

НЕФТЯНАЯ ПРАВДА РОССИИ 2000–2009

05'10

ОТРАСЛЕВАЯ ПОЛИТИКА И ГОСУДАРСТВЕННОЕ УПРАВЛЕНИЕ:
РУЧНОЙ РЕЖИМ СЕБЯ НЕ ОПРАВДАЛ,
А ДРУГОГО ВСЕ ЕЩЕ НЕТ

БАРЬЕРЫ И ЛАБИРИНТЫ ЛОСКУТНОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА:
ПАРЛАМЕНТ ПЕРЕСТАЛ ОТКЛИКАТЬСЯ
НА ПРОБЛЕМЫ ОТРАСЛИ

АГРЕССИВНОЕ НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ:
ПРОСТОТА ПРОТИВ РАЦИОНАЛЬНОГО
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

ПРЯНИКИ ДЛЯ ИЗБРАННЫХ:
ЛЬГОТЫ ЛИШЬ РАСШАТЫВАЮТ
НАЛОГОВУЮ СИСТЕМУ

ШАТКОЕ БЛАГОПОЛУЧИЕ
НЕФТЕДОБЫЧИ:
ПОЗИЦИИ ВЛАСТИ И БИЗНЕСА
ВСЕ БОЛЬШЕ РАСХОДЯТСЯ

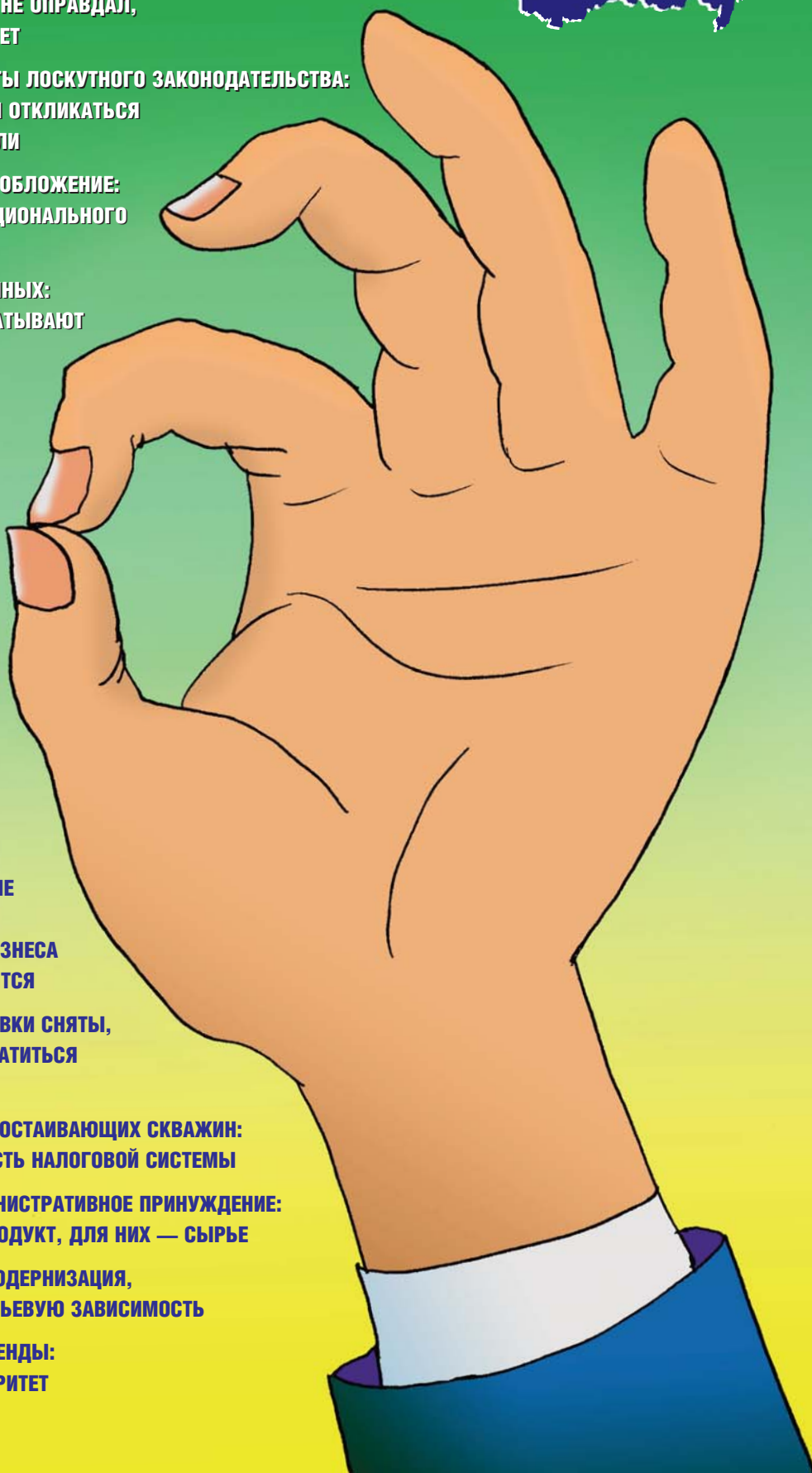
РЕСУРСНАЯ БАЗА: СЛИВКИ СНЯТЫ,
НО НИКТО НЕ ХОЧЕТ ТРАТИТЬСЯ
НА ПОИСК И РАЗВЕДКУ

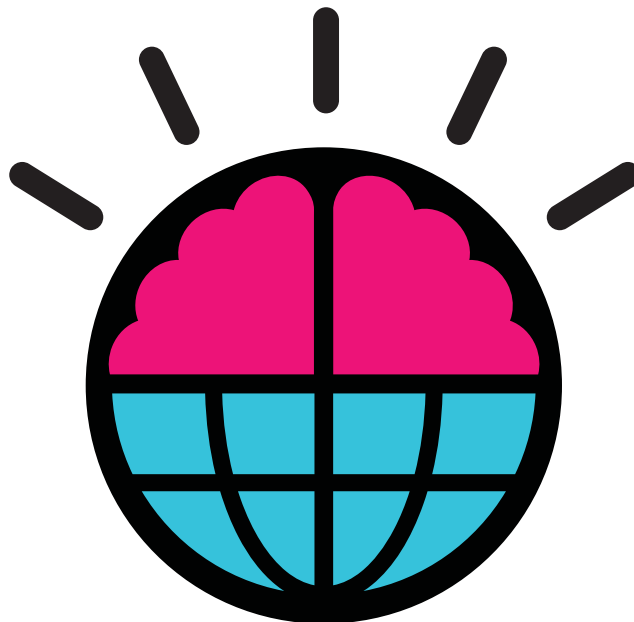
ВЫСОКИЙ УРОВЕНЬ ПРОСТАИВАЮЩИХ СКВАЖИН:
ЧРЕЗМЕРНАЯ ЖЕСТКОСТЬ НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЫ

ПЕРЕРАБОТКА И АДМИНИСТРАТИВНОЕ ПРИНУЖДЕНИЕ:
ДЛЯ НАС МАЗУТ — ПРОДУКТ, ДЛЯ НИХ — СЫРЬЕ

ЭКСПОРТ: ГОВОРИМ МОДЕРНИЗАЦИЯ,
ПОДРАЗУМЕВАЕМ СЫРЬЕВУЮ ЗАВИСИМОСТЬ

ИНВЕСТИЦИИ В ДИВИДЕНДЫ:
ВЫНУЖДЕННЫЙ ПРИОРИТЕТ





Разумная аналитика для разумной планеты

Каждый руководитель принимает решения. Каждое решение основывается на информации. Так действуют все: директора компаний и руководители государственных учреждений, военачальники и домохозяйки.

За последние 50 лет качество и количество информации, доступной руководителям, изменились кардинальным образом. Задача индустрии информационных технологий всегда заключалась в том, чтобы оказать руководителям помощь в получении достоверного представления обо всем, что происходило, происходит и может произойти в любой сфере деятельности предприятия. Однако нужно учесть, что на разумной планете информация постоянно растет в объеме и становится все разнообразнее, а решения принимаются все быстрее и быстрее.

С какой же скоростью увеличивается объем цифровой информации? Ее ежедневный прирост в 350 раз превышает фонды всех университетских библиотек США¹.

Откуда берется информация? Ее создают миллиарды людей, она поступает от триллионов интеллектуальных устройств, датчиков и разнообразных измерительных приборов. Не менее 80% этой информации имеет неструктурированный вид: это электронные письма, документы, изображения, истории болезней, видео- и аудиофайлы и т. п.²

Как быстро обрабатывается информация? Чтобы работать с той же скоростью, с которой сегодня совершаются транзакции, системы должны получать в ре-

альном времени данные о разного рода событиях, сопоставлять и анализировать их, совершать более чем 60 000 действий в секунду, т. е. работать в 300 раз быстрее, чем колибри машет крыльшками³.

К счастью, сегодня существуют технологии, позволяющие накапливать и обрабатывать огромные массивы данных, причем не просто превращать их в систематизированные базы данных или даже знаний, а в настоящий интеллект. С помощью новых подходов, в основе которых лежат передовые программные алгоритмы, можно переходить от принципов гибкого реагирования и принятия решений в режиме реального времени к своего рода предвосхищению.

Все это может в полном смысле изменить механизм функционирования нашего мира. Так, уже сегодня сотрудники страховых компаний научились выявлять модели составления претензий, что позволяет им вылавливать среди миллионов заявлений немногочисленные случаи мошенничества⁴.

Подобных примеров будет еще много, ведь перемены только начинаются. Представьте себе, как благодаря им изменятся подходы к обеспечению экономического роста, развития общества, охране окружающей среды и борьбе с эпидемиями. К тому, как мы взаимодействуем друг с другом и со всем миром.

Сделаем планету разумнее. Хотите узнать подробности? Посетите ibm.com/planeta/ru/intelligence





Аналитический журнал
№ 05 (234)
март 2010 г.

Издатели
Николай Никитин nikitin@ngv.ru
Сергей Никитин sergey@ngv.ru

Главный редактор
Николай Никитин nikitin@ngv.ru

Фактический адрес:
Россия, 119261 г. Москва,
Ленинский проспект, д. 72/2
Тел./факс: (495) 510-57-24 (многоканальный)
http://www.ngv.ru info@ngv.ru

Почтовый адрес:
Россия, 117321 г. Москва,
ул. Профсоюзная, д. 124

Председатель Редакционной Коллегии
Андрей Мещерин andrey@ngv.ru

Выпускающий редактор
Ирина Сизова ira@ngv.ru

Арт-директор
Максим Смирнов max@ngv.ru

Карикатурист
Евгений Кран kran_e@mail.ru

Редактор отдела «Международные рынки»
Ольга Виноградова olgav@ngv.ru
Анастасия Никитина anikitina@ngv.ru

Редактор отдела «Рынки Средней Азии»
Олег Лукин lukino@mail.ru

Редактор отдела «Нефтегазовый сервис»
Мая Нобатова mayan@list.ru

Редактор отдела «Технологии и оборудование»
Михаил Игнатьев mig@ngv.ru

Менеджер по компьютерному оборудованию
Евгений Белов evgeny@ngv.ru

Отдел маркетинга и рекламы:
Татьяна Адыякова tata@ngv.ru
Павел Наумов paveln@ngv.ru
Любовь Фролова fl@ngv.ru
Дарья Соколова DSokolova@ngv.ru
Тел./факс: (495) 510-57-24 (многоканальный)

Отдел подписки:
Наталья Шитова podpiska@ngv.ru
Владимир Негин
По Украине
Тел./факс: 10 (38044) 536-1175/80
info@prescentr.kiev.ua

Группа рассылки:
Анатолий Алексеев, Геннадий Белоусов,
Николай Гузарь, Николай Чугунов

Бухгалтерия:
Надежда Радина nadya@ngv.ru
Ирина Сержантова, Галина Маркелова

Представитель в Казахстане:
Владимир Романовский, г. Алматы
Тел./факс: 10-7 (3272) 91-69-48
Моб.: 8-333-299-39-91
rkt@nursat.kz

Представитель в Туркменистане:
Олег Лукин, г. Ашхабад
Тел.: (99312) 36-15-38
lukino@mail.ru

Представитель в Азербайджане:
Таги Тагиев, г. Баку
Тел./факс: (99412) 93-76-85
tagiev555@hotmail.com

Представительство в Западной Сибири
Оксана Задорожная
Тел.: (922) 0466-240
466240@rambler.ru

Фото: Максим Смирнов,
ООО «Нефтегазовая Вертикаль»

Журнал зарегистрирован Комитетом РФ по печати.
Регистрационное свидетельство №016629
Заявленный тираж 15 000 экземпляров.
Отпечатано в типографии «Немецкая фабрика печати»
Цена свободная

© «Нефтегазовая Вертикаль», 2010
При перепечатке материалов ссылка
на журнал «Нефтегазовая Вертикаль» обязательна
Подписной индекс:
ОАО Агентство «Роспечать» 47571
Объединенный каталог «Пресса России» том 145380
Редакция не несет ответственности за достоверность
информации, опубликованной в рекламных объявлениях

НЕФТЯНАЯ ПРАВДА РОССИИ 2000-2009



АНДРЕЙ МЕЩЕРИН,
«Нефтегазовая Вертикаль»

**Сырьевое проклятие
или локомотив модернизации?2**

**Отраслевая политика и государственное управление.
Вехи и тенденции3**

**Лоскутное законотворчество:
барьеры и лабиринты10**

**Налогообложение:
«ножницы Кудрина» и пряники для избранных16**

**«Шлюмберже»:
если прирастать, то Сибирью24**

**«Московский телепорт»:
услуги спутниковой связи
для предприятий нефтегазовой отрасли26**

**Нефтедобыча:
шаткое благополучие.....28**

**Ресурсная база:
«сливки» кончились40**

**Производственные активы:
перемены к лучшему54**

**Нефтепереработка:
так жить нельзя62**

**Бензиновая нумерология, или
Чем повышается октановое число?70**

Экспорт нефти и нефтепродуктов73

Инвестиции90

СТАТИСТИКА

96

СЫРЬЕВОЕ ПРОКЛЯТИЕ ИЛИ ЛОКОМОТИВ МОДЕРНИЗАЦИИ?

Новая политическая стратегия России, обнародованная президентом Д.Медведевым осенью прошлого года, исходит из неотложной необходимости всесторонней модернизации.

«Пока росли цены на нефть, у многих, что там скрывать, почти у всех, были иллюзии, будто структурные реформы еще могут подождать... В основном предпочтение было отдано форсированию роста старой, сырьевой экономики, а для формирования новой, создающей уникальные технологии и инновационные продукты, были приняты лишь отдельные и несистемные решения», — заявил глава государства, обращаясь с посланием к Федеральному Собранию.

Курс на модернизацию дает нефтегазовому комплексу страны шанс раскрыть колоссальный инновационный и производственный потенциал, стать локомотивом качественных преобразований в экономике страны.

Но новый курс несет для отрасли и высокие риски: велик соблазн снизить уровень пресловутой сырьевой зависимости, обеспечить опережающее развитие «отраслей будущего» за счет подавления активности в нефтегазовом секторе. В середине прошлого десятилетия именно так и случилось. В результате и «новая экономика» на ноги не встала, и нефтегазовый сектор остановился в развитии.

Сырьевое проклятие — это не вопрос количества добываемой нефти, а проблема государственного управления, распределения и использования нефтяных доходов. Добыча нефти — далеко не самый доходный в России вид бизнеса. И отнюдь не владельцы нефтяных компаний возглавляют список миллиардеров, составляемый журналом Forbes.

Отбирая в казну львиную долю нефтяных доходов, государство так и не смогло избавиться от искушения жить не по средствам. Была удачная попытка стерилизации избыточных нефтедолларов. Однако деньги складывались в кубышку, не работали на реформу, а при первой же возможности были потрачены.

Нефтедоллары, действительно, мешают чиновникам сосредоточиться на реформировании экономики. Но это проблема государства, а не отрасли. В этом убеждает пример Норвегии, экономика которой успешно развивается, опираясь на сырьевой фундамент. Крупнейшие мировые экспортеры углеводородов относительно

легко перенесли острую фазу глобального экономического кризиса, а некоторые даже вышли на рост ВВП — Россия стала редким исключением. Выходит, отнюдь не поток нефтедолларов является причиной наших бед, а неумение или нежелание государства распорядиться им по уму.

Потенциально нефтяники входят в число крупнейших заказчиков для широкого круга смежных отраслей российской экономики. Известно даже, что основной эффект от развития нефтедобычи страна получает не в добывающих, а в машиностроительных регионах.

Правда, на практике уровень участия российских поставщиков и подрядчиков оставляет желать лучшего. Уже не только западные, но и китайские производители нефтяного оборудования теснят отечественных. Это проблема, требующая пристального внимания и государственных решений. Но если добыча и переработка нефти останутся в развитии, это еще больше обострит проблемы смежников.

Совещания, которые Д.Медведев провел в феврале 2010 года в Омске и Томске, показали, что президент готов опереться на нефтегазовый комплекс страны в решении задач экономической модернизации, а нефтяники заинтересованы в этом.

Но одного желания мало. Сценарий модернизации не нов для России. В 2001 году правительство президента В.Путина тоже заявляло о недопустимости патернализма и необходимости модернизации, основанной на высвобождении частной инициативы и усилении роли государства в обеспечении благоприятных условий хозяйствования. Необходимо честно разобраться в том, почему эта попытка провалилась.

Пожалуй, самой большой угрозой для реализации нового курса Д.Медведева является попытка свести программу модернизации исключительно к решению задач технологического перевооружения. За последнее десятилетие в отрасли накопилось большое количество системных проблем, без устранения которых никаких кардинальных перемен не произойдет.

Мы активно обсуждаем текущие события. Любим строить планы на будущее. Но в большом дефиците критический анализ пройденного пути. А он очень важен для выявления болевых точек и выстраивания реалистичной стратегии развития. Публикуемый обзор является попыткой восполнить этот пробел.

ОТРАСЛЕВАЯ ПОЛИТИКА И ГОСУДАРСТВЕННОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Парадоксально, но, уделяя нефтяной индустрии повышенное внимание, государство так и не дало этому ключевому сектору экономики страны внятных стратегических ориентиров. За 2000-е годы правительство одобрило четыре варианта энергетической стратегии страны. Но ни один из них не стал руководством к действию — прежде всего, для самого правительства.

Отраслевая политика остается во многом спонтанной. То немногое, чем правительство занимается систематически и целенаправленно, — это развитие ориентированных на экспорт трубопроводных систем.

Еще одним ярко выраженным трендом десятилетия стало огосударствление отрасли. На первом этапе — путем активного расширения сегмента нефтяных компаний, непосредственно подконтрольных государству. А в последнее время — за счет создания «своим» компаниям вне рыночных преимуществ.

Отсутствие внятных ориентиров дезориентирует частный бизнес. А привилегии госкомпаниям ограничивают нормальную конкуренцию, не позволяют сектору раскрыть свой потенциал.

Цели и средства

В конце февраля 2010 года президент «Роснефти» С.Богданчиков заявил, что если правительство отменит нулевую пошлину на экспорт нефти Восточной Сибири, компания остановит развитие Ванкорского проекта. С аналогичным заявлением выступил и исполнительный директор ТНК-ВР Г.Хан, который пригрозил заморозить ряд новых проектов на Ямале и сократить темпы разработки Верхнечонского месторождения.

Демарш довольно странный. Разработка новых месторождений начиналась без расчета на освобождение от экспортных пошлин. Такая льгота попросту запрещена действующим законодательством. Год назад ее пообещал В.Путин, да и то без упоминания об уровне снижения пошлины и о сроках ее действия. Это подарок судьбы, и серьезные компании попросту не принимают инвестиционные решения в расчете на авось.

К тому же гарантированное государством освобождение от НДС позволяет компаниям экономить при нынешних ценах по \$13 на каждом барреле добытой нефти. Это увеличивает остающуюся у них часть выручки примерно в 1,5 раза. Неплохая компенсация за дополнительные издержки, связанные с выходом в новые регионы нефтедобычи.

Но главное даже не в том, что нефтяники, работающие в Восточной Сибири, хотя и оставляют у себя выручку в три раза большую, чем коллеги, разрабатывающие месторождения в других регионах страны. Кто же этого не хочет?

Требую сохранения льготы, С.Богданчиков поднял очень важную тему: «Если государству не нужна дополнительная нефть, то ее не будет, а если она нужна, то льготы должны быть».

Действительно, интересный вопрос: а нужна ли государству дополнительная нефть, за которую нужно платить такую дорогую цену? Если нужна, то зачем?

Опыт прошлых лет однозначно указывает на то, что добыча нефти является для государства важнейшей статьей доходов. По факту — именно в этом главный для государства смысл развивать нефтедобычу.

В интересах энергобезопасности страны государство может себе позволить и полный отказ от фискальных притязаний — был бы бензин. Но в ситуации, когда на отечественных НПЗ перерабатывается менее половины объема добытой нефти, обеспеченность внутреннего рынка топливом имеет колоссальный запас прочности.

Освобождение от пошлин означает однозначную ориентацию нефтяных потоков, идущих из новых месторождений, на экс-

порт. При таком режиме не может идти и речи о новых перерабатывающих сырье производствах, более рациональной логистике на региональном топливном рынке, дополнительных рабочих местах.

Интересный вопрос: а нужна ли государству дополнительная нефть, за которую нужно платить такую дорогую цену? Если нужна, то зачем?

Получается, что для государства нет большой разницы, будет Ванкор давать в обозримом будущем 13 или 25 млн тонн беспошлинной и освобожденной от НДС нефти в год. А если уж быть до конца откровенным, то 13 млн тонн нефти с уплатой пошлины для государства значит несколько больше, чем 25 млн тонн, с которых в казну не поступает ничего.

Когда сложные и принципиальные вопросы общегосударственного значения решаются на уровне перетягивания каната между членами правительства — это верный признак того, что у государства нет четкого курса

Не похоже, что окончательное решение по этому вопросу будет принято исходя из ответа на сугубо рациональный вопрос о целесообразности для экономики

страны форсированного развития нефтедобычи в новом регионе. Главу Минфина А.Кудрина волнуют только выпадающие доходы федерального бюджета. Куратор ТЭК и по совместительству председатель совета директоров «Роснефти» И.Сечин лоббирует интересы нефтяников.

Многие решения принимаются спонтанно, нефтяники не получают четких ориентиров для работы на перспективу. Это вызывает апатию и тормозит развитие отрасли

Компромиссным решением может стать указание на другие источники пополнения казны, которые возместят потери на льготе. Российско-белорусский нефтяной конфликт начала года стал первой разменной монетой: повышение экспортной пошлины на нефть для белорусов подпортило отношения с близким соседом, но несколько прикрыло брешь выпадающих доходов в связи с освобождением от пошлины нефти Восточной Сибири.

Именно отсутствие ясной и однозначно понимаемой государственной политики в отношении нефтегазового комплекса страны является главным дестабилизирующим фактором

Когда такие сложные и принципиальные вопросы общегосударственного значения решаются на уровне перетягивания каната между членами правительства, лоббирующими интересы курируемых ими сфер деятельности, — это верный признак того, что у государства нет четкого курса. Применительно к данному случаю — отсутствует внятная энергетическая политика.

В действительности же с вектором развития энергетического сектора экономики страны ситуация сейчас даже хуже, чем кажется на первый взгляд.

Курс не известен

Из года в год участники рейтингового опроса «Вертикали»

называют одним из главных для отрасли «антисобытий» отсутствие внятной энергетической политики России. Правительство не устает посылать нефтяникам противоречивые сигналы.

Стремимся уйти от сырьевой зависимости экономики — и начинаем осваивать необжитые территории с высокзатратной добычей.

Пребывали в растерянности от докризисного переизбытка нефтедолларов — и активно строили новые экспортные магистрали.

Констатируем, что крупные месторождения заканчиваются, — но не позволяем развиваться малому бизнесу в сфере добычи углеводородного сырья.

Называем многомиллиардные суммы инвестиций, необходимых для устойчивой работы нефтегазового комплекса страны, — но создаем все новые барьеры на пути иностранных инвесторов.

Отвергаем экономический выверенный режим СРП — но обещаем недропользователям, осваивающим новые месторождения, щедрые льготы.

Сокрушаемся, что бензин на наших АЗС так дорог, — но привязываем специальные налоги к уровню мировых цен на нефть...

Многие решения принимаются спонтанно, их обоснованность нередко вызывает сомнения. Нефтяники не получают четких ориентиров для работы на перспективу. Все вместе вызывает апатию и тормозит развитие отрасли.

Именно отсутствие ясной и однозначно понимаемой государственной политики в отношении нефтегазового комплекса страны является главным дестабилизирующим фактором.

Все остальное — следствия: и чрезмерно жесткая и неповоротливая налоговая система, и подмена прямым вмешательством государства законодательно установленных правил игры, и трата немислимых денег, необходимых для новых проектов, на скупку уже существующих активов, избыточные трубопроводные мегапроекты, и нерациональное (хотя и эффективное с точки зрения бизнеса) недропользование...

Но это были «цветочки». Во второе десятилетие XXI века Рос-

сия вступила в отсутствие даже формальных политических директив, задающих курс развития энергетического сектора страны.

Ранее единственным документом такого рода был указ президента Б.Ельцина «Об основных направлениях энергетической политики и структурной перестройки топливно-энергетического комплекса РФ на период до 2010 года», изданный 7 мая 1995 года.

Указ предписывал федеральным органам исполнительной власти и органам исполнительной власти субъектов РФ руководствоваться этим документом при разработке и осуществлении мер государственного регулирования, а также при разработке инвестиционных, научно-технических и других программ развития отраслей и регионов. Кстати, и первая энергетическая стратегия страны (ЭС-2010) была одобрена правительством по прямому поручению главы государства, содержащемуся в этом указе.

Удивительно, но, казалось бы, давно всеми забытый указ, формулирующий основы энергетической политики, стал довольно крепким стержнем отраслевого развития.

Так, при всех последующих заявлениях правительства о необходимости снижать долю газа в энергетическом балансе страны на практике происходило обратное. В полном соответствии с заданной президентом генеральной линией на «увеличение доли природного газа в суммарном производстве энергетических ресурсов и расширение его использования в экологически неблагополучных промышленных центрах и для газификации села».

В 1995 году глава государства назвал одной из основных задач «стабилизацию добычи нефти в Западной Сибири и других регионах, создание условий для формирования новых нефтегазодобывающих регионов». То есть не было указания развивать добычу, и органы власти за минувшее время практически ничего не сделали для стимулирования нефтедобычи.

В итоге она выросла — но благодаря неожиданно высоким ценам на нефть и выборочной раз-

работке лучших запасов, без каких-либо усилий со стороны правительства. Как и предписывал указ, к концу периода были созданы условия для формирования новых нефтегазодобывающих регионов, — и именно сейчас начинается освоение новых крупных месторождений.

Была поставлена задача обеспечить «поддержание экспортного потенциала топливно-энергетического комплекса и расширение экспорта его продукции». Сегодня это, пожалуй, самое успешное направление работы правительства с энергетическим сектором страны.

Указ назвал еще одним приоритетом «создание необходимых условий для перевода экономики страны на энергосберегающий путь развития». Так и получилось: реальная работа начинается только сейчас, за прошлые годы значимых результатов не получено.

Правда, основные направления энергетической политики ориентировали также на «создание надежной сырьевой базы» и «увеличение производства высококачественных светлых нефтепродуктов за счет повышения эффективности переработки нефти». На этих фронтах успехи были довольно скромными.

Не хочется мистифицировать значение указа президента, определившего основные направления энергетической политики страны. Но факт остается фактом: чиновники не взяли более высокой планки, чем было установлено указом, хотя подобные намерения не раз озвучивались.

Возможно, подспудно срабатывала генетическая память бюрократической машины. Не исключены и случайные совпадения. Но не вызывает сомнений, что без политического стержня целенаправленного развития отрасли не получается. Все последующие энергетические стратегии, содержащие попытки отойти от магистрального курса, только вносили сумятицу, но так и не стали маяком отраслевого развития.

Это происходило по двум причинам. С одной стороны, авторы ЭС — весьма авторитетные и квалифицированные специалисты —

способны найти пути эффективного решения практически любой задачи, но постановка таких задач выходит за рамки их компетенции. Отсюда неконкретность и неоднозначность формулируемых целей и предлагаемых механизмов.

С другой стороны, сама ЭС, утверждаемая всего лишь распоряжениями правительства, не имеет должного авторитета. Проблемы должны решаться на межведомственном уровне, а ЭС — не тот документ, который является для чиновников руководством к действию. Соответственно, и бизнес относится к ЭС без особого доверия.

В соответствии с законом о правительстве, оно организует реализацию внутренней и внешней политики Российской Федерации. А определение основных направлений этой политики Конституция относит к полномочиям главы государства.

В настоящее время базовые принципы энергетической политики, сформулированные президентом, отсутствуют. Указ 15-летней давности охватывал период до 2010 года. Новый указ главой государства не издан. Получается, что важнейший сегмент экономики страны на сегодняшний день пущен на самотек. Или, точнее, отдан на откуп правительству, не имеющему полномочий определять политический вектор, да и не претендующему на это.

Правда, в мае 2009 года Д. Медведев утвердил указом стратегию национальной безопасности РФ до 2020 года. Но вопросы энергетической политики затронуты этим документом вскользь.

С одной стороны, к главным стратегическим рискам и угрозам отнесено сохранение экспортно-сырьевой модели развития национальной экономики. С другой — основное содержание энергетической безопасности определено как устойчивое обеспечение спроса достаточным количеством энергоносителей стандартного качества, эффективное использование энергоресурсов путем повышения конкурентоспособности отечественных производителей, предотвращение возможного дефицита топливно-энергетических

ресурсов, создание стратегических запасов топлива.

Между тем, Россия является и крупнейшим производителем углеводородного сырья, и его крупнейшим потребителем. На этой почве возникает много противоречивых интересов. Поэтому сформулировать базовые прин-

Во второе десятилетие XXI века Россия вступила в отсутствие даже формальных политических директив, задающих курс развития энергетического сектора страны

ципы энергетической политики России значительно сложнее, чем, скажем, для Саудовской Аравии, у которой собственное потребление топлива ничтожно по сравнению с объемами добычи, или, например, Японии, где чрезвычайно мало собственных энергоресурсов.

Не вызывает сомнений, что без политического стержня целенаправленного развития отрасли не получается

Понятно, что в первом случае в ЭС доминируют вопросы экспортной политики, а во втором — превалируют тема минимизации энергопотребления, оптимизации затрат, диверсификации внешних источников поставок топлива, повышенное внимание к альтернативным источникам энергии.

Россия в этом смысле — на перекрестке всех дорог. Приоритеты экономической политики здесь не столь очевидны. На первый план выходит задача согласования всех интересов и выбора опти-

Вектор развития во многом определяется тактическими конъюнктурными интересами и результатами очередного раунда подковерной борьбы между различными группами влияния

мальных решений — как с экономической, так и с геополитической точек зрения. Это, прежде всего, вопрос политического выбора. А соответствующей политической доктрины у нас попросту нет.

Вектор развития во многом определяется тактическими конъюнктурными интересами и результатами очередного раунда подковерной борьбы между раз-

Каждая новая Энергетическая стратегия России — это крутой поворот в энергетической политике страны

личными группами, отстаивающими ведомственные или корпоративные интересы.

Флюгер вместо компаса

ЭС-2030, утвержденная распоряжением правительства 13 ноября 2009 года, является четвертой в непродолжительной истории новой России попыткой сформулировать долгосрочные ориентиры развития топливно-энергетического комплекса страны. Причем, каждая новая стратегия — это крутой поворот в энергетической политике страны.



Первая стратегия, утвержденная осенью 1995 года, поощряла более активное использование природного газа в качестве топлива и предполагала бурное развитие нефтегазового комплекса (чем несколько конфликтовала с обозначенным президентом вектором энергетической политики).

Потребители с готовностью откликнулись на призыв сжигать дешевый и экологичный газ. Но ключевые параметры роста добычи нефти и газа были с треском провалены.

Высшим приоритетом второй стратегии, которая была принята в ноябре 2000 года, было названо энергосбережение. За 20 лет планировалось увеличить добычу нефти на 15%, газа — на 27%. Зарабатывать нефтедоллары правительство посчитало постыдным для великой державы. Соответственно, стратегия ориентировала на сдерживание экспорта углеводородного сырья и наращивание экспорта нефтепродуктов.

Уже через пару лет стало понятно, что прогнозы сбываются с точностью до наоборот. Энергосбережением никто всерьез так и не занялся. Добыча нефти росла темпами, в разы превышающими параметры развития, заложенные в энергетической стратегии. Зато динамика добычи газа заметно отставала от контрольных цифр.

Третья стратегия (2003 год) признала локомотивную роль ТЭК в экономике страны. Но правительство сохранило убежденность в том, что проблем с инвестициями у нефтяников нет, и не будет. Соответственно, режим СРП был признан неактуальным, а инвестиционные льготы стали появляться уже во второй половине десятилетия.

В то же время правительство признало, что государству выгодны экспорт и транзит углеводородного сырья. Тем самым ЭС-2020 сняла даже формальные препятствия для наращивания экспортного потенциала нефтегазового комплекса.

Свидетельством здорового прагматизма стал отказ от надуманной идеи заменить экспорт нефти экспортом нефтепродуктов. Третья стратегия предложи-

ла российским нефтяникам идти по испытанному мировой практикой пути: покупать и строить НПЗ за рубежом, чтобы перерабатывать на них свое сырье.

ЭС-2020 радикально изменила мнение о целесообразном уровне непосредственного государственного присутствия в ТЭК. Раньше ставилась задача иметь в государственной собственности если не контрольные пакеты акций, то хотя бы «золотые акции» практически всех крупных энергетических и нефтегазовых компаний.

На этот раз речь шла о государственной собственности лишь в системообразующих секторах ТЭК. Это преимущественно транспортная инфраструктура. Однако на практике именно после принятия новой редакции ЭС-2020 началось массированное огосударствление сектора.

Вторая редакция ЭС-2020 впервые рассматривала перспективы развития ТЭК через призму перспектив спроса на российские энергоресурсы на внутреннем и внешних рынках. Предыдущие стратегии строились, главным образом, на прогнозе наших возможностей, а не на анализе покупательского спроса.

Содержащийся в ЭС-2020 тезис о том, что углеводородное сырье Россия рассматривает как инструмент внешнеполитического влияния, существенно подпортил международную репутацию страны. «Если что не так, перекроют вентиль?» — занервничали зарубежные партнеры. К счастью, в последней редакции ЭС отсутствуют подобные пассажи.

Новая стратегия (ЭС-2030) вообще старательно обходит острые углы. Не имея однозначных ориентиров, ее авторы заметно пытались никого не обидеть.

Угрожающе выглядит обещание, что на первом этапе реализации ЭС-2030 «возрастет роль государственного участия в развитии российского энергетического сектора». Куда уж больше...

Странное впечатление производят указания на то, что доля ТЭК в ВВП и экспорте должна снизиться к 2030 году не менее чем в 1,7 раза, доля экспорта топливно-энергетических ресурсов в ВВП — в 3 раза, а доля ТЭК в общем

объеме капиталовложений — более чем в 2 раза. Это все равно, как если бы в продовольственной программе оговаривалось, что инвестиций в аграрный сектор не должно быть больше, чем в металлургию.

Все-таки уровень инвестиций должен определяться реальными потребностями для решения задач энергоснабжения и энергобезопасности, а не состоянием инвестиционной активности в смежных областях. Тем более что речь идет не о государственных, а о частных инвестициях.

Да и поводов сдерживать инвестиционную активность нефтяники пока не было. Отрасль недоотягивает до необходимого уровня капиталовложений уже много лет. И это признают авторы ЭС-2030.

Вообще, документ изобилует противоречиями между «лозунгами» и «цифрами». Сказано, что основным содержанием третьего этапа станет постепенный переход к энергетике будущего. Но при этом доля нетопливных источников энергии в энергетическом балансе за 20 лет должна вырасти с 7% до 9,5%.

Гипертрофированное внимание уделяется Восточной Сибири и Дальнему Востоку, но их доля в структуре нефтедобычи должна вырасти до 18–19%. Основным центром нефтедобычи остается Западная Сибирь, но ЭС-2030 не заточена на поддержку отраслевых проектов в этом регионе.

Подробнее об основных параметрах ЭС-2030 будет сказано ниже. С оговоркой, что особого доверия этот документ не вызывает. Вряд ли правительство станет ориентироваться на него в своей работе. Опыт минувшего десятилетия не дает поводов для оптимистичных ожиданий на этот счет.

Возможно, главной концептуальной ошибкой всех четырех ЭС России является акцент на оценке потенциальных возможностей отрасли: «что мы можем». Но, прежде всего, стоило бы разобраться с потребностями: «что и зачем нам необходимо». Под ответы на эти вопросы уже можно было бы подбирать инструменты, обеспечивающие достижение поставленных целей. Увы, без политической доктрины такое невозможно.

Реальная политика

В течение всего минувшего десятилетия В.Путин последовательно укреплял и ужесточал рычаги государственного управления нефтегазовым комплексом. Правда, результаты этой работы наиболее явно стали проявляться с середины 2000-х. В целом, они оказались крайне полезными для госбюджета, но не для развития отрасли.

В своем первом послании парламенту президент В.Путин еще предостерегал чиновников от чрезмерного вмешательства в бизнес, увлечения административными рычагами и развития экспансии государства в отдельные отрасли («это мы уже проходили, это было неэффективно»).

Спустя год президент уже не вспоминал об обещании изменить налоговую политику так, чтобы она была «нацелена не только на достижение бюджетного, но и инвестиционного эффекта». На первый план вышла задача ограничения доходности нефтедобычи.

«Где делаются основные деньги? На нефти, на газе, на металлах, на другом сырье. Полученные дополнительные доходы от экспорта либо проедаются, либо питают отток капитала, либо в лучшем случае инвестируются в тот же сырьевой сектор», — заявил В.Путин в начале 2001 года. Из этого следовало, что государству деньги нужнее и оно лучше знает, как ими распорядиться.

Министерства финансово-экономического блока начали ужесточать фискальную нагрузку на нефтегазовый сектор, чем охладили и без того не слишком горячую заинтересованность частных компаний отрасли инвестировать в проекты, связанные с поиском новых месторождений и вводом их в эксплуатацию.

В 2003 году, когда отрасль была на пике активности, проявились первые признаки ужесточения силового давления государства на нефтяные компании. Было открыто «дело ЮКОСа», которое стало отправной точкой для активного прямого вмешательства государства в отраслевые процессы и масштабного огосударствления сектора.



**КРИОГЕННАЯ
АРМАТУРА
ФОБОС для СПГ**

152908, г. Рыбинск, Ярославская область, ул. Сысоевская, 23
Тел.: (4855) 282-100, факс: (4855) 217-788
e-mail: info@fobosarm.ru www.fobosarm.ru

С этого времени самыми активными игроками в области слияний и поглощений стали нефтегазовые компании, контролируемые государством. Это означает, что перераспределение существующих активов стало одним из основных элементов государственной отраслевой политики.

В.Путин последовательно укреплял и ужесточал рычаги государственного управления нефтегазовым комплексом. Результаты оказались полезными для госбюджета, но не для развития отрасли

Начав «дело ЮКОСа», власть жестко дала понять, что больше не будет мириться с «налоговой оптимизацией» (для того времени это, действительно, была очень болезненная для государства проблема). В дополнение к этому

Перераспределение существующих активов стало одним из основных элементов государственной отраслевой политики

для нефтяников были увеличены и налоговые ставки. Было заблокировано применение на территории России режима СРП, стимулирующего инвестиции в крупные нефтегазовые проекты. На эти события нефтяники отреагировали снижением роста годовой добычи. В дальнейшем это стало устойчивой тенденцией.

А в 2004 году глава государства назвал в числе наиболее значимых задач модернизацию и развитие транспортной инфраструктуры. Трубопроводные инициативы В.Путина до сих пор реализуются чиновниками и подконтрольными государству компаниями с таким рвением, как, пожалуй, ни одно другое поручение.

Оставив пост президента, В.Путин сохранил колоссальное влияние на ситуацию в нефтегазовом комплексе страны

Это позволило снять инфраструктурные ограничения на экспорт нефти, свести к минимуму транзитную зависимость, получить прямой выход на новые перспективные рынки и диверсифицировать экспортные потоки. Однако нынешняя активность в трубопроводном строительстве, как минимум, неоспорима с точки зрения экономической эффективности новых дорогостоящих проектов.

Усиление государственного вмешательства в дела отрасли оказалось чрезмерным. Оно негативно сказалось не только на ее текущем состоянии, но и на перспективах развития

Напротив, процесс лицензирования участков недр был заморожен на несколько лет без объяснения причин. Под предлогом борьбы с коррупцией был наложен запрет на конкурсы в пользу аукционов. Нововведение удари-

Жесткая рука государства не помогла консолидировать потенциал отрасли. Напротив, внутриотраслевой конфликт интересов стал более выраженным

ло по малым и средним предприятиям сектора, которые заведомо проигрывали в борьбе кошельков.

Позже почувствовала дискомфорт и контролируемая государством «Роснефть», которая не привыкла переплачивать и из-за

этого вынужденно выходила из борьбы за довольно привлекательные лицензии. Конкурсы вернулись — как исключение, и только в отношении некоторых крупных участков недр.

В 2005 году В.Путин заявил, что месторождения полезных ископаемых, имеющие стратегическое значение для будущего страны, а также инфраструктурные монополии должны оставаться под контролем «со стороны национального, в том числе государственного капитала». Год спустя — поручил резко ограничить практику сжигания на нефтяных промыслах попутного газа и добиться увеличения переработки углеводородного сырья внутри страны.

Оставив пост президента, В.Путин сохранил колоссальное влияние на ситуацию в нефтегазовом комплексе страны. Став премьер-министром, он порадовал нефтяников серией налоговых послаблений, в ручном режиме провел антикризисную корректировку экспортных пошлин на нефть и пообещал нефтяникам, работающим в Восточной Сибири, щедрые льготы по таможенным пошлинам.

У ТЭК появился куратор в ранге премьер-министра. Из состава Минпромэнерго было выделено Министерство энергетики, которое, впрочем, не играет заметной роли в отстаивании отраслевых интересов, оставаясь в тени курирующего ТЭК вице-премьера И.Сечина.

Со сжиганием на скважинах ПНГ и неэффективной нефтепереработкой правительство борется преимущественно административными мерами: устанавливают жесткие требования и санкции за их невыполнение. Реальной помощи нефтяники при решении этих проблем не получают.

Оборотная сторона медали

Обобщая, можно сказать, что объективно необходимое усиление государственного вмешательства в дела отрасли оказалось чрезмерным. Оно негативно сказалось не только на ее текущем состоянии, но и на перспективах развития.

Жесткая рука государства не помогла консолидировать потенциал отрасли. Напротив, внутриотраслевой конфликт интересов стал более выраженным.

НДПИ и практика лицензирования усилили дискриминацию неинтегрированных нефтяных компаний. Резко ограничен доступ к российским недром иностранным инвесторам — в крупных проектах они теперь могут участвовать только в качестве младших партнеров, да и то, если В.Путин не возражает.

Результатом масштабного огосударствления стали обострившиеся противоречия между подконтрольными государству компаниями и другими ВИНК. И даже госкомпании стали чаще конфликтовать между собой, отстаивая корпоративные интересы, не считаясь с государственными.

Много лет правительство не решает вопрос недискриминационного доступа нефтяных компаний к газопроводной системе, которой монопольно владеет «Газпром». Проблема обострилась в связи с требованием властей обеспечить практически полную утилизацию ПНГ, что объективно необходимо.

Однако даже «Роснефти» с ее огромными объемами попутного газа не удается получить от «Газпрома» доступ к трубе. Не в состоянии решить эту проблему и такой сильный лоббист, как И.Сечин, председатель совета директоров госкомпании. Причина в том, что «Газпром» имеет прямой выход на премьер-министра, с которым решает наиболее важные вопросы без оглядки на вице-премьера.

Было бы неоправданным упрощением объяснить усиление прямого государственного вмешательства в дела отрасли одним лишь корыстным стремлением чиновников укрепить собственное влияние.

Сложившаяся к началу прошлого десятилетия нормативно-правовая база не позволяла эффективно решать ключевые проблемы отрасли, такие как точечное недропользование, ценовая ситуация на внутреннем топливном рынке, потенциальная угроза конкуренции между рос-

сийскими добывающими компаниями на внешних рынках, вывод прибыли из страны, нежелание инвестировать в новые проекты...

В этой ситуации власть выбрала наиболее привычный, простой и быстрый способ решения острейших проблем: вместо последовательного совершенствования правовых механизмов регулирования рынка она решила взять рычаги управления в свои руки.

Госмонополия на трубопроводном транспорте позволила жестко регулировать объемы и направления экспорта, усиление добывающих госкомпаний обеспечило надежные тылы в производственной сфере, а также на топливном рынке.

Вытеснение иностранных инвесторов, привыкших к четким правилам, дало государству больше свободы маневра. Отказ от принципа «двух ключей» создал иллюзию лучшей управляемости в сфере недропользования и позволил взять под прямой контроль все причитающиеся государству нефтяные доходы.

Оборотная сторона медали — регионы во многом утратили интерес к развитию нефтедобычи, а усилившиеся госкомпании, которым правительство поручает роль координаторов крупных региональных программ и проектов, требуют особого к себе отношения, дополнительных привилегий.

Вне правового поля стало очень сложно поддерживать баланс между государственными интересами, проводниками которых во все большей степени становятся госкомпании, и коммерческими интересами самих госкомпаний, которые, используя «служебное положение», получают серьезные вне рыночные преимущества.

Подобные перекосы угнетающе действуют на частный сектор, они неблагоприятны для здорового развития нефтегазового комплекса страны. Как следствие, усиление прямого контроля государства над нефтегазовым комплексом страны хотя и обеспечило быструю отдачу, но в целом угнетающе сказалось на раскрытии потенциала ресурсной базы

страны и деятельности частных нефтяных компаний.

За 2000-е годы бюрократический аппарат настолько свылся с ролью центра принятия решений, что добровольно рычаги управле-

Власть выбрала наиболее привычный, простой и быстрый способ решения острейших проблем: она решила взять рычаги управления в свои руки

ния уже не отдаст. Ему не нужны законы прямого действия, дающие ясные ответы на возникающие у недропользователей вопросы и исчерпывающе регулирующие взаимоотношения бизнеса и государства.

Возможно, этим и объясняется паралич законодотворческого процесса, когда даже самые простые поправки к закону о недрах обсуждаются годами, когда раз за разом генерируются предложения подготовить очередной всеобъемлющий законопроект, ожидание которого отвлекает от решения перзревших проблем правового регулирования еще на годы. ■

Международный форум

ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ: ВОЗМОЖНОСТИ ДОСТИЖЕНИЯ 95% ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

15-16 апреля 2010 года, Москва, Конгресс-холл ТПП РФ

Основная цель форума

Разработка механизма реализации постановления Правительства №7 от 08 января 2009 г.

При поддержке

Комитета по энергетике ГД ФС РФ
Союза нефтегазопромышленников России
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
Торгово-промышленной палаты РФ



Контакты Оргкомитета:
телефон/факс: (495) 792-57-83/84
e-mail: rustam@citek.ru, ann@citek.ru
WWW.CITEK.RU



ЛОСКУТНОЕ ЗАКОНОТВОРЧЕСТВО: БАРЬЕРЫ И ЛАБИРИНТЫ

Практически все минувшее десятилетие прошло в разговорах о необходимости глубокого реформирования законодательства о недрах — основы основ нефтедобычи. Обсуждение все новых и новых — порой весьма экстравагантных — законопроектов, призванных полностью заменить действующий закон о недрах, в конце концов, закончилось их полным забвением. Результат — не только нулевой. Он — отрицательный: потеряны годы, в течение которых в базовый закон не вносились остро необходимые для развития отрасли уточнения и дополнения.

За последние годы в закон о недрах внесено несколько существенных изменений. Правда, большая их часть была направлена на усиление роли государства, создание новых барьеров в недропользовании и обеспечение избыточных преференций госкомпаниям.

Многолетние попытки улучшить закон о СРП еще в 2003 году завершились принятием поправок, парализовавших развитие инвестиционного процесса на условиях раздела продукции. В отсутствие адекватной альтернативы, правительство вынуждено стимулировать инвестиционный процесс налоговыми и таможенными льготами, которые не обеспечивают инвесторам главного — уверенности в завтрашнем дне.

За 2000-е годы так и не удалось принять ни закон о развитии малого и среднего предпринимательства нефтегазового комплекса, ни закон об эффективном использовании ПНГ. Зато у чиновников возникла идея возобновить работу над давно забытым за ненужностью проектом закона о нефти.

Законотворчество становится все более самодостаточным процессом, который редко откликается на реальные проблемы отраслевого развития...

Много шума — и ничего

В начале марта 2000 года, еще будучи и.о. президента, В.Путин заявил, что необходимо без промедления внести изменения в законодательство о недропользова-

нии: «Компаниям нужны стимулы для проведения геологоразведочных работ за счет своих средств, у небольших компаний должен появиться интерес к эксплуатации недоиспользованных месторождений».

С тех пор в закон о недрах изменения вносились 17 раз. Однако ни серьезных стимулов для геологоразведки у крупных компаний, ни интереса к недоиспользованным месторождениям у независимых производителей так и не появилось.

Парадоксально, но самыми позитивными событиями минувшего десятилетия на законодательном поприще стали глубокая заморозка закона о СРП и отказ от принятия новой редакции закона о недрах. Эти решения хотя бы положили конец многолетней неопределенности.

Претенденты на СРП после долгого ожидания приступили к разработке месторождений на обычных условиях (Ванкор, Уватская группа, Салым и еще ряд проектов). Возобновилась, хоть и вялая, но содержательная работа по улучшению действующего закона о недрах, которой в течение нескольких лет никто не занимался (ожидание нового закона дела-

ло бессмысленным устранение неполадок в старом).

Первая половина 2000-х прошла в бурных дебатах по фундаментальным вопросам дальнейшего развития законодательства о недрах. Усилить нормы административного права или развивать гражданско-правовые отношения? Нужны ли два ключа в недропользовании, а если нет — кому отдать единственный ключ: федеральному центру или регионам? Что лучше: конкурсы или аукционы? Беспросветные споры по этим вопросам заслонили более насущные для отрасли и требующие незамедлительного решения вопросы.

Теперь уже никто толком и не помнит, сколько за это время было написано вариантов нового закона о недрах — как всевозможными инициативными группами, так и представителями различных ветвей власти. Оглядываясь назад, нужно признать, что это были не самые худшие годы отраслевого законотворчества. Бурлили идеи, шли ожесточенные споры — рождалась истина.

Потом оказалось, что парламент — не место для дискуссий. И споры прекратились. Как минимум, по двум причинам.



С одной стороны, магистральные направления были выбраны волевым решением из федерального центра: вертикаль власти, декоративная роль регионов, никаких договорных отношений, усиление рычагов административного регулирования, ограничения не только для иностранных, но и для всех частных компаний, привилегии государственным компаниям.

С другой стороны, к мнениям отраслевых специалистов, независимых экспертов перестали прислушиваться. Формальные обсуждения, конечно, проводились. Но чиновники если и посещали такие мероприятия, то откровенно скучали — рекомендации со стороны им были не интересны.

Казалось бы, созданы идеальные условия для быстрого решения перезревших отраслевых проблем: меньше разговоров — больше дела. Но офисные служащие имели смутное представление не только о тонкостях, но и об азах недропользования. Об уровне их профессионализма говорят такие замечательные перлы, как «недра — это часть земной коры, простирающаяся до центра Земли» или «скважина — это сооружение в недрах и (или) на поверхности (!), имеющее цилиндрическую форму и характеризующееся значительной величиной отношения глубины к диаметру». В отсутствие живой связи с недропользователями, чиновники занялись тем, что им ближе и интереснее: вопросами совершенствования администрирования, а не стимулирования эффективного недропользования.

Например, последней поправкой в закон о недрах была установлена обязанность платить госпошлину за выдачу разрешения на застройку лицензионного участка. Годом ранее были приняты поправки, уточняющие процедурные вопросы, связанные с оформлением лицензий, выдачей решений на строительство и согласованием технических проектов. Еще раньше законодатели указали, что порядок ведения кадастра месторождений и госбаланса запасов должно устанавливать не само правительство, а уполномоченный им орган. В середине 2004 года закон о недрах был дополнен требованиями к ежеквартальной отчетности.

В июне 2007 года в закон о недрах было вписано, что для получения лицензии на недропользование необходимо согласие собственника земельного участка. А через полтора года это требование отменили в отношении выдачи лицензии, но правила предоставления земельного участка остались прежними.

В минувшем десятилетии лишь каждый третий закон, вносящий изменения в закон о недрах, оказал заметное влияние на ситуацию в отрасли. Поправок, улучшающих условия недропользования, и того меньше. Значимым событием стал основательный пакет изменений в закон о недрах, вступивших в силу в январе 2000 года (это было время, когда профессиональное сообщество еще участвовало в законотворческом процессе). В частности, в законе появились статьи «Конкурсы и аукционы при пользовании недрами» и «Пользование участками недр при досрочном прекращении пользования недрами». Были скорректированы условия выдачи лицензий и уточнены основания получения права пользования участками недр.

В 2001 году был серьезно переработан раздел закона, посвященный платежам за пользование недрами. Был разрешен переход права пользования недрами в случае присоединения недропользователя к другому юрлицу.

2004 год — отказ от принципа «двух ключей» в недропользовании, возможность продления срока пользования участком недр по инициативе добросовестного не-

дропользователя, конкретизация правил проведения конкурсов и аукционов.

В 2006 году была разрешена передача права пользования участком недр между материнской и дочерней компаниями.

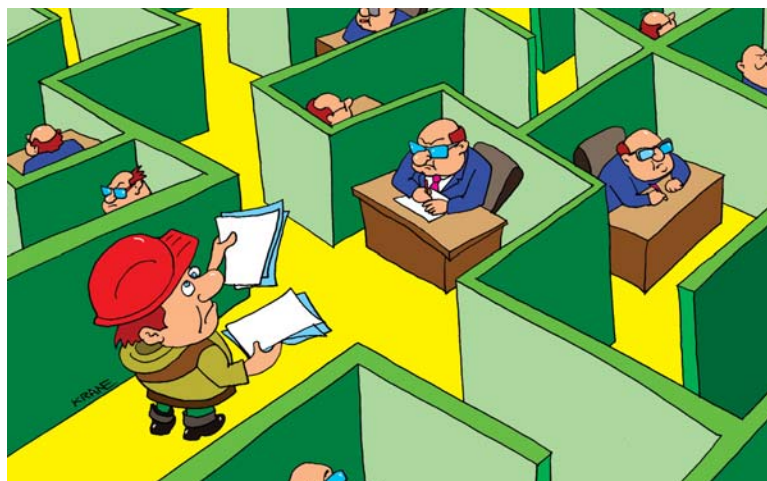
2008 год — комплекс поправок в закон о недрах, связанных с принятием закона об иностранных инвестициях в объекты стратегического значения: участки недр стратегического значения, федеральный фонд участков недр, основания возникновения права пользования участками недр федерального значения на континентальном шельфе без конкурсов и аукционов.

Вот, пожалуй, и все, что законодатели успели сделать за десять лет для ключевой отрасли экономики страны.

Зона рискованного недропользования

Еще десять лет назад МПР России признало, что по тем или иным причинам можно в любой момент отозвать 80–85% лицензий на недропользование. Характер внесенных за последующие годы поправок не дает повода надеяться, что этот процент стал ниже. Россия остается зоной рискованного недропользования — уже не столько в геологическом, сколько в правовом смысле.

Пожалуй, последний раз законодатели занимались проблемой снижения этих рисков в 1999 году. Когда генпрокуратура обнаружила несоответствие между инструкцией о порядке реформирования



лицензий и действующим законом о недрах, за рамками правового поля оказались десятки СП, получивших участки недр в соответствии с ведомственной инструкцией, но с нарушением закона. Реакцией властей стало оперативное исправление закона — чтобы вывести из подвешенного состояния без вины виноватых инвесторов. Уникальный по нынешним временам случай.

Тогда же впервые в законе появилась норма, позволяющая первооткрывателю месторождения получить лицензию на его разработку вне конкурсов и аукционов. Следующих десяти лет не хватило на то, чтобы возвести это правило в абсолют.

Напротив, негосударственным компаниям, ведущим поисково-разведочные работы на шельфе, было объявлено, что в случае открытия месторождения они не получат права на его разработку. Максимум, на что они могут рассчитывать, — это компенсация затрат (только в случае открытия месторождения) и небольшая премия, размер которой привязан не к масштабам найденных запасов, а к уровню расходов на открытие.

Между тем, по условиям действующих 25 лицензий на геологическое изучение шельфа, недропользователи должны пробурить 29 поисково-оценочных скважин стоимостью более \$2 млрд. Проблемы инвесторов государство, похоже, не волнуют. Но рано или поздно эти проблемы станут головной болью государства, которое располагает колоссальными морскими ресурсами углеводородного сырья, но искус-

ственно сдерживает развитие шельфовых проектов.

Необходимо принципиально новое законодательство о недропользовании. Для этого не обязательно до основания рушить сложившееся правовое поле. Нужны изменения, направленные на решение реальных проблем. Они должны избавить добросовестных недропользователей от опасений потерять лицензию по прихоти чиновников, а также сформировать рыночные механизмы для ненасильственного перераспределения уже выданных лицензий на недра в пользу эффективных пользователей.

Нуждается в реформировании сложившаяся система платежей за пользование недрами. Требуется улучшения и система государственного регулирования в сфере недропользования. Но не за счет бессмысленного ужесточения администрирования, а через выработку ясных, конкретных и обязательных для всех правил игры. По большому счету, действующему законодательству о недрах не достает крепкого идеологического стержня. В нем нет ни одной внятной фразы о целях и задачах государственного регулирования в сфере недропользования.

Показателен опыт Норвегии — государства, которое за несколько десятилетий добилось выдающихся успехов в развитии нефтегазового сектора и не сильно страдающего от того, что на долю нефти и газа приходится 26% ВВП, 23% инвестиций и около 50% национального экспорта. Норвегии многое удалось благодаря четко поставленным целям.

Формирование законодательства началось с определения основных принципов ведения нефтегазового бизнеса, которые были утверждены парламентом Норвегии. Основной из них — устойчивое создание максимальной стоимости для общества и государства: нефтегазовые доходы принадлежат народу и их освоение должно приносить пользу всему обществу.

Другие принципы: разумное управление ресурсами и безопасность окружающей среды, предсказуемая и прозрачная система лицензирования, открытые тендеры, отказ от налогообложения нефтяных компаний до получения прибыли, общественный контроль, развитие национальной нефтегазовой компетенции.

По этому же пути пошли в Казахстане, где также четко сформулированы задачи законодательства о недрах и недропользовании. Это обеспечение экономического роста РК и благосостояния народа Казахстана, укрепление законности в области отношений по недропользованию, обеспечение сочетания республиканских и региональных интересов, обеспечение воспроизводства минерально-сырьевой базы, создание благоприятных условий для привлечения инвестиций в проведение операций по недропользованию.

Когда есть такой стержень, проще решать все остальные вопросы государственного регулирования. Российский закон о недрах отвечает на ключевые вопросы ни к чему не обязывающей отпиской: закон «обеспечивает защиту интересов государства и граждан РФ, а также прав пользователей недр». Интересы у каждого свои, а правят закон федеральные чиновники, которым собственные чаяния ближе.

Собака на сене

Самым ярким примером того, как отсутствие внятных приоритетов переворачивает правила игры с ног на голову, стали поправки к закону о недрах, принятые в 2008 году в связи с новыми правилами допуска иностранцев к российским хозяйственным активам.



Первоначальная идея была вполне позитивной: закрепить на законодательном уровне систему критериев, определяющих ограничения для иностранного капитала в ключевых для экономики страны сферах. Это необходимо для того, чтобы отделить интересы национальной безопасности от бюрократического произвола.

Не понимая правил игры, иностранцы зачастую оценивали свои риски от инвестиционной деятельности в нашей стране как чрезмерные. Закон «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства» дал иностранным инвесторам долгожданную систему координат.

Однако этим дело не ограничилось: сопутствующие поправки в закон о недрах существенно осложнили допуск к наиболее привлекательным для работы участкам недр не только иностранцам, но и отечественным компаниям, не имеющим в качестве старшего акционера государство. В ряде случаев ограничения имеют однозначно запретительный характер.

Пользователями участков недр федерального значения (все морские месторождения, а также расположенные на суше участки недр с извлекаемыми запасами нефти от 70 млн тонн, газа — от 50 млрд м³) могут быть только российские юридические лица. При этом могут устанавливаться дополнительные ограничения на допуск к конкурсам и аукционам предприятий с иностранными инвестициями. У частных компаний, даже абсолютно российских, не осталось никаких шансов получить лицензию на участок недр континентального шельфа.

Из обновленного закона о недрах следует, что на шельфе могут работать только российские юридические лица с долей государства более 50%, которые имеют не менее чем пятилетний опыт освоения участков недр континентального шельфа РФ. Очевидно, что законодатели имели в виду «Газпром» и «Роснефть», которым обещаны и субсидии из федерального бюджета на геологическое изучение морских участков



недр. Все остальные компании (не обязательно иностранные) могут участвовать в шельфовых проектах исключительно на правах младших партнеров одной из двух госкомпаний.

Закон стал серьезным препятствием для продолжения геологических изысканий на шельфе и освоения морских месторождений углеводородного сырья. Проблемы возникли даже у «Газпрома» и «Роснефти», которым законодатели явно старались угодить.

Так, закон не дает оснований для допуска к шельфовым месторождениям «Газпром нефти» — дочернего предприятия «Газпрома». «Роснефть» не может получить лицензии на открытые «дочками» шельфовые месторождения, так как они, в отличие от материнской компании, не имеют пятилетнего опыта работы в море.

Решение сформулировать для иностранцев четкие правила игры обернулось новыми бессмысленными ограничениями, торможением работ на шельфе, дальнейшим охлаждением интереса частных компаний к геологоразведке и ухудшением инвестиционного климата. Закон закрепил монополию «Роснефти» и «Газпрома» на российском шельфе. Но эффективно распорядиться этим богатством не позволяет даже им.

Неспешное законотворчество

В конце 2000-х были предприняты две серьезные попытки решить проблемы нефтяных компа-

ний с помощью законопроектов, подготовленных инициативно. В обоих случаях авторами являлись представители правящей партии «Единая Россия». Похоже, что провалились обе попытки.

Первый закон предлагал пакет поправок в действующие законы, призванных помочь нефтяникам с эффективным использованием нефтяного попутного газа. Решение этой задачи официально объявлено одним из приоритетов энергетической политики России.

Законопроект не предлагает ничего радикального, но все же стремится помочь нефтяникам с утилизацией ПНГ. Он обещает поставщикам и покупателям отбензиненного сухого газа, полученного из ПНГ, преимущественное право доступа к газотранспортным и газораспределительным сетям.

Речь идет также о приоритетном технологическом присоединении к электрическим сетям установок по производству электроэнергии, функционирующих с использованием ПНГ. Предложено добавить в формулу расчета НДС коэффициент использования ПНГ, который позволяет немного снизить налоговую нагрузку. Однако правительство не дало согласия на принятие такого закона.

В течение пяти лет не решается судьба законопроекта о развитии малого и среднего предпринимательства нефтегазового комплекса, разработанного депутатами Думы ХМАО. Он направлен на обеспечение рационального недропользования и охраны недр за счет наиболее полного

извлечения запасов нефти и газа, а также попутно залегающих компонентов.

Эту задачу предполагается решать за счет стимулирования освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, разработки труднодоступных участков недр, ввода в эксплуатацию бездействующих скважин. Помимо ряда преференций, законопроект предлагает представителям малого и среднего отраслевого бизнеса доступ к недрам и объектам производственной инфраструктуры по сбору, подготовке, хранению, переработке и транспортировке углеводородного сырья.

Опять же, правительство не дает разрешения на принятие такого закона. А доминирующая в парламенте фракция «Единая Россия», в принципе, законопроект поддерживает, но принять самостоятельное решение не отваживается.

В бюрократических согласованиях вязнут и попытки МПР России улучшить закон о недрах. Один из подготовленных министерством законопроектов предлагает ввести в правовое поле механизм инвестиционных конкурсов. Нововведение имеет целью обеспечение наиболее комплексного освоения месторождений, использование всех полезных попутных компонентов, обеспечение глубины переработки добываемого сырья.

Действующее законодательство не позволяет изменять границы участка недр, если по результатам геологического изучения стало очевидно, что пространственный контур месторождения выходит за границы горного отвода. Это приводит к тому, что месторождение отрабатывается не полностью. Сейчас на госбалансе по таким частям месторождений, не попадающим в разработку, зарегистрировано около 900 млн тонн запасов нефти.

МПР России еще в прошлом году подготовлен законопроект, дающий юридическую возможность расширить горные отводы на нижележащие горизонты. Это дополнение к закону о недрах позволит ввести в разработку до 10 млрд тонн условного топлива в регионах сложившейся добычи. Перспективы принятия такого закона непонятны.

На согласовании в органах власти находится еще один блок поправок к закону о недрах. Они конкретизируют условия, которые будут определяться лицензией, включая условия по видам и минимальным объемам поисковых или геологоразведочных работ с разбивкой по годам и срокам их проведения, срокам ввода в разработку месторождений полезных ископаемых, условиям пользования геологической информацией, получаемой в процессе пользования недрами, и срокам предоставления данной информации государству.

Обсуждаются и поправки, связанные с определением порядка и оснований для изменения, прекращения, приостановления и ограничения права пользования недрами, а также уточнения случаев, в которых расходы на консервацию и ликвидацию предприятий по добыче полезных ископаемых и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, несет пользователь недр.

Министерство намерено утвердить порядок подготовки, согласования и утверждения проектной документации, связанной с использованием недрами, упростить процедуру предоставления для целей пользования недрами зе-

мель, находящихся в частной собственности.

Согласован с Минфином законопроект об обнулении платы за геологическую информацию. МПР России рассчитывает, что такое снижение затрат на начальных стадиях геологоразведки повысит интерес недропользователей к этой работе.

Если хотя бы часть этих законов удастся принять в 2010 году, можно будет говорить о серьезных подвижках. Ведь за весь прошлый год было принято всего два закона, вносящих косметические изменения в закон о недрах: об оплате государственных услуг и обязательной публикации на официальном сайте объявлений о конкурсах и аукционах.

На фоне затяжного застоя с внесением даже самых бесспорных изменений в закон о недрах очень странно выглядит намерение Минэнерго РФ подготовить проект закона о нефти. Будущий закон призван «комплексным и взаимосвязанным образом регулировать деятельность отраслевых организаций и их взаимодействие, как между собой, так и с государством, обеспечивая тем самым оптимальное развитие отрасли». Правда, не очень понятно, что нужно прописать в законе, чтобы отраслевые организации лучше взаимодействовали между собой. А главное — зачем?

Министерство считает, что закон о нефти должен регулировать вопросы освоения трудноизвлекаемых и остаточных запасов традиционного и нетрадиционных видов углеводородного сырья, методы увеличения нефтеотдачи, интенсификации разработки и стимуляции скважин. Благое намерение. Только зачем для этого готовить глобальный закон, который неминуемо будет пересекаться с законом о недрах, создавая недропользователям новые проблемы?

Было бы проще и полезнее решать вопросы правового регулирования принятием небольших законов по конкретным проблемам. Но министерству хочется большого закона. А нефтяники еще подождут: минувшее десятилетие приучило, что законотворчество — процесс неспешный. ■



На предприятиях "ВБМ-групп" начат серийный выпуск **долот PDC с матричным корпусом линии FDM**, которая специально разработана для бурения скважин в осложненных горно-геологических условиях, а также бурения протяженных интервалов, где проходка за один рейс является основной задачей для заказчика.

Л И Н И Я

FDM

**ДВИЖЕНИЕ
К НОВОМУ
КАЧЕСТВУ**

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ: НОЖНИЦЫ КУДРИНА И ПРЯНИКИ ДЛЯ ИЗБРАННЫХ

За 2000-е годы в России сформировалась и окрепла принципиально новая система налогообложения нефтяных компаний. Но по своей идеологии она осталась все той же, что и 10 лет назад.

Налоговое законодательство, созданное в 1992 году и сохранявшее основные черты вплоть до 2002 года, носило чисто фискальный характер. Оно было жестко ориентировано на пополнение доходной базы государственного бюджета — любой ценой, даже за счет сокращения добычи и производственной базы для ее расширения.

Именно в этом смысле нынешняя система налогообложения нефтяных компаний не отличается от прежней. Разве что она стала, с одной стороны, более стабильной и предсказуемой, с другой — еще более агрессивной и изощренной. Доля государства в доходах нефтяных компаний выросла значительно.

Основными идеями отраслевой налоговой политики 2000-х стали простота администрирования и изъятие в пользу государства «сверхдоходов» (первым шагом в этом направлении стал переход с 2000 года от дифференцированных к унифицированным ставкам акциза на нефть). Бюджет распух от нефтедолларов, а в отрасли воцарилась апатия. Даже экстремально высокие мировые цены на нефть не вызвали желания разрабатывать трудноизвлекаемые запасы и осваивать новые месторождения. Лишь в последние годы, когда ситуация достигла критического уровня, государство пошло на некоторые уступки. Множащееся количество льгот размывает некогда стройную налоговую систему, но не дает ощутимого эффекта. Если раньше фискальная система была ориентирована на ВИНК в ущерб «независимым», то теперь еще и углубляются противоречия внутри отряда ВИНК: привилегии получают «любимчики».

Очевидно, что в налоговой сфере необходимы кардинальные и, главное, системные реформы. Но правительство, крепко подсевшее на «нефтяную иглу», боится и не хочет резких перемен.

Несущие конструкции современной налоговой системы были сформированы еще к 2002 году. Последующие годы стали периодом «более точной настройки» изначально дефектной системы налоговых инструментов.

Налоговая реформа, стартовавшая в 2000 году, не предвещала неприятных сюрпризов. Были подготовлены первые главы второй части Налогового кодекса РФ, которые вступили в силу с 1 января 2001 года. Нововведения содержали намеки на улучшение делового климата.

Бюджетная эффективность против рационального недропользования

Был отменен налог на реализацию ГСМ (правда, одновременно были увеличены ставки акцизов на нефть и нефтепродукты). Произошло четырехкратное снижение оборотных налогов на бизнес: налог на содержание ЖКХ (1,5% от реализации) был отменен полностью, а ставка налога на пользователей автодорог бы-

ла снижена с 2,5% до 1%. Эта мера немного повысила эффективность бизнеса и несколько улучшила инвестиционный климат.

Технологическое оборудование, комплектующие и запасные части к нему, являющиеся вкладом в уставный капитал любых организаций (а не только СП, как было раньше), были освобождены от уплаты НДС. Впервые был четко структурирован порядок возмещения НДС по экспортируемой продукции, что особенно важно для нефтегазовых компаний.

В послании Федеральному собранию (апрель 2001 года) президент В.Путин назвал одним из стратегических приоритетов «рациональное справедливое налогообложение природных ресурсов — основного богатства России». Несколькими днями раньше правительство одобрило предложения к стратегии развития государства на период до 2010 года, ориентированной на реальное облегчение налоговой нагрузки на экономику.

Было объявлено, что новая система налогообложения в нефтедобыче станет формироваться с опорой на три элемента: платежи за пользование недрами (роялти),

налог на прибыль и налог на сверхприбыль при добыче углеводородов.

При этом налоги, связанные с недропользованием, должны были, по мнению правительства, исчисляться исходя из специальных справочных цен для целей налогообложения, что исключит возможность «оптимизации» налоговой нагрузки. В то же время система налогообложения в перспективе должна была освободиться от взимания таможенных платежей при экспорте нефти и нефтепродуктов.

Правительство подтвердило целесообразность специального налогового режима при добыче углеводородов, извлекаемых из низкопродуктивных участков недр, обеспечивающего рентабельность их разработки, способствующего вовлечению в оборот бездействующего фонда скважин. А часть налоговой нагрузки на производство нефтепродуктов было обещано перенести в сферу их реализации с максимальным приближением к конечному потребителю.

Кстати, к тому времени Минтопэнерго подготовило совместно с нефтяными компаниями (тогда еще было принято обсуждать про-

фильные законы с бизнесом) ряд законопроектов, реализующих публично объявленные намерения правительства. В частности, о налоге на дополнительный доход (механизм гибкого изъятия части формирующего сверхприбыль рентного дохода при добыче углеводородов после окупаемости инвестиций), о стимулировании добычи углеводородов из малопродуктивных участков недр, о конкурсном или переговорном механизме установления ставок роялти.

Отрасль жила предвкушением благоприятных перемен. Но была шокирована внезапной и резкой сменой официально объявленного вектора налоговой реформы.

В середине 2001 года правительство протащило через парламент кулуарно подготовленный законопроект о включении в НК новой главы, посвященной НДС. По форме — это консолидация двух основных на то время регулярных платежей (роялти и отчисления на ВМСБ) в один налог на добычу полезных ископаемых (одновременно с введением нового налога был отменен и акциз на нефть — в то время 66 рублей за тонну). По содержанию — это примитивизация системы платежей за пользование недрами во имя повышения собираемости налогов и в ущерб интересам рационального недропользования.

НДС: дискриминационная уравниловка

Основная ставка НДС была установлена для нефтегазодобывающих компаний на уровне 16,5% от стоимости первого товарного продукта. Однако в отношении нефтедобычи введение процентной ставки НДС было отложено до января 2005 года (к этому времени правительство должно было разобраться с трансфертным ценообразованием; кстати, соответствующего закона нет и по сей день).

На «переходный период» (который так и не закончился) на всю добываемую нефть была введена единая рублевая ставка — вне зависимости от того, реализуется она на внутреннем рынке или идет на

экспорт. Первоначальная ставка составляла \$10,79 на тонну при цене нефти Urals \$16 за баррель. Ставка ежемесячно индексировалась в зависимости от средней за период цены нефти с применением включенного в закон алгоритма.

При цене нефти более \$17 за баррель налоговая нагрузка начинала превосходить первоначально объявленный уровень 16,5%. Не говоря уже о том, что за базу принималась не реальная цена продаж, а цены мирового рынка.

Уже в первый год налоговая нагрузка выросла, в среднем, на \$10 с тонны нефти. В пользу бюджета было перераспределено около \$3,5 млрд доходов нефтяных компаний (это более 5% доходов федерального бюджета 2002 года). Правда, одновременно ставка налога на прибыль была снижена с 35% до 24% (но с одновременной отменой большинства ранее предоставленных льгот).

С введением НДС, привязанного к уровню мировых цен на нефть, правительство получило возможность без особых усилий изымать в доход бюджета львиную долю нефтяных доходов. Но за простоту налогового администрирования и высокую бюджетную эффективность приходится расплачиваться потерей качества недропользования.

Плоская шкала НДС, ставки которого одинаковы для всех месторождений, поощряет выборочную отработку лучших запасов. В то же время более сложные и относительно дорогие в разработке участки выводятся из производства.

И это притом что усредненные ставки НДС не столь критичны для ВИНК. Ведь в связи с разработкой разных по качеству месторождений суммарная налоговая нагрузка на холдинги остается, в принципе, неизменной — что при единой, что при дифференцированной ставке НДС.

Теоретически компании, ведущие разработку некондиционных (остаточных запасов пониженного качества) или ранее списанных запасов полезных ископаемых, могли рассчитывать на применение нулевой налоговой ставки. Такая возможность была прописана в НК. Однако льгота могла приме-

няться лишь с согласия правительства. На практике это означало, что никаких поблажек не будет.

Единственной реальной уступкой стала 30%-ная скидка к ставке НДС для налогоплательщиков, осуществивших за счет собственных средств поиск и разведку разрабатываемых ими месторожде-

НДС — это примитивизация системы платежей за пользование недрами во имя повышения собираемости налогов и в ущерб интересам рационального недропользования

ний по состоянию на 1 июля 2001 года. Однако значимость этой льготы крайне невелика. Ее стоимость в 2010 году Минфин оценивает в размере 1,22 млрд рублей — 0,1% от ожидаемой суммы поступлений в бюджет от НДС.

В худшем положении в связи с введением НДС оказались независимые нефтедобывающие компании. Как правило, они работают

За простоту налогового администрирования и высокую бюджетную эффективность НДС приходится расплачиваться потерей качества недропользования

на одном или нескольких расположенных рядом месторождениях с отнюдь не лучшими горно-геологическими характеристиками. Очевидно, что они не имеют возможности отбирать для текущей работы лучшие запасы и у них не-

НДС поставил независимых производителей в заведомо проигрышные условия по сравнению с ВИНК. Но состояние ресурсной базы требует обратного — стимулирования независимого сектора нефтедобычи

много шансов прикупить на аукционах лицензии на хорошие участки недр. Приходится разрабатывать то, что есть. Но это — работа на пределе допустимой рентабельности.

К тому же, в отличие от ВИНК, имеющих собственные мощности нефтепереработки и активно экспортирующих нефтепродукты, независимые производители вы-

нуждены продавать значительную часть добытой нефти на внутреннем рынке — по более низким ценам, но сполна уплачивая в казну НДС, ставки которого привязаны к уровню мировых цен.

В долгосрочной перспективе «плоский» НДС провоцирует безвозвратные потери нефти в недрах, снижение нефтеотдачи, уменьшение извлекаемых запасов, сокращение налогооблагаемой базы

Таким образом, НДС поставил независимых производителей в заведомо проигрышные условия по сравнению с ВИНК. В то же время, объективно ухудшающееся состояние минерально-сырьевой базы нефтегазовой отрасли страны (преобладание небольших месторождений с более сложными в разработке запасами) требует обратного — стимулирования независимого сектора нефтедобычи.

Предельный уровень экспортных пошлин на нефть сейчас зависит не от обещаний правительства, а от нормы закона. Это повысило стабильность правил игры

Первый же год применения НДС показал, что около четверти объема добычи стало убыточным. Чтобы не потерять доходы, крупные компании интенсифицировали отбор нефти из высоко- и среднедебитных скважин в масштабах, существенно превышающих рациональные технологические и технические нормы. Одновременно в массовом порядке прекращалась эксплуатация малodeбитных скважин.

Если правила правительство само устанавливает для себя, значит, эти правила могут измениться в любое время

Специалисты предупреждали, что в результате быстрого истощения наиболее активной части запасов кратковременный период подъема добычи сменится ухудшением производственных показателей. В долгосрочной перспективе «плоский» НДС провоцирует

безвозвратные потери нефти в недрах, снижение нефтеотдачи, уменьшение извлекаемых запасов, сокращение налогооблагаемой базы.

Однако Минфин, отвечающий за наполнение казны, игнорировал доводы специалистов. Профильные министерства не имели тогда (да и сейчас тоже) политического веса, позволяющего отстаивать интересы развития отрасли. Наполнение бюджета было и остается главной заботой правительства.

Негативно новая система налогообложения нефтяных операций сказалась и на инвестиционном климате. Действовавшие ранее дифференцированные ставки рояли были одним из ключевых элементов лицензионных соглашений, заключенных между государством и недропользователями.

По сути, государство не просто увеличило налоговую нагрузку, оно навязало недропользователям невыгодные им изменения в лицензионные соглашения. Для инвесторов это стало еще одним поводом усомниться в том, что российское правительство является для них надежным и добросовестным партнером.

Экспортные пошлины: вернулись, чтобы остаться

Разумеется, ужесточение налоговой нагрузки нефтяников не обрадовало. Чтобы подсластить горькую пилюлю, правительство согласилось включить непосредственно в закон «О таможенных тарифах» шкалу, регламентирующую предельный уровень экспортных пошлин на нефть, в соответствии с которой «порог» неприменения пошлин был увеличен с \$12,5 до \$15 за баррель.

Но самое важное — предельный уровень экспортных пошлин на нефть с тех пор зависит не от обещаний правительства, а от нормы закона. Это нововведение повысило стабильность правил игры и улучшило прогнозируемость фискальной нагрузки (правда, в условиях мирового кризиса, начавшегося в 2008 году, такая стабильность сыграла в судьбе нефтедобывающих компаний роковую

роль, и правила пришлось срочно переписывать).

Уместно напомнить, что еще в 1993 году был принят закон о таможенном тарифе, в котором специально оговаривалось, что вывозные таможенные пошлины «являются исключительно мерами оперативного регулирования внешнеэкономической деятельности на территории Российской Федерации». Тогда же депутаты издали постановление, которым применение в России вывозных таможенных пошлин, а также количественных ограничений экспорта должно было прекратиться 1 января 1996 года.

На практике пошлины были отменены на полгода позже и мораторий продержался почти три года: их взимание было возобновлено в 1999 году — как временная антикризисная мера, на 6 месяцев. Однако отказаться от нефтедолларовых инъекций правительство уже не смогло.

Ставки пошлин менялись непредсказуемо и только в сторону увеличения. С февраля по декабрь 1999 года они взлетели с 2,5 до 15 евро за тонну. Никто не мог поручиться, что через месяц-другой пошлины вновь не вырастут еще на 10–15 евро. Или что они не останутся на нынешнем уровне даже в случае обвального падения цен на нефть на мировых рынках.

Поэтому одно из предвыборных обещаний кандидата в президенты В.Путина, данное в марте 2000 года, было воспринято нефтяниками как благо: «Нужны гарантии, что пошлины не будут произвольно меняться, что по этим вопросам не будут приниматься единоличные административные решения, а изменение ставок пошлин должно быть жестко увязано с динамикой мировых цен на энергоносители».

Вскоре правительственная комиссия по защитным мерам во внешней торговле и таможенно-тарифной политике, действительно, утвердила методику взимания экспортных пошлин на нефть. Была разработана специальная шкала, увязывающая ставки пошлин со средним уровнем мировых цен на нефть.

Однако новый механизм лишь уменьшил, но не устранил полностью риски неадекватного изъ-

тия части доходов нефтяных компаний в форме экспортных пошлин. Если правила правительства само устанавливает для себя, значит, эти правила могут измениться в любое время.

Снять эти опасения мог только федеральный закон, фиксирующий шкалу изменений экспортных пошлин на нефть и устанавливающий жесткие правила применения этой шкалы на практике. Разумеется, правительство не хотело связывать себя жесткими обязательствами, чтобы в случае острой необходимости иметь возможность поглубже залезть в карман нефтяников. Однако введение НДСП дало нефтяникам уникальный шанс добиться принятия соответствующего закона, и они его не упустили.

Включение в законодательство норм, регулирующих ставки экспортной пошлины на нефть, закрепило концептуальный переход от применения экспортных пошлин в качестве исключительной и временной меры оперативного регулирования внешнеэкономической деятельности к постоянной практике фискальных изъятий.

Если в большинстве стран мира таможенные пошлины используются для защиты внутреннего рынка и не играют заметной роли в доходах государства, то в России таможенные пошлины стали основным источником пополнения казны. Так, в 2009 году за счет таможенных пошлин было обеспечено 52% доходов федерального бюджета РФ. Для сравнения: в Китае — около 12%, в США — менее 1%.

Закручивание гаек

Уже в 2003 году государство возобновило «закручивание гаек» в налогообложении нефтяных компаний. Ставка акциза на нефтепродукты была увеличена на 45%. Депутаты поддержали законодательную инициативу Минфина о запрете регионам снижать ставку налога на прибыль более чем на 4% (до этого «удачливые» компании, в том числе ЮКОС, благодаря «внутренним офшорам» снижали эффективную ставку налога на прибыль с 24% до 7,5%). Минэкономразвития разработало предложения по измене-

нию НДСП, существенно увеличивающие общую налоговую нагрузку на ТЭК.

С 2004 года базовая ставка НДСП на нефть была увеличена с \$10,79 за тонну добытой нефти до \$14,45. Правда, одновременно необлагаемый налогом минимум цены был увеличен с \$8 до \$9 за баррель. В условиях 2004 года изменение правил исчисления НДСП увеличило платежи в бюджет по этому налогу примерно на 15% (в долларовом исчислении).

Значительно выросла и базовая ставка таможенной пошлины на экспорт нефти. Государство стало забирать через таможенную пошлину 65% экспортной стоимости нефти, превышающей \$25 за баррель, плюс \$4 с каждого вывезенного за рубеж барреля нефти (см. «Доля НДСП и экспортной пошлины в цене Urals»).

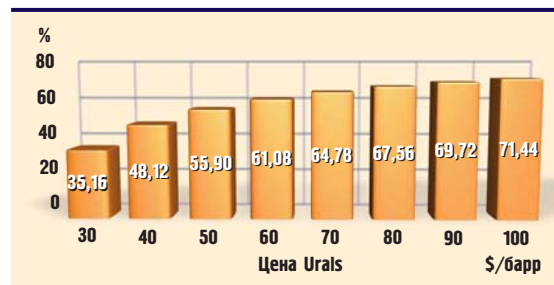
Впрочем, ужесточению таможенных условий экспорта сырой нефти предшествовали уступки в отношении вывоза нефтепродуктов. Годом ранее (с января 2003 года) было законодательно установлено, что предельный размер таможенной пошлины на вывозимые за пределы России нефтепродукты не может превышать 90% от ставки экспортной пошлины на сырую нефть.

Помимо стабильности и предсказуемости новые правила обеспечили экспортерам нефтепродуктов ощутимое снижение фискальной нагрузки. Особенно, на фоне увеличения ставок акциза на нефтепродукты, которым экспортируемая продукция не облагается.

Учитывая, что ВИНК, в отличие от неинтегрированных нефтяных компаний, являются крупнейшими экспортерами как нефти, так и нефтепродуктов, крупные компании получили еще больше преимуществ перед независимыми. Были заложены фискальные условия для крупного экспорта мазута, который вывозить из России в ряде случаев даже выгоднее, чем сырую нефть. Особенно, когда впоследствии предельная ставка экспортной пошлины на темные нефтепродукты была ограничена коэффициентом 0,4 к размеру пошлины на нефть (это произошло в 2005 году).

НДСП, ставший объектом постоянной критики со стороны неф-

Доля НДСП и экспортной пошлины в цене Urals



тяных компаний, представителей отраслевых министерств, депутатов Госдумы РФ и членов Совета Федерации, нуждался в реформировании. Специалисты видели решение проблемы в дифференциации ставок НДСП и их «отвязке» от уровня мировых цен.

В течение нескольких лет специалисты Минпромэнерго и отраслевые эксперты активно работали над моделями дифференциации

В течение нескольких лет специалисты Минпромэнерго и отраслевые эксперты активно работали над моделями дифференциации НДСП на нефть. Однако правительство не учло этих предложений

НДСП на нефть, чтобы найти баланс между простотой администрирования налога и его адекватностью объективной ситуации на конкретных месторождениях.

Предлагались и широко обсуждались варианты, связывающие уровень ставок НДСП с экономической конкретностью проекта, завися-

Не принимать никаких мер по стимулированию нефтедобычи стало непозволительной роскошью. 2006 год завершил период ужесточения налоговой нагрузки на российский сектор нефтедобычи

щей от множества факторов: от горно-геологических характеристик месторождения до его географической удаленности от потребителей и транспортных терминалов.

Однако законопроект, внесенный правительством на утверждение в парламент в 2006 году, так и не учел этих предложений. По мнению всеякого Минфина,

предложения отраслевых лоббистов сильно усложняют пресловутое администрирование. К этому времени президент В.Путин вынес окончательный приговор процентной ставке начисления НДС — «временный» режим, привязывающий уровень налогообложения к ценам мирового рынка, который ранее по просьбе прави-

запасов, а в отдельных случаях — на ослабление налогового пресса в целом на сегмент нефтедобычи.

Льготы: лучше, чем ничего

С 2007 года в отношении нефти, добытой из месторождений с выработкой запасов более 80%, стал применяться понижающий коэффициент к ставке НДС. Размер этого коэффициента привязан к уровню выработанности запасов: за каждый процент выработки сверх 80% — 3,5% скидки к ставке налога на добычу нефти.

Таким образом, максимально допустимая 70%-ная скидка по НДС — недостижимая на практике величина: такая льгота положена лишь месторождениям со 100%-ной (то есть полной) выработкой. Добывая нефть из месторождений с 85%-ной выработкой, компании стали получать скидку по НДС в размере 17,5%, а с 90%-ной выработкой — 35%.

Очевидно, что щедрой такую льготу не назовешь. Скидка применима к довольно узкому кругу месторождений, а уровень ее в большинстве случаев незначителен. Но в отличие от прописанной в НК нормы, позволяющей с разрешения правительства вовсе не платить налог при разработке остаточных запасов пониженного качества, новой льготой недропользователи могли реально воспользоваться.

Отдельные компании, в числе которых «Башнефть» и «Татнефть», смогли благодаря льготе более полно раскрыть потенциал своих старых месторождений. Это дало реальный прирост добычи и повысило эффективность недропользования.

Однако говорить о крупных успехах не приходится: вес льготы очень незначителен. Например, согласно расчетам к федеральному бюджету на 2010 год, на стимулировании разработки месторождений с высокой выработкой запасов бюджет недополучит 23,43 млрд рублей — это менее 2% от расчетной суммы годовых платежей по НДС.

Между тем, опыт Татарстана, где по инициативе республики во второй половине 1990-х применялся комплекс мер налогового сти-

мулирования, показал, что эффект может быть очень значительным. За пять лет на территории РТ было добыто дополнительно 35,8 млн тонн нефти; это обеспечило приток налогов на сумму 4 млрд рублей. Только за счет эксплуатации малодебитных скважин было сохранено 10 тыс. рабочих мест. Каждый рубль налогового льготы дал эффект в размере 1,7–1,8 рубля.

Разработанная и применявшаяся в РТ система налогового стимулирования включала следующие основные элементы: льготное налогообложение эксплуатации малодебитных и высокообводненных скважин, стимулирование ввода в разработку скважин с трудноизвлекаемыми запасами, поощрение применения новых методов и технологий в целях увеличения объемов добычи нефти.

Этот опыт получил высокую оценку в профессиональных кругах. Специалисты рекомендовали распространить его на всю страну. Дело закончилось тем, что и Татарстану, и также внедрявшему собственные новаторские разработки ХМАО запретили экспериментировать с налогами. Фискальная уравниловка была распространена на всю страну.

Собственно, скидка по НДС для истощенных месторождений — это то единственное, что государство сделало для продления жизни старых месторождений. Значительно больше внимания в последние годы правительство уделяет стимулированию разработки новых нефтегазовых провинций.

С 2007 года полное освобождение от НДС сроком на 10 или 15 лет (в зависимости от вида лицензии) было предоставлено нефтяным компаниям, работающим на участках недр, расположенных в Якутии, Иркутской области и Красноярском крае (до достижения накопленного объема добычи 25 млн тонн на каждом участке).

С 2009 года аналогичная льгота распространена на новые месторождения континентального шельфа РФ в Заполярье (до 35 млн тонн), акваторий Каспийского и Азовского морей (до 10 млн тонн в течение 7 лет), Ненецкого АО и полуострова Ямал (15 млн тонн, 7 лет).

Опыт Татарстана, где по инициативе республики во второй половине 1990-х применялся комплекс мер налогового стимулирования, показал, что эффект может быть очень значительным

тельства был продлен, с принятием новой редакции главы НК, посвященной НДС, получил статус основного и постоянного.

Переход к процентной ставке означал бы существенное ослабление веса НДС в структуре экспортной выручки нефтедобывающих компаний: с 19% до 16,5%. На такие жертвы правительство пойти

Скидка по НДС для истощенных месторождений — это то единственное, что государство сделало для продления жизни старых месторождений. Разработка новых месторождений поощряется более щедро

не было готово. Тем более что «плоская» шкала сохранялась, и рассчитывать на улучшение отношения компаний к теме рационального недропользования не приходилось. И президент, и правительство прекрасно это понимали.

Возможно, нефтяники получили бы и больше послаблений, если бы инициативы премьер-министра не ограничивал Минфин

Впрочем, и не принимать никаких мер по стимулированию нефтедобычи уже стало непозволительной роскошью. 2006 год завершил период ужесточения налоговой нагрузки на российский сектор нефтедобычи. Последующие налоговые нововведения были направлены на поощрение разработки новых месторождений и трудноизвлекаемых остаточных

На утверждении в Госдуме РФ находится законопроект, обещающий налоговые каникулы по НДС для месторождений, расположенных в Черном и Охотском морях. Соответственно, в пределах 20 и 30 млн тонн сроком на 10 лет по лицензии на разведку и добычу и 15 лет по лицензии на поиск, разведку и добычу.

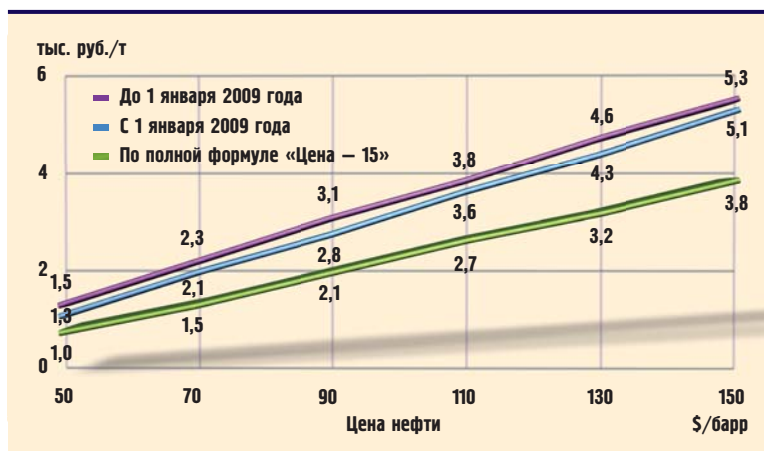
Став премьер-министром, В.Путин стал значительно щедрее к нефтяникам. С 2009 года не облагаемый НДС уровень повышен с \$9 за баррель нефти до \$15. Ставка налога на прибыль была снижена с 24% до 20%, в три раза увеличена амортизационная премия. Наконец, нефть новых месторождений Восточной Сибири была — временно? — освобождена от уплаты экспортной пошлины.

Возможно, нефтяники получили бы и больше послаблений, если бы инициативы премьер-министра не ограничивал Минфин. Так, возглавляемое А.Кудриным министерство активно вмешалось в процесс законодательного оформления решения о повышении необлагаемого НДС уровня до \$15 за баррель. При подготовке законопроекта чиновники Минфина «забыли» исправить знаменатель в формуле, по которой определяются налоговые ставки (цифра «9» была изменена на «15» только в числителе).

Это значительно уменьшило вес льготы. При цене \$70 за баррель нефтяники экономят \$9,63 на тонну добычи, а если бы льгота была прописана полноценно, она составила бы \$45. При этом доля НДС в цене Urals снизилась бы до 10,4% по сравнению с 19,2% по старой шкале и 17,3% по действующей в настоящее время (см. «Динамика ставок НДС на нефть»).

На начальной стадии Минфин недооценил масштаб бюджетных потерь в связи с освобождением нефти Восточной Сибири от экспортной пошлины. Льгота была введена без купюр. Но очень скоро Минфин понял собственную оплошность и сейчас прилагает отчаянные усилия для того, чтобы если не отменить льготу полностью, то хотя бы значительно уменьшить ее вес.

Динамика ставок НДС на нефть



Основные итоги

Главный итог реформирования системы налогообложения нефтяных компаний в течение минувшего десятилетия — агрессивное перераспределение доходов от добычи нефти в пользу государства. За период с 1999-го до 2008 года налоговая нагрузка на выручку нефтяных компаний выросла с 20% до 55%, на прибыль — с 32% до 81% (см. «Налоговая нагрузка на выручку нефтяной компании» и «Налоговая нагрузка на прибыль нефтяной компании»).

Сформированная к настоящему времени система налогообложения отбирает у нефтяников львиную долю доходов, связанных с удорожанием нефти. 65% такого прироста изымается через экспортные пошлины, еще от 21% до 30% — через НДС.

При цене \$70 за баррель Urals в казну идет около 65% выручки только в форме НДС и экспортной пошлины, не считая других налогов. При удорожании барреля нефти с \$30 до \$90 (огромный интервал) часть выручки, остающаяся у нефтяников после уплаты пошлины и НДС, увеличивается всего на \$7,8 на баррель (с \$19,5 до \$27,3).

Понятно, что при таком распределении доходов нефтяникам мало интересна конъюнктура мировых рынков нефти — высокие и низкие цены не оказывают значительного влияния на прибыли компаний. Но компании имели возможность зарабатывать на росте

цен (именно на процессе роста, а не на достигнутом уровне цен).

Дело в том, что до недавнего времени ставки экспортных пошлин на нефть устанавливались раз в два месяца исходя из средних цен за предыдущий период. Во времена активного роста цен ставки экспортных пошлин отставали от фактической динамики, что приносило компаниям дополнительные доходы. Причем, немалые.

Например, в середине 2008 года на разнице между «справедливыми» и официально назначенными ставками таможенной пошлины

Налоговая нагрузка на выручку нефтяной компании



Налоговая нагрузка на прибыль нефтяной компании



ны экспортеры зарабатывали по \$16–18 на баррель, увеличивая свою долю в экспортной выручке более чем в 1,5 раза. Этот эффект, получивший название «ножниц Кудрина», стал солидной статьёй доходов нефтяных компаний.

Попытки улучшить действующую систему с помощью льгот приводят лишь к расширению перечня преференций, которые не дают серьезной отдачи, но усложняют налоговое администрирование

Однако, когда цены начали стремительно падать, «ножницы Кудрина» развернулись и стали состригать более чем на \$17 больше положенного, что уменьшило долю нефтяников в экспортной выручке до \$6 за баррель. При этом и внутренние цены, определяемые как экспортная цена минус пошлина, упали до нескольких долларов за баррель. В таких условиях добывать нефть стало занятием убыточным (см. «Ножницы Кудрина»).

Многие независимые производители приостановили добычу, а ВИНК спасла переработка нефти на собственных НПЗ и продажа топлива на внутреннем рынке практически по докризисным ценам. От края пропасти, к которому нефтяников подтолкнуло несовершенство системы формирования ставок экспортной пошлины на нефть, отрасль оттащил В.Путин, который в нарушение действовавшего закона осуществил внеочередное изменение ставок таможенной пошлины.

Следующим шагом стала корректировка закона, регламентирующего правила назначения ставок экспортных пошлин на нефть. Теперь они пересматриваются в

два раза чаще — ежемесячно. И период необходимых для расчета средних цен на нефть был приближен к реалиям.

Теперь эффект «ножниц Кудрина» минимизирован. В условиях относительно спокойной динамики цен и риска нового обвала скорректированные правила дают нефтяникам желанную стабильность. Однако в будущем они могут лишиться солидной премии, которую раньше имели в связи с ростом цен на нефть.

Это означает, что в перспективе, если не изменятся налоговые правила, они могут рассчитывать на выручку, остающуюся после уплаты пошлины и НДС, в интервале от \$20 до \$30 на баррель — при любых изменениях ценовой ситуации на мировых рынках нефти (см. «Выручка от экспорта нефти после уплаты НДС и таможенной пошлины»). Можно предположить, что это приведет к дальнейшему охлаждению интереса нефтяников к крупным долгосрочным вложениям в развитие нефтедобычи.

Что касается нулевой ставки НДС для новых месторождений ряда перспективных регионов, то пока с ней связана только задержка с переводом нескольких значимых проектов из строительной в эксплуатационную фазу. Инвесторы притормозили разработку месторождений в ожидании обещанной льготы.

Конечно, это не системная проблема. Но и в будущем можно рассчитывать лишь на более быстрый ввод в разработку месторождений, добыча нефти из которых экономически целесообразна и без применения льготы.

Инвесторы прекрасно понимают, что льготы могут отменить в любой момент. Соответственно, закладывать ее в экономику проекта очень рискованно. Такие льготы не стимулируют развитие, а всего лишь поощряют недропользователей, уже принявших для себя инвестиционные решения о разработке новых месторождений.

Это в еще большей степени относится к инициативе В.Путина полностью освободить от экспортной пошлины нефть, добытую из новых месторождений в Восточной Сибири. Льгота не имеет конкретных временных параметров. Она

не привязана к производственным и коммерческим показателям проекта. Сейчас уже не вызывает сомнений, что в нынешнем виде она сохранится в течение нескольких месяцев. Никакой стимулирующей инвесторов роли она не играет. Это очередной подарок нефтяникам, которые на свой страх и риск уже начали новые проекты.

Причем, подарок необоснованно дорогой. Если предположить, что освобождение от экспортных пошлин будет действовать в течение всего 2010 года, тогда, исходя из параметров закона о федеральном бюджете (средняя цена нефти — \$58 за баррель) и производственных планов «Роснефти», только на нефти Ванкора государство недополучит \$2,1–2,5 млрд. Это 6–7% от всей суммы, которую государство рассчитывает получить на таможне за экспорт нефти. По сумме это больше, чем все льготы по НДС для нефтяных компаний.

Немаловажно и то, что полное освобождение от экспортной пошлины поощряет стремление гнать за рубеж всю нефть Восточной Сибири. То есть речь идет о дальнейшем развитии сырьевого экспорта — в ущерб созданию и развитию перерабатывающих производств на территории России. Причем, такой экспорт никаких экономических выгод государству не несет: нефть освобождена от НДС и таможенной пошлины.

Выигрывает преимущественно контролируемая государством «Роснефть», которая всего за год может оккупить за счет щедрых льгот половину капитальных вложений в Ванкорский проект. Но при этом государство не получает никакой компенсации. Вот это действительно щедро, но избирательно.

Беспросветная стабильность

Пожалуй, история с освобождением от экспортной пошлины нефти Восточной Сибири, вне зависимости от дальнейшей судьбы этой льготы, до предела обнажила несостоятельность современной налоговой политики в отношении нефтяных компаний. Попытки улучшить действующую систему с

Выручка от экспорта нефти после уплаты НДС и таможенной пошлины



Ножницы Кудрина



помощью льгот приводят лишь к расширению перечня преференций, которые не дают серьезной практической отдачи, но усложняют налоговое администрирование. Назрела необходимость более решительных реформ в налоговой сфере. Но они не планируются.

В ближайшее время правительство обещает усовершенствовать механизм учета для целей налогообложения расходов организаций на освоение природных ресурсов. Также предполагается уточнить порядок признания расходов, связанных с участием в конкурсе, по результатам которого не заключено лицензионное соглашение на пользование недрами, ведения налогового учета расходов на освоение природных ресурсов, отнесения на расходы разовых платежей за пользование недрами. Меры важные, но косметические.

С 2011 года планируется осуществить переход к установлению дифференцированных ставок акциза на нефтепродукты в зависимости от экологического класса автомобильного бензина и дизельного топлива (при условии сохранения прежнего уровня доходов бюджета в результате такой дифференциации). Впрочем, не факт, что правительство в очередной раз не перенесет сроки (бюджету все равно, а проблема сбыта мазута резко обострится).

В рамках дальнейшего совершенствования налогообложения добычи углеводородного сырья правительство обещает ввести понижающие коэффициенты (вероятно, к ставке НДС) при добыче нефти на малых месторождениях, создать налоговые стимулы для

добычи нефти из комплексных месторождений и «рассмотреть вопрос об эффективности перехода на налогообложение добавочного дохода, возникающего при добыче природных ресурсов». Это вся программа на ближайшие три года.

Стоит напомнить, что стимулированию нефтедобычи на малых месторождениях посвящен довольно основательный законопроект, подготовленный в ХМАО. Он пробивает себе дорогу более пяти лет. К нему в целом благосклонно относятся в Госдуме РФ и в «Единой России». Но без отмашки главы правительства никто не рискует дать ему путевку в жизнь.

Что касается стимулирования разработки комплексных месторождений, то здесь речь идет о льготном режиме для газоконденсатных месторождений. Вопрос локальный. Его решение выгодно узкому кругу отраслевых лоббистов. В любом случае, имеется в виду организовать пилотный проект. Это не вопрос общепромышленного масштаба.

Ну а разговоры о налоге на дополнительный доход начались даже не в прошлом десятилетии. Обещаний ввести НДС за это время было так много, что в прогресс верится с большим трудом.

Существуют и объективные препятствия. С одной стороны, НДС очень сложно (или практически невозможно) адаптировать к экономике старых месторождений. С другой стороны, есть риск, что соответствующих платежей государство не дожидается и от недропользователей, работающих на новых месторождениях: они будут стремиться накручивать затраты,

продлевая каникулы и уменьшая в последующем ставки НДС.

Более вероятно, что после долгих размышлений чиновники предпочтут доработать критерии предоставления налоговых каникул, а также предложить территориальные понижающие коэффициенты к ставке НДС. То есть очередные полумеры.

Главное, что не хотят понять чиновники, необходимо создать самонастраивающийся механизм, выравнивающий условия разработки разных по качеству месторождений. Очень многое зависит от экономики конкретных проектов. Это наглядно показали итоги недавних тендеров по распределению сервисных контрактов по разработке нефтяных месторождений Ирака.

Консорциум с участием «Газпром нефти» при разработке крупного месторождения Бадра будет получать вознаграждение (помимо компенсации затрат) в размере \$5,5 за баррель. А тандем ЛУК-Ойл—Statoil, который будет разрабатывать гигантское месторождение Западная Курна — 2, согласился на премию в размере \$1,15. И все счастливы.

Пример минувшего десятилетия говорит о том, что все серьезные перемены, связанные с налогообложением нефтедобычи, происходят внезапно и зачастую противоположны ожиданиям

С технической точки зрения выстраивание системы налоговых инструментов, помогающих достаточно эффективно и грамотно решать задачи отраслевого развития, — задача вполне разрешимая. Основной проблемой остается выбор приоритетов. До тех пор, пока нефтедоллары будут основной опорой федерального бюджета, рассчитывать на значительное улучшение налогового режима не приходится. В лучшем случае — системные полумеры и льготы для избранных.

Впрочем, пример минувшего десятилетия говорит о том, что все серьезные перемены, связанные с налогообложением нефтедобычи, происходят внезапно и зачастую противоположны ожиданиям.



ШЛЮМБЕРЖЕ: ЕСЛИ ПРИРАСТАТЬ, ТО СИБИРЬЮ

Ровно два года назад «Вертикаль» рассказывала своим читателям о торжественном открытии в 2008 году в Тюмени Сибирского учебного центра (СУЦ) компании «Шлюмберже» в рамках Соглашения о сотрудничестве с администрацией Тюменской области, которое, в свою очередь, было подписано в 2004 году и предусматривало взаимовыгодное развитие экономических, научных и технологических отношений.

Ныне Сибирский учебный центр — крупнейший инвестиционный проект международной нефтесервисной компании в России и один из крупнейших инвестпроектов международных компаний в РФ в целом.

Центр предназначен для подготовки и переподготовки профессионалов нефтегазовой отрасли, в том числе сотрудников компании «Шлюмберже» и компаний-заказчиков, в условиях, моделирующих условия нефтяных месторождений. И если на старте обучение одновременно могли проходить 30 слушателей, то сегодня — в 10 раз больше.

Помимо образовательных программ приоритетами «Шлюмберже» в Западной Сибири являются собственные производственные объекты и рекрутирование молодых специалистов, обучающихся в тюменских вузах...

Чтобы соответствовать динамично развивающемуся бизнесу в России, «Шлюмберже» в ноябре 2004 году приняла решение об открытии учебного центра на территории Российской Федерации. Местом открытия была выбрана историче-

ская столица крупнейшей нефтегазодобывающей провинции — город Тюмень.

СУЦ: сказано — сделано

Это был 14-й учебный центр компании по всему миру, самому старшему из которых в Хьюстоне, США, в этом году исполнилось 50 лет. Но только три из них являются многофункциональными, к центрам в ОАЭ и Франции присоединился Тюменский (см. «СУЦ: направления обучения специалистов»).

Общий объем запланированных инвестиций в строительство СУЦ составляет \$100 млн, из которых более \$80 млн уже инвестировано.

Ввод в эксплуатацию Учебного центра осуществляется в несколько этапов.

Первый (основной) этап (март 2008 года) — ввод в эксплуатацию школы безопасного вождения, буровой установки, здания учебного центра и объектов инфраструктуры (инженерные сети, дороги, парковки, благоустройство территории и системы безопасности), площадки для ГРП.

СУЦ: направления обучения специалистов

- подразделение механизированной добычи;
- подразделение интегрированного управления проектами;
- подразделение бурения и измерения в процессе бурения;
- подразделение интенсификации добычи нефти;
- подразделение информационных решений;
- геофизическое подразделение.

Второй этап (ноябрь 2009 года) — строительство трех учебных скважин для проведения ГИС (лето 2008), строительство спортивно-оздоровительного комплекса, строительство скважины для обучения ГНКТ и расширение основного учебного здания.

Третий этап (лето 2010 года) — строительство спортивного стадиона и расширение жилого поселка до 300 мест.

Центр компании «Шлюмберге» занимает территорию размером в 150 гектар и является уникальным по условиям, моделирующим реальные условия месторождений Западной Сибири, единственным в мире, где студенты размещены на время обучения в жилом поселке на его территории.

За 2009 год в СУЦ прошли обучение более 3500 человек, из которых 90% — российские нефтяники.

За 2009 год количество штатных сотрудников СУЦ увеличилось на 60%. Количество работающих по договору (охрана, уборка зданий и территории, питание, эксплуатация зданий и инженерных сетей и пр.) — около 200 человек. Все жители Тюменской области, в основном (более 50%) — жители близлежащих населенных пунктов. Кроме того, в течение 2009 года на объектах в рамках третьего этапа строительства СУЦ постоянно работало около 150 строителей (сотрудники тюменских компаний).

В течение 2010 года планируется увеличение численности штатного персонала. План по обучению — на 20–30% обучающихся больше, чем в 2009 году.

И если СУЦ был и остается, в основном, образовательным проектом, то тюменские заводы «Шлюмберге» являют собой пример передачи России современных технологий.

Заводы и кадры

Их, предполагавшихся Соглашением с Тюменской областью, два: завод по производству электроглубинных центробежных насосов и завод перфорационного оборудования с инвестициями в строительство в объеме \$25 млн.

Завод по производству ЭЦН расположен на территории одного из предприятий Тюмени с простой и понятной целью — приблизить производство к заказчикам компании. Он был торжественно открыт в феврале 2006 года губернатором Владимиром Якушевым и председателем совета директоров «Шлюмберге» Эндрю Гулдом. Мощность завода — 800 установок ЭЦН в год.

Завод перфооборудования выпускает системы для проведения перфорационных работ в скважинах. Почти 100% комплектующих систем — российского производства, в основном, предприятий УрФО. 80% сотрудников заводов — жители Тюменской области.

Как и СУЦ, тюменские заводы «Шлюмберге» активно сотрудничают с областными предприятиями и УрФО в целом.

Любая технология — это труд, потому иным приоритетом «Шлюмберге» в России является кадровый потенциал. Его качественному пополнению способствуют соглашения «Шлюмберге» с Тюменским государственным университетом и с Тюменским государственным университетом нефти и газа.

Компания не только учредила свои персональные стипендии с ежегодным ростом их числа и построила лабораторию клиентской поддержки «Шлюмберге» в ТГУ с инвестициями в \$2 млн, но взя-

Ждем вас в Тюменской области!

Строительство учебного центра в Тюменской области — это классный проект и пример качественного сотрудничества компании и региона. Проект «Шлюмберге» вообще стал знаковым для Тюменской области. Его реализация ознаменовала переход правительства области к активной инвестиционной политике: в областном законодательстве был закреплён механизм предоставления земельных участков под реализацию проектов, предоставления налоговых льгот, субсидий и иных видов государственной поддержки инвесторов.

Проект «Шлюмберге» стал показательным и для других компаний, которые открыли для себя наш регион как наиболее удобное место для успешного ведения бизнеса. Сегодня в Тюменской области реализуется более 40 крупных инвестиционных проектов с общим объемом инвестиций около 535 млрд рублей, и 80% из них пользуются прямой государственной поддержкой...

Вадим ШУМКОВ

Директор департамента инвестиционной политики и государственной поддержки предпринимательства Тюменской области

Губернаторская поддержка

Хотел бы отметить большую роль, которую сыграл Сергей Собянин, ныне вице-премьер, руководитель Аппарата Правительства России, а тогда — губернатор Тюменской области, как в работе над Соглашением с компанией «Шлюмберге», так и в последующей поддержке наших инвестиционных проектов, которые были записаны в этом соглашении.

Инвестиционная политика губернатора Владимира Якушева и его команды способствует развитию идей, закреплённых в соглашении.

Глеб ОВСЯНИКОВ

Вице-президент по связям с общественностью «Шлюмберге Россия»

ла на себя обязательство по принятию на работу университетских выпускников. Ныне именно они формируют 25% кадрового состава подразделений компании в Тюмени. 





Территориально распределенная структура предприятий нефтегазовой отрасли, труднодоступные и малонаселенные районы разведки, добычи и транспортировки топлива, неразвитая инфраструктура — подобные особенности сделали спутниковую связь для компаний данного сектора экономики не просто предпочтительной, а зачастую единственно доступной.



МОСКОВСКИЙ ТЕЛЕПОРТ: УСЛУГИ СПУТНИКОВОЙ СВЯЗИ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ЗАО «Московский телепорт» (МТ) — оператор услуг спутниковой связи, дочернее предприятие канадско-американского холдинга Stratos Global Corporation — Inmarsat на территории РФ и стран СНГ, оказывает услуги фиксированной и мобильной спутниковой связи ведущим российским и международным сервисным, добывающим и транспортирующим компаниям, в частности, «Газпром нефти», «Сургутнефтегазу», «Томской нефти», Baker Hughes, ENI, Schlumberger.

МТ обладает 18-летним опытом работы во всех регионах добычи углеводородного сырья и предлагает своим заказчикам только самое лучшее оборудова-

ние и передовые технологические решения от ведущих мировых производителей.

Фиксированная спутниковая связь

Для построения выделенных корпоративных сетей спутниковой связи различной конфигурации МТ использует технологию VSAT. Малогабаритные терминалы с антенными системами 1,2–1,8 метра могут перемещаться между точками проведения разведочного и промыслового бурения. Для этого МТ располагает необходимым спутниковым ресурсом, обеспечивающим покрытие всех регионов добычи углеводородов. В составе

предлагаемых МТ терминалов используются различные типы антенн, в том числе антенны быстрого развертывания, как механические (с ручными приводами), так и с автонаведением на спутник. Применение данного вида антенн позволяет развернуть спутниковый терминал в течение нескольких минут. В арсенале МТ также имеются спутниковые терминалы морского базирования, устанавливаемые на судах и плавучих буровых платформах.

В сетях и каналах фиксированной спутниковой связи, предоставляемых МТ, обеспечиваются доступ в Интернет, передача голоса, данных, а также видеоконференции.

Мобильная спутниковая связь

Альтернативную возможность фиксированной спутниковой связи предоставляет мобильная спутниковая связь BGAN Inmarsat.

Данный вид услуг предназначен для служб, которым требуется особо высокая мобильность, портативность (вес терминала не превышает 1,4 кг.), энергонезависимость аппаратуры связи и предельная простота использования.

Принципиальные возможности, предоставляемые системой BGAN Inmarsat:

- Пакетная и потоковая передача данных (скорость до 492 кбит/с);
- Доступ к частным корпоративным сетям (VPN);
- Интернет, электронная почта;
- Телефония, факс, возможность одновременной передачи данных;
- Прямые текстовые сообщения (SMS) с терминала без использования ноутбука. 

ЗАО «Московский телепорт» будет радо сотрудничеству и с Вашей компанией; мы уверены, что оно будет плодотворным.

Координаты ЗАО «Московский телепорт»:

Web: www.mteleport.ru

Тел.: +7-495-737-76-00

**Московский телепорт —
Мы делаем связь для Вашего бизнеса**



Московский телепорт

STRATOS®

СПУТНИКОВАЯ СВЯЗЬ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

WWW.MTELEPORT.RU
+7 (495) 737-76-00

КОМПЛЕКС УСЛУГ «ПОД КЛЮЧ»

Использование
технологии VSAT

Мобильная спутниковая связь
BGAN Inmarsat

Спутниковые каналы

Корпоративные сети

Широкополосное IP решение
MTek

Полный комплект лицензий

Доступ к Nexus – глобальной сети
Stratos Global Corporation



**БОЛЕЕ 15 ЛЕТ
МЫ ДЕЛАЕМ СВЯЗЬ
ДЛЯ ВАШЕГО БИЗНЕСА**

НЕФТЕДОБЫЧА: ШАТКОЕ БЛАГОПОЛУЧИЕ

Объемы добычи нефти — традиционно главный показатель отраслевого развития, да и благополучия страны в целом. Возможно, любовь к валовым показателям — это атавизм советского прошлого. Куда важнее экономические выгоды. Но в условиях неукротимого роста цен, который продолжался вплоть до середины 2008 года, прирост физических объемов добычи гарантировал более высокие доходы. Особенно для государства, которое собирает налоги и пошлины с каждой тонны добытой и отправленной за рубеж нефти — невзирая на уровень расходов, связанных с организацией нефтедобычи.

В этом позиции власти и бизнеса все больше расходятся: государству важны валовые показатели, нефтяникам — норма прибыли. Недовольство нефтяников таким положением дел уже привело к резкому замедлению темпов роста добычи во второй половине «нулевых» лет. И это на фоне более чем просто благоприятной конъюнктуры мировых рынков нефти. Проблемы обостряются, добывать нефть становится все дороже. И если государство не станет адекватно реагировать на возникающие у нефтяников сложности, добыча будет падать. Проиграет, прежде всего, государство.

Значительный рост добычи нефти стал главным отраслевым итогом 2000-х. За 10 лет объемы выросли в 1,5 раза (см. «Объемы добычи нефти и газового конденсата в России»). Этот сам по себе выдающийся результат особенно ярко смотрится на фоне апокалипсических ожиданий десятилетней давности.

Значительный рост добычи нефти стал главным отраслевым итогом 2000-х. За 10 лет объемы выросли в 1,5 раза

Взгляд из прошлого

Подготовленные Минтопэнерго РФ и опубликованные в «Вертикали» в начале 2000 года «Основные концептуальные положения развития нефтегазового комплекса России» рассматривали в качестве возможного варианта сокращение добычи нефти в течение десятилетия на четверть — до 230 млн тонн. Актуальная для того времени редак-

ция Энергетической стратегии России самым оптимистичным вариантом развития событий называла 15%-ный рост добычи нефти (до 350 млн тонн), но ее программой-минимум было не допустить падение годовых объемов добычи нефти ниже уровня 280 млн тонн.

Собственно, «концептуальные положения» Минтопэнерго имели целью предложить программу действий, которая бы позволила стабилизировать на десятилетнем отрезке уровень добычи нефти в коридоре 310–335 млн тонн. Для того времени это была достаточно дерзкая идея. И чтобы достигнуть поставленную цель, как считало министерство, требовались экстраординарные усилия.

Цена вопроса была очень высока, а его значение выходило за рамки внутриотраслевой проблематики. В случае снижения добычи правительству пришлось бы делать болезненный выбор между удовлетворением топливных потребностей внутреннего рынка и обеспечением экономи-

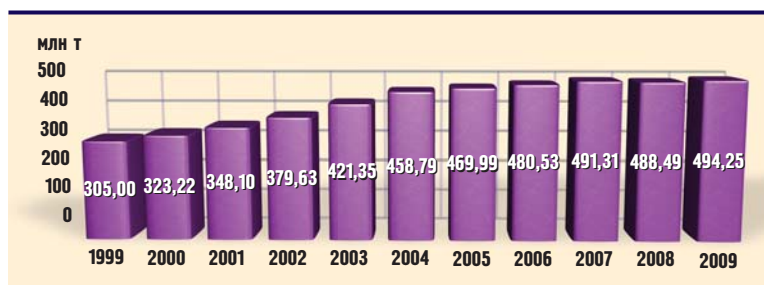
ки страны нефтедолларами. Сохранение объемов экспорта могло привести к 20%-ному дефициту нефти внутри страны. А резкое сокращение экспорта углеводородного сырья было чревато углублением бюджетных проблем, не говоря уже об опасности безвозвратной потери с трудом завоеванных в советском прошлом сегментов западных энергетических рынков.

«Следовательно, обеспечение условий для наращивания уровня добычи и экспорта НГК в течение следующего десятилетия является важнейшей государственной задачей, от выполнения которой зависит быстрота и успешность (эффективность) выхода страны на траекторию устойчивого и качественного экономического роста», — резюмировало Минтопэнерго.

Министерство настаивало на необходимости кардинально изменить сложившиеся к тому времени тенденции (в их числе: ухудшение процессов ВМСБ, дефицит и дальнейшее сокращение инвестиций, растущие издержки нефтепользователей, фискальная ориентация налоговой политики, низкая эффективность госуправления комплексом).

В числе ключевых направлений интенсивной целенаправленной работы Минтопэнерго называло существенное улучшение инвестиционного климата путем совершенствования кредитно-финансовой, ценовой и налоговой политики, нормативно-правового

Объемы добычи нефти и газового конденсата в России



обеспечения. Было подсчитано, что необходимо утроить приток инвестиций, как минимум, на 70% нарастить объемы разведочного бурения и в два-три раза — эксплуатационного.

Спустя десять лет можно констатировать, что за минувшие годы никаких кардинальных перемен в решении фундаментальных отраслевых проблем не произошло (во всяком случае, со знаком «плюс»). Но зато результаты значительно превзошли самые оптимистичные ожидания.

Означает ли это, что профильное министерство устроило панику на пустом месте? Ответ на этот вопрос сегодня имеет, пожалуй, первостепенное значение. Ведь практически все нынешние предостережения, опасения и рекомендации специалистов повторяют выводы десятилетней давности. Стоит ли к ним прислушиваться? Или можно от них отмахнуться, уповав на неистощимый запас прочности, проверенный и подтвержденный успехами прошлых лет?

Прогнозам вопреки

Вряд ли можно оспорить тот очевидный факт, что «болевы точки», выявленные и названные специалистами Минтопэнерго, определены верно. Уже одно то, что за продолжительный период проблемы не рассосались, не забылись и продолжают беспокоить специалистов, говорит о многом.

Но как случилось, что ожидаемого краха не произошло? Не видно сколь-либо значимого прогресса в восполнении ресурсной базы, освоении новых месторождений, инвестиционном процессе, бурении — разведочном и эксплуатационном. Налоговый пресс стал более жестким, независимые производители существуют в роли пасынков, жестко фильтруются иностранные инвестиции.

По большому счету, не сделано ничего из предложенного еще десять лет назад — а добыча нефти неуклонно растет. Почему? Можно отметить два лежащих на поверхности обстоятельства, которые не учли, да и не могли предвидеть специалисты «старой школы».

Во-первых, они исходили из посылки, что месторождения должны разрабатываться рационально и бережно, в полном соответствии с утвержденными технологическими схемами. Но, пользуясь беспечностью государства, не особо интересовавшегося в течение первой половины десятилетия организацией работ и выполнением лицензионных обязательств, недропользователи оптимизировали добычу на свой лад — путем активного выборочного отбора наиболее легких в разработке запасов и агрессивного применения методов интенсификации нефтедобычи.

Откровенно слабый контроль государства за соблюдением лицензионных условий, снижение планки требований в отношении рационального недропользования позволили ряду ведущих нефтяных компаний с минимальными затратами наращивать добычу, получая сверхприбыли и записывая в актив стремительный рост рыночной капитализации.

И если «нефтяные генералы» старой закалки (в частности, руководители ЛУКОЙЛа, «Сургутнефтегаза» и «Роснефти») все же не могли позволить себе «полный беспредел», то пришедшие в отрасль на волне рынка и приватизации владельцы ЮКОСа и «Сибнефти» не былиотягощены «пережитками» профессиональной этики и стремились любыми доступными способами интенсифицировать добычу дешевой в разработке нефти.

Этот ресурс недолговечен. Он обеспечил подъем уровня нефтедобычи в течение первой половины минувшего десятилетия, но ценой ускоренного истощения наиболее рентабельных запасов и необратимого ухудшения состояния месторождений. Например, «Сибнефть», сумевшая за 2000–2004 годы удвоить добычу нефти, одной из первых в отрасли начала терять объемы: к настоящему времени они сократились у компании (теперь это «Газпром нефть») на 12% от максимального результата.

Не считая разгромленного до основания ЮКОСа, больше за этот период потеряла только «Славнефть», которая также

была в числе лидеров гонки за экстремально высокие результаты, за 2000–2004 годы нарастила объемы добычи на 76% (преимущественно, за 2003–2004 годы — сразу после приватизации) и с этого «пика» упала более чем на 14%.

По большому счету, не сделано ничего из предложенного еще 10 лет назад — а добыча нефти неуклонно растет. Почему?

К середине 2000-х высокорентабельные в разработке запасы нефти, доставшиеся компаниям по итогам приватизации, были уже серьезно истощены. Потребовалось вкладывать больше денег в разработку месторождений. К тому же государство приступило к «закручиванию гаек»:

Откровенно слабый контроль государства позволил ряду ВИНК с минимальными затратами наращивать добычу, получая сверхприбыли и записывая в актив стремительный рост рыночной капитализации

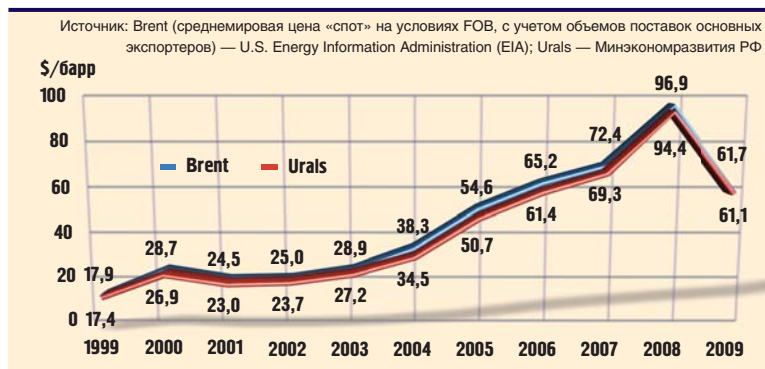
последовательно ужесточались требования к соблюдению лицензионных условий и использованию фонда скважин, увеличилась налоговая нагрузка.

Новые обстоятельства заметно ухудшили комфортность бизнеса. Но и это не привело к обвалу нефтедобычи. На этот раз помогли внешние силы.

К середине 2000-х высокорентабельные в разработке запасы нефти, доставшиеся компаниям по итогам приватизации, были уже серьезно истощены. Потребовалось вкладывать больше денег в разработку месторождений

Второй момент, который не могли предвидеть специалисты Минтопэнерго, — экстремально активный рост цен на мировом рынке нефти. «Концептуальные положения» готовились, когда среднегодовая цена барреля

Среднегодовые цены нефти Brent и Urals



нефти Urals была \$17,4. К 2004 году она выросла вдвое, спустя год превысила \$50 и продолжила рост вплоть до 2008 года, достигнув среднегодового уровня \$94,4 за баррель (см. «Среднегодовые цены нефти Brent и Urals»).

Страну захлестнул поток нефтедолларов. Он поглотил нега-

ло приобретать уже готовые активы с предсказуемой и достаточно быстрой отдачей.

В 8,6 раза вырос за 2000-е годы уровень добычи у «Роснефти» — это, прежде всего, результат агрессивных поглощений (кстати, и Ванкор — один из самых значимых проектов десятилетия — начался с поглощения «Роснефтью» Anglo Siberian Oil Company и вытеснения из проекта французской Total). «Газпром» приобрел «Сибнефть», переименовав ее в «Газпром нефть». Затем российский газовый гигант при напористом содействии государства потеснил иностранных инвесторов и стал старшим акционером проекта «Сахалин-2».

В результате образования ТНК-ВР к Тюменской нефтяной компании были присоединены СИДАНКО и еще ряд менее значимых добывающих предприятий. Вслед за этим ТНК-ВР и «Сибнефть» выкупили на двоих «Славнефть». Несколькими выгодных профильных покупок осуществил ЛУКОЙЛ. Даже появление новой вертикально интегрированной компании «РуссНефть» не дало созидательного эффекта: все свелось к объединению под одной вывеской большого числа ранее разрозненных предприятий.

Между тем, слияния и поглощения, отвечающие интересам отдельных компаний, не приносят ощутимой пользы отрасли в целом (от перемены мест слагаемых сумма не меняется). Скорее, можно говорить об отрицательном общепромышленном эффекте. Ведь колоссальные инвестиционные ресурсы, которые потенциально предназначались для соз-

дания новых производственных активов, расходуется на куплю-продажу и фактически вымываются из отрасли.

Причем, расходы колоссальные. «Газпром» заплатил \$13,7 млрд за 75,7% акций «Сибнефти», а контроль над проектом «Сахалин-2» обошелся ему в \$7,45 млрд. «Роснефть» потратила \$9,35 млрд на «Юганскнефтегаз» и около \$21 млрд на другие активы ЮКОСа. И это только самые крупные и резонансные приобретения последних лет.

С точки зрения компаний-покупателей приобретение готовых активов — несравнимо более выгодное вложение, чем долгий процесс реализации собственных проектов. Но денег, потраченных на куплю-продажу готового бизнеса, хватило бы еще на четыре Ванкора.

Это не претензия к компаниям, которые стремятся оптимизировать финансовые потоки всеми доступными средствами. Но это повод оценить эффективность и реальную направленность государственной отраслевой политики. Тем более что самые громкие приобретения совершали непосредственно контролируемые государством компании, более того, при самой непосредственной поддержке властных структур.

Разумеется, слияния и поглощения играют определенную положительную роль в увеличении производства, оптимизации управления и росте эффективности. Опасно, когда такая практика становится магистральным направлением отраслевой политики государства. По большому счету, это уход от реальных проблем.

Иллюзия благополучия

Бурный рост цен на нефть позволил смикшировать эффект негативных отраслевых тенденций, которые с годами продолжали накапливаться. Высокие цены увеличили запас прочности нефтяных компаний. Но они же создали иллюзию благополучия, сформировали устойчивое мнение, что отрасль крепко стоит на ногах, не нуждается ни в помощи, ни в поддержке.

Избежать падения объемов добычи помог активный рост цен на нефть: с \$17,4 за баррель в 1999 году до \$94,4 в 2008 году

тив агрессивной фискальной политики государства и изъяны правового регулирования. Он расширил возможности рентабельной разработки старых месторождений (за счет массового внедрения технологий интенсификации добычи и возвращения к жизни ранее законсервированных скважин), позволил отложить еще на годы разработку новых месторождений и формаль-

Страну захлестнул поток нефтедолларов. Однако инвестиционный климат не улучшился. Стало выгоднее приобретать уже готовые активы с предсказуемой и достаточно быстрой отдачей

но заниматься восполнением ресурсной базы.

Однако инвестиционный климат не стал лучше. Компании крайне неохотно вкладывали (и вкладывают) деньги в новые крупные проекты с длительной окупаемостью капиталовложений. Более выгодно и менее рискованно бы-

В том, что это не так — проблемы есть и их уже не затмевают даже запредельно высокие цены на мировых энергетических рынках, — можно убедиться, проанализировав динамику отечественной нефтедобычи (см. «Темпы прироста нефтедобычи в России»). Начиная с 2004 года развивается тенденция затухания активности.

Если за первые четыре года 2000-х темпы прироста добычи нефти выросли с 6% до 11%, то в 2005–2007 годах они застыли на уровне 2,44–2,24%, а в 2008 году добыча ушла в абсолютный минус — впервые за десятилетие. В прошлом году позитивная динамика вроде бы восстановилась, но на самом низком за рассматриваемый период уровне — 1,18%.

Перелом, наступивший в середине десятилетия, кураторы отрасли от правительства объясняли совокупностью причин: недостаточной активностью нефтяных компаний по подготовке новых добычных мощностей на фоне исчерпания возможностей роста добычи на старых месторождениях; снижением добычи нефти у ЮКОСа (который государство в то время начало разваливать); увеличением налоговой нагрузки; повышением транспортных тарифов и снижением привлекательности экспорта нефти железнодорожным и речным транспортом.

Все справедливо. Но очевидно, что большая часть всего этого негатива спровоцирована действиями (или бездействием) властей. Так, по наблюдениям президента Института энергетической политики В.Милова, затеяв передел собственности и закрыв двери для иностранных инвесторов, государство начало гасить очаги роста.

Ренационализация сектора и дестабилизация инвестиционного климата привели к продолжительной задержке со вводом в разработку целого ряда крупных месторождений, которые могли поддержать дальнейший рост добычи. Значительно ухудшили работу бывшие предприятия ЮКОСа — в середине десятилетия они не добавляли по 10 млн тонн нефти в год.

Добыча «Славнефти» упала из-за управленческого паралича. А «Сургутнефтегаз», накопивший уже к середине периода значительные свободные денежные средства, не имел возможности вложить их в новые перспективные проекты, к которым компания попросту не допускали.

Показательно, что отечественная нефтедобыча перестала адекватно реагировать на мировую конъюнктуру. Период 2005–2008 годов, когда цены на нефть росли особенно активно, был отмечен худшей за десятилетие динамикой российской добычи нефти. В 2008 году, когда цены достигли пика, добыча упала. Зато в кризисном 2009 году нефтедобыча вышла на исторический максимум (если говорить о новейшей истории, в советском прошлом на территории России добывали и более 540 млн тонн за год).

Потенциал роста добычи, заложенный в прошлые десятилетия, неминуемо затухает. Полноценной замены стареющим месторождениям-ветеранам не создано. Время упущено. И теперь основной заботой ведущих компаний становится не столько рост добычи, сколько противостояние тенденции ее сокращения.

Немаловажно, что рост физических объемов все меньше заботит самих нефтяников. Главное — эффективность: оптимизация расходов и рост прибыли. Однако государство продолжает диалог с отраслью через призму валовых показателей. В той же ЭС-2030 приводится множество контрольных цифр по физическим объемам (добычи, разведки, бурения, переработки, экспорта), а экономические аспекты сводятся к подсчету капитальных затрат. Окупаемость и эффективность соот-

ветствующих вложений в расчет не принимаются.

На практике это означает, что интересы государства, которое получает фиксированную (и высокую) долю с каждой тонны добытой нефти, и нефтяников, стремящихся заработать прибыль, все больше не совпадают. Возникают ситуации, когда бизнесу невыгодны дополнительные вложе-

Высокие цены увеличили запас прочности нефтяных компаний. Но они же создали иллюзию благополучия, сформировали устойчивое мнение, что отрасль крепко стоит на ногах, не нуждается ни в помощи, ни в поддержке

ния в улучшение объемных показателей — они не окупаются.

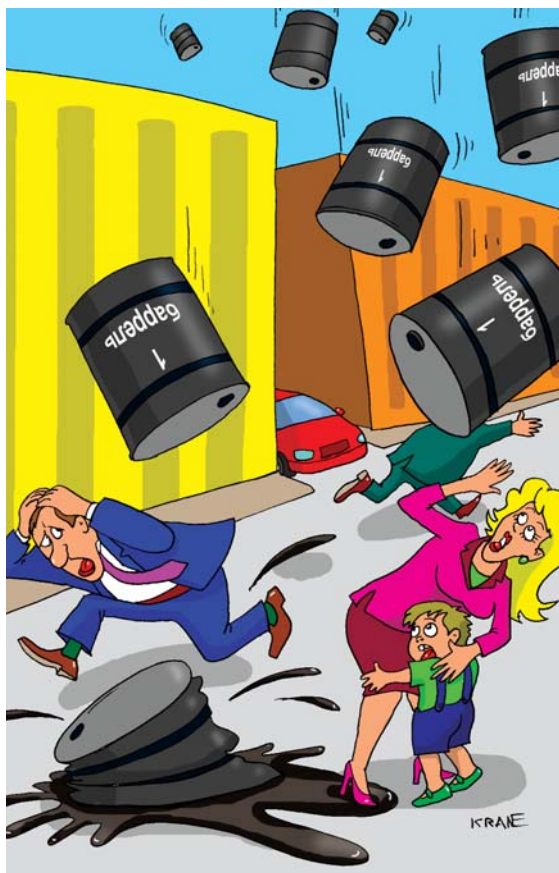
От неэффективных расходов сегодня воздерживается даже «Сургутнефтегаз» — компания, которая в прошлые годы больше заботилась о росте валовых показателей. Еще в 2007 году руко-

Дестабилизация инвестиционного климата привела к продолжительной задержке с вводом в разработку целого ряда крупных месторождений, которые могли поддержать дальнейший рост добычи

водство компании утверждало, что имеет реальную возможность увеличить добычу до 70–80 и даже 100 млн тонн нефти в год (при сложившемся в то время уровне добычи в районе 65 млн тонн). Но при этом гендиректор НК Владимир Богданов добавил: «Нужно только считать, насколько это экономически эффективно в тех

Темпы прироста нефтедобычи в России





или иных условиях». За последние три года «Сургутнефтегаз» сократил добычу на 9% — выходит, так выгоднее.

И совсем уже откровенно заявил свою позицию ЛУКОЙЛ. В ноябре прошлого года компания представила новую стратегию развития, ключевыми акцентами которой стали рост стоимости

Минувший год показал, что экономический кризис не оказал на отечественную нефтедобычу пагубного влияния. Похоже, что он даже несколько взбодрил нефтяников

компании и ее финансовой устойчивости, оптимизация уровней добычи, сокращение капитальных затрат (прежняя концепция характеризовалась как стратегия агрессивного роста).

Иначе говоря, официально провозглашен переход от экстенсивной модели роста добычи к эффективной. Учитывая, что ЛУКОЙЛ и раньше очень внимательно относился к эффективности собственного бизнеса, те-

перь можно ожидать существенного замедления темпов роста валовых показателей, или даже плавного снижения объемов добычи: лучше меньше, да лучше. А исходя из того, что речь идет о крупнейшей частной компании отрасли, ее позиция способна привести к корректировке курса других компаний, что неминуемо скажется и на ситуации в отрасли в целом.

2009: антикризисная мобилизация

В 2009 году в России было добыто 494,25 млн тонн нефти и конденсата. Это на 5,76 млн тонн больше, чем годом ранее (+1,18%). Предыдущий рекорд, зафиксированный в 2007 году, улучшен на 2,94 млн тонн (всего лишь на 0,6%).

Темпы роста довольно скромные. Но есть два обстоятельства, которые дают повод высоко оценить и такой успех.

Во-первых, речь идет о периоде мирового кризиса, и в начале года ожидания были отнюдь не радужные. Минувший год показал, что экономический кризис не оказал на отечественную нефтедобычу пагубного влияния. Похоже даже, что он несколько взбодрил нефтяников, вынудил их мобилизовать силы и ресурсы.

Во-вторых, после снижения объемов добычи в 2008 году усилились опасения, что отрасль уже не вернется к позитивной динамике — минувший год показал, что необратимого ухудшения ситуации пока не произошло.

Это важные сигналы, хотя увеличивать их значение не стоит. Более детальное изучение производственных результатов 2009 года указывает на целый ряд сохраняющихся тревожных симптомов. И нынешний год должен показать, отражают ли показатели 2009 года реальное оздоровление ситуации или это всего лишь результат удачного стечения обстоятельств.

Прежде всего, обращает на себя внимание продолжающееся уже второй год подряд снижение уровня добычи в крупнейшем нефтедобывающем регионе страны — ХМАО. Округ обеспечивает более

половины российской нефтедобычи (54,7% по итогам 2009 года). И, естественно, он играет ключевую роль в отраслевом развитии.

В прошлом году добыча нефти здесь снизилась на 2,6%. В абсолютном выражении недополучено 7,2 млн тонн. Учитывая, что в обозримом будущем за округом сохранится роль крупнейшего поставщика нефти (достойной альтернативы попросту нет даже на горизонте), стабилизация добычи на территории Югры будет иметь принципиальное значение для отрасли в целом.

Официальной причиной снижения добычи в регионе называют естественное истощение базовых месторождений. Однако немаловажную роль играет и отношение властей к происходящим здесь процессам.

Пока складывается впечатление, что федеральное правительство смирилось с тем, что добыча здесь будет падать, и не намерено предпринимать активных шагов по стимулированию позитивных процессов. В отличие от новых регионов, где нефтяникам обещаны льготы, ХМАО обделен таким вниманием. При том, что ресурсный потенциал региона, обладающего хорошо развитой инфраструктурой и квалифицированным персоналом, далеко не исчерпан.

Нефтяные месторождения Уральского и Приволжского федеральных округов обеспечивают наибольший вклад в добычу нефти. В 2009 году, по данным Минэкономразвития, на их долю пришлось около 63% и 20,7% совокупной добычи по стране.

Стремление правительства развивать добычу в новых регионах заслуживает похвалы. Но развитие одних географических сегментов в ущерб другим вряд ли можно назвать рациональным.

Качество запасов Западной Сибири ухудшается, но они огромны. Они могут быть привлекательными для разработки, если власти предложат адекватные механизмы правового регулирования и скорректируют налоговый режим. Разговоры об этом ведутся много лет — пока безрезультатно.

Между тем, добыча в базовом для отрасли регионе сокращает-

ся. И не факт, что новые регионы полностью справятся с задачей компенсации выпадающих объемов нефти.

ВИНК: тяжелая поступь

Другой заслуживающий внимания факт — стабильное на протяжении четырех последних лет отставание ВИНК от общепромышленной динамики добычи нефти. По результатам 2007 и 2009 годов объемы их добычи увеличились на 0,3%, в 2008-м — упали на 0,9%.

В прошлом году крупнейшие компании отрасли, на долю которых по совокупному результату десятилетия приходится 90% национальной нефтедобычи, добыли 438,13 млн тонн — меньше, чем в 2006 году. Опять же, на фоне максимального уровня добычи в целом по отрасли (см. «Динамика добычи нефти и газового конденсата»).

Начиная с 2006 года группа ВИНК понемногу, но стабильно сокращает долю своего вклада в российскую нефтедобычу: с 92,4% пять лет назад до 88,6% по результатам прошлого года.

Не факт, что это плохо. Расширение круга добывающих компаний, развитие конкуренции, укрепление независимого сегмента пойдут на пользу общему делу. Беспокоит, что сегмент «альтернативной» нефтедобычи развивается во многом стихийно, без видимой поддержки со стороны государства. Да и о развитии сегмента в целом можно говорить разве что с большой натяжкой: статистику группы «не-ВИНК» вытягивают крупнейшие производители — их единицы.

Тенденция снижения доли ВИНК в национальной нефтедобыче указывает на то, что правительству и законодателям следовало бы больше внимания уделять отряду независимых. Тем более что структура запасов меняется в направлении увеличения доли небольших по объему месторождений, разрабатывать которые сподручнее небольшим компаниям. Однако власти сохраняют ориентацию на крупные нефтедобывающие компании.

Впрочем, в последнее время и результативность господдержки ВИНК оставляет желать лучшего. По итогам 2009 года четыре из девяти ведущих нефтяных компаний страны сократили добычу, а еще одна — «Татнефть» — увеличила добычу менее чем на 0,2% (то есть показала динамику роста в шесть раз меньшую среднеевропейской).

До 2005 года сокращение объемов добычи было в среде ВИНК крайне редким событием. А в течение последнего пятилетия снижение этого ключевого производственного показателя приобрело обыденный характер. Ежегодно от трех до семи ВИНК ухудшают производственную результативность. В этом смысле прошлогодний итог не самый плохой. И все же, когда каждая вторая ВИНК сокращает добычу, это говорит о том, что ситуация нестабильна.

На десятилетнем отрезке только «Роснефть» и «Татнефть» ни разу не снизили объемы добычи. Уверенная поступь госкомпании удивления не вызывает: она покупала крупные активы, да и чувствовала себя под покровительством главного акционера страны комфортно и уверенно. Что касается «Татнефти», то эта компания, работающая на старых месторождениях, не ставила перед собой амбициозных целей, а концентрировала усилия на сохранении объемов добычи.

Такая политика (во многом вынужденная) обеспечила компании 7%-ный прирост производства, что на фоне полуторной прибавки в целом по отрасли выглядит бо-

Россия вышла на рекордный уровень добычи нефти. А крупнейшие компании отрасли добыли нефти меньше, чем в 2006 году

лее чем скромно. Зато компания успешно решила ключевую для нее задачу обеспечения стабильной работы. Бережное отношение к ресурсной базе создает хорошие предпосылки для уверенности в будущем.

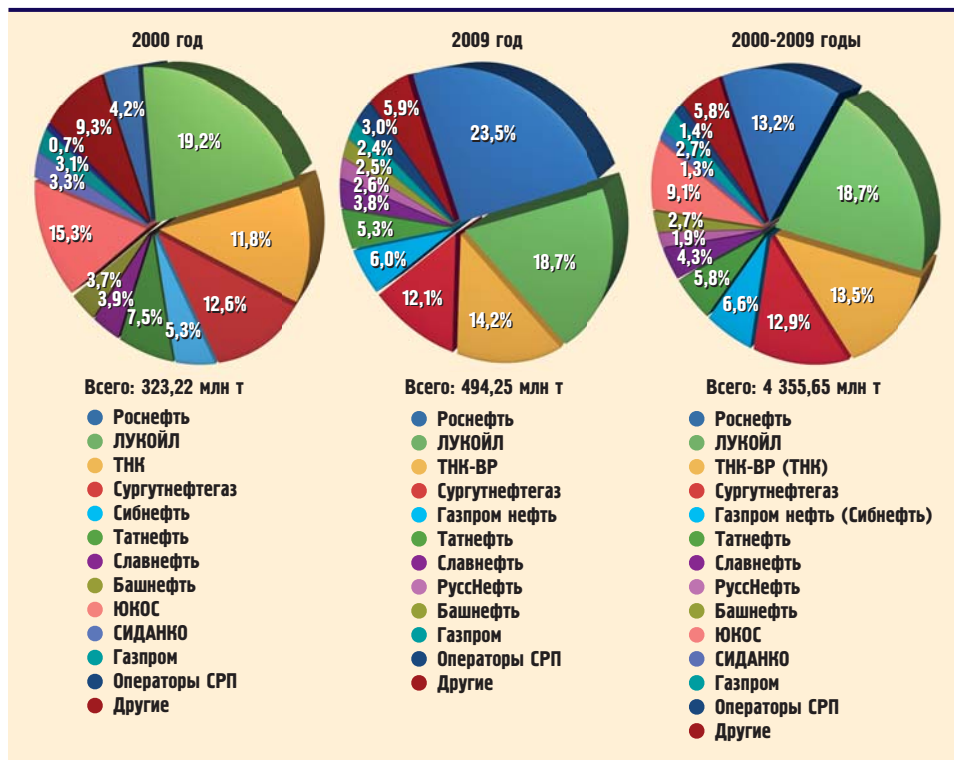
Тенденция снижения доли ВИНК в национальной нефтедобыче указывает на то, что правительству и законодателям следовало бы больше внимания уделять отряду независимых

Однажды за рассматриваемый период «оступился» ЛУКОЙЛ: в 2008 году компания задержала ввод в эксплуатацию Южно-Хлыучинского месторождения, что не позволило ей избежать эпизодического снижения уровня нефтедобычи.

Самый продолжительный спад переживает «Газпром нефть» — он длится уже пять лет. За это время объемы добытой нефти сокра-

Динамика добычи нефти и газового конденсата, млн тонн

	2009 г.	2008 г.	2004 г.	2000 г.	2009/2008	2009/2004	2009/2000
Роснефть	116,29	113,85	21,60	13,47	102,14%	в 5,4 раза	в 8,6 раза
ЛУКОЙЛ	92,18	90,25	84,07	62,18	102,14%	109,65%	148,25%
ТНК-ВР (ТНК+ СИДАНКО)	70,24	68,79	70,52	49,04	102,11%	99,60%	143,23%
Сургутнефтегаз	59,63	61,68	59,62	40,62	96,68%	100,02%	146,80%
Газпром нефть (Сибнефть)	29,88	30,73	34,00	17,20	97,23%	87,88%	173,72%
Татнефть	26,11	26,06	25,10	24,34	100,19%	104,02%	107,27%
Славнефть	18,89	19,57	22,01	12,50	96,53%	85,82%	151,12%
РуссНефть	12,69	14,25	8,79	—	89,05%	144,37%	—
Башнефть	12,23	11,74	12,07	11,94	104,17%	101,33%	102,43%
ЮКОС	—	—	85,68	49,55	—	—	—
Всего ВИНК	438,13	436,92	423,45	280,84	100,28%	103,47%	156,01%
Газпром	12,03	12,72	11,96	10,01	94,58%	100,59%	120,18%
Операторы СРП	14,78	11,98	2,37	2,19	123,37%	623,63%	674,89%
Прочие недропользователи	29,31	26,87	21,02	30,18	109,08%	139,44%	97,12%
Всего по России	494,25	488,49	458,81	323,22	101,18%	107,72%	152,91%



тились с 34,0 млн тонн в 2004 году до 29,9 млн тонн по итогам 2009 года, более чем на 12% (сильнее всего в 2008 году — на 5,6%).

С 2006 года не может остановить падение «Славнефть». Правда, отрицательная динамика постепенно затухает: если в 2007 году добыча упала на 10,3%, то в следующие два года — на 6,4% и 3,5% соответственно.

До 2005 года сокращение объемов добычи было в среде ВИНК крайне редким событием. А за последние годы оно приобрело обыденный характер

В течение трех последних лет сокращает объемы добычи «Сургутнефтегаз» (в сумме на 9%). Возможно, это сознательное решение: пока у компании недостаточно собственных мощностей переработки. Кроме того, как уже было отмечено, в последние годы «Сургутнефтегаз» стал больше внимания уделять финансовой эффективности своей деятельности — компания больше не стремится к росту добычи любой ценой.

ТНК-ВР снижала объемы добычи в период с 2006-го по 2008 год (в общей сложности на 8,7%). В существенной мере это связано с оптимизацией структуры производственных активов: недостаточно рентабельные производства продавались. В прошлом году компания возобновила позитивную динамику благодаря реализации ряда новых проектов. Правда, пока по объемам добычи ей удалось вернуться лишь к уровню 2004 года.

Еще раньше — в 2008 году — преодолела трехлетний спад добычи «Башнефть». По итогам прошлого года она обеспечила самый высокий среди ВИНК прирост добычи — 4,2% (на фоне среднего показателя по ВИНК +0,3%). По условиям работы «Башнефть» похожа на «Татнефть» и задачи ставит аналогичные. Правда, по итогам 2000-х ей удалось увеличить добычу лишь на 2,4% — это самый скромный результат среди ВИНК России.

Что касается неинтегрированных нефтедобывающих компаний, то для этой категории период снижения объемов добычи, начавшийся в 2002 году, завершил-

ся еще к 2006 году. На этом временном отрезке большая группа независимых волилась в состав «РуссНефти», да и другие ВИНК охотно прибирали к рукам наиболее успешных производителей.

Вряд ли нуждается в дополнительных комментариях обвальное сокращение добычи в 2005 году у ЮКОСа: у крупнейшей в то время нефтяной компании страны государство отобрало главное дочернее подразделение — «Юганскнефтегаз», а впоследствии — и все остальные добывающие и перерабатывающие производства.

Остальные случаи снижения объемов добычи отдельными компаниями эпизодичны и не поддаются систематизации.

Слагаемые роста

За «нулевые» годы вклад нефтяных компаний в общероссийскую добычу значительно изменился. Доля ЛУКОЙЛа сократилась всего-то с 19,2% до 18,7%, но если в 2000 году компания лидировала с большим отрывом, то в 2009-м она лишь на втором месте. Колоссальный рывок совершила за это время «Роснефть», увеличившая долю со скромных 4,2% до 23,5% (компания хорошо помог главный акционер — государство, благодаря которому были приобретены практически все добывающие активы ЮКОСа). Нынешняя доля ТНК-ВР несколько меньше суммарного вклада ТНК и СИДАНКО десятилетней давности, но объединенная компания закрепились на третьем месте. А по уровню добычи в целом за десятилетие ТНК-ВР уступает только ЛУКОЙЛу. «Роснефть» — на третьем (см. «Доли компаний России в добыче нефти»).

О позитивной динамике по итогам прошлого года отчитались все три крупнейшие компании страны: «Роснефть», ЛУКОЙЛ и ТНК-ВР. Успех лидеров обеспечен, прежде всего, вводом новых месторождений: Ванкорского («Роснефть»), Южно-Хыльчужского (ЛУКОЙЛ), а также реализацией Уватского, Каменного и Верхнеконского проектов (ТНК-ВР).

В плюсе закончили год еще две ВИНК — «Татнефть» и «Башнефть». Однако существенного влияния на общеотраслевую динамику их успех не оказал. Прибавка составила 0,54 млн тонн (0,11% к уровню общероссийской добычи).

Впрочем, и вся группа ВИНК оказалась не на высоте. При суммарном годовом приросте российской нефтедобычи на 5,7 млн тонн, общий вклад ВИНК — 1,21 млн тонн. А если к этой группе отнести и «Газпром», уронивший добычу на 0,69 млн тонн, тогда и вовсе 0,52 млн тонн — даже меньше, чем прирастили «Татнефть» с «Башнефтью».

Вывод очевиден: крупнейшие компании страны едва справляются с проблемой падающей добычи на старых месторождениях. Запоздалый и эпизодический ввод новых месторождений пока не решает даже этой проблемы, не говоря уже об ощущении прироста добычи.

Основной вклад в прошлогодний прирост добычи внесли операторы СРП (+2,8 млн тонн) и независимые производители (+2,44 млн тонн). Они улучшили результаты 2008 года на 23,4% и 9,1% соответственно. Впрочем, что касается независимых, фактор «средней температуры по больнице» сильно искажает картину: особняком стоят три крупнейшие компании с высокой динамикой роста, остальные чаще всего, не живут, а выживают.

Вопреки укоровившемуся мнению, отнюдь не ввод Ванкора обеспечил России выход на рекордный уровень добычи. Из 3,64 млн тонн, добытых в прошлом году на месторождении, треть ушла на возмещение падающей добычи других предприятий «Роснефти». Остальные 2,44 млн тонн прироста сопоставимы с вкладом независимых, которые добывают нефти в четыре раза меньше.

Вообще, цифры годового прироста не следует отождествлять с реальными достижениями минувшего года. Значительная часть приращенных объемов получена статистически.

Так, в конце 2008 года Sakhalin Energy, оператор СРП «Сахалин-2», осуществил долгождан-

ный переход на круглогодичную добычу (раньше она была сезонной). Соответственно, добыча в промежутке с января по июль 2009 года включительно работала на улучшение годовой отчетности. А это — 2,78 млн тонн прибавки к годовому результату: практически весь прирост по СРП и почти половина общеотраслевого прироста.

То же самое Южное Хыльчую, совместный проект ЛУКОЙЛа и СопосоPhillips, вступивший в стадию промышленной эксплуатации в конце августа 2008 года. За первую половину 2009 года это позволило улучшить отчетные показатели примерно на 3 млн тонн. Минувший год ЛУКОЙЛ закончил с прибавкой 1,93 млн тонн — меньшей, чем добавил к статистике поздний ввод месторождения годом ранее.

В сентябре 2008 года было введено в эксплуатацию Верхне-конское месторождение (оператор — ТНК-ВР). В 2009 году добыча января-августа составила 0,6 млн тонн. Это еще один статистический плюс к добыче соответствующего периода.

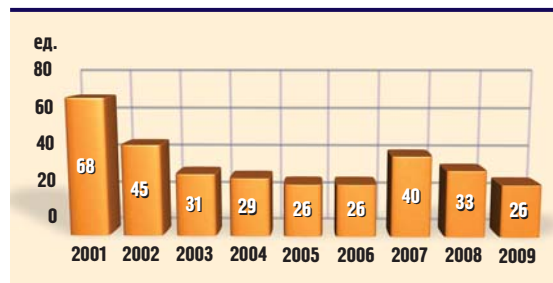
Получается, что прошлогодний рост добычи в значительной мере является результатом задержек с вводом ряда важных для отрасли проектов в предыдущем периоде. Об этом нужно говорить: не для того, чтобы приуменьшить значимость тех редких, к сожалению, крупных проектов, реализованных за последнее время, а для того, чтобы реально оценивать ситуацию в отрасли.

Объема работ, проведенных в 2009 году, явно недостаточно для стабилизации нефтедобычи. Ввод Ванкора и Уватского проекта, реального увеличения производственной мощности Южного Хыльчую оказалось недостаточно для решения в границах 2009 года проблемы падающей добычи на территории России.

Новые месторождения: слабая поддержка

Очевидно, что перспективы устойчивого развития отрасли во многом зависят от результативности работы по вводу новых

Ввод новых месторождений в России



месторождений, которые должны, как минимум, возместить потери от естественного падения добычи на старых месторождениях. За 2001–2009 годы на территории России было введено в эксплуатацию 324 новых месторождения.

Крупнейшие компании страны едва справляются с проблемой падающей добычи на старых месторождениях. Запоздалый и эпизодический ввод новых месторождений пока не решает даже этой проблемы

В целом, прослеживается тенденция на сокращение числа вводимых месторождений (даже притом, что сами месторождения мельчают). Снижение значительное: с 68 месторождений, введенных в 2001 году, до 26 месторождений в 2005, 2006 и 2009 годах. В 2007 году вроде бы наметился всплеск активности (40 месторождений), но уже со следующего года динамика начала затухать (см. «Ввод новых месторождений в России»).

Цифры годового роста не следует отождествлять с реальными достижениями минувшего года. Значительная часть приращенных объемов добычи получена статистически

Отраслевая статистика отслеживает судьбу месторождений, официально введенных за последнюю пятилетку. То есть, например, Талаканского месторождения, активную разработку которого «Сургутнефтегаз» начал в 2008 году, в этом списке нет, так как официально эксплуатация началась еще в 1990-е годы.

По количеству новых месторождений лидирует ЛУКОЙЛ (52 месторождения, введенных за пять лет, 28,9% общеотраслевого результата). На втором месте — «Татнефть» (22 месторождения, 12,2%). «Роснефть», крупнейшая ВИНК, ввела в эксплуатацию всего 16 месторождений, 13 из которых — за два последних года. Меньше всех из числа ВИНК ввели новых месторождений «Славнефть» (2) и предприятия «РуссНефти» (3). Причем, за последние четыре года «Славнефть» не ввела ни одного месторождения, а «РуссНефть» запускала последнее месторождение в 2007 году.

Начало промышленной разработки Ванкорского месторождения стало самым значимым отраслевым событием прошлого года. Но за 9 лет «Роснефть» ввела в эксплуатацию всего 16 месторождений

На первый взгляд, активность неинтегрированных компаний в подготовке к разработке новых месторождений невысока: всего лишь 49 месторождений за пять лет. Но это 27,2% общеотраслевого результата, а доля «независимой» добычи — около 10%.

В физических объемах больше всего нефти из новых месторождений в 2009 году получили «Сургутнефтегаз» (9,79 млн тонн) и ЛУКОЙЛ (9,54 млн тонн). И это притом, что новых месторождений у СНГ в 3,5 раза меньше.

За последние годы процесс ввода в разработку новых крупных месторождений несколько оживился. Впрочем, пока таких подвижек недостаточно для обеспечения устойчивой нефтедобычи

Основные объемы «Сургутнефтегазу» добавили два месторождения, введенные в 2004 году: Юкъяунское (3,73 млн тонн) и Северо-Лабатьюанское (3,12 млн тонн), а также разрабатываемое с 2005 года Рогожниковское (1,47 млн тонн). У ЛУКОЙЛа в структуре отдачи от новых месторождений доминирует Южно-Хыльчуйское (6,96 млн тонн), полсотни

других месторождений дали в 2009 году 2,58 млн тонн (в среднем, по 50,6 тыс. тонн).

4,11 млн тонн добыла в 2009 году из новых месторождений «Роснефть», 3,32 млн тонн — ТНК-ВР. Российско-британская компания получает существенную отдачу от разработки месторождений Уватского проекта (на Уренском и Усть-Тегусском добыто 1,97 млн тонн нефти) и Верхнечонского месторождения (1,18 млн тонн).

Госкомпания, ставшая приемником всех основных активов ЮКОСа, не особенно стремится расширять базу нефтедобычи за счет самостоятельно начатых проектов. Всего два новых месторождения — Центрально-Хорейверское и Советское — дали за год более 100 тыс. тонн нефти (160 и 189 тыс. тонн соответственно). Отдача от еще 12 проектов, реализованных за пятилетие, измеряется десятками тысяч и даже тысячами тонн в год. Единственным исключением является освоение Ванкорского месторождения, где в 2009 году за первые месяцы промышленной эксплуатации было добыто 3,64 млн тонн нефти.

Начало промышленной разработки Ванкорского месторождения стало самым значимым отраслевым событием прошлого года: впервые в современной истории России отечественная компания своими силами начала разработку новой крупной нефтегазовой провинции. Промышленная разработка Ванкора — это отправная точка для масштабного освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири, для комплексного развития экономики огромного российского региона. Это и реальная основа для диверсификации нефтяного экспорта, выхода большой российской нефти на азиатские рынки.

Приняв месторождение с извлекаемыми запасами 125 млн тонн нефти, «Роснефть» преумножила их в четыре раза, до 520 млн тонн. Осенью прошлого года Ванкор вошел в десятку крупнейших месторождений России.

На начальном этапе Ванкор дает 18 тыс. тонн нефти в сутки, к концу прошлого года добыча

достигла 30 тыс. тонн в сутки. В 2010 году «Роснефть» рассчитывает добыть на Ванкоре 11 млн тонн нефти. На максимальный уровень добычи — 25,5 млн тонн — месторождение должно выйти в 2013 году.

Начало разработки Ванкора стало яркой точкой в отраслевой летописи 2000-х — десятилетия, которое было скупом на события подобного масштаба.

В 2005 году началась промышленная добыча нефти в рамках морского проекта «Сахалин-1». В декабре 2008 года Sakhalin Energy, оператор «Сахалина-2», приступил к круглогодичной добыче нефти (сезонная началась еще в 1999 году).

Помимо Ванкора в 2009 году значимым событием стало начало промышленной добычи в рамках Уватского проекта (ТНК-ВР). Продолжено масштабное освоение Тимано-Печорской нефтегазовой провинции — со значительным отставанием от прежних графиков, но годовая добыча нефти здесь к настоящему времени превысила 25 млн тонн.

В октябре 2008 года «Сургутнефтегаз» начал полномасштабную промышленную эксплуатацию Талаканского месторождения в Якутии, а ТНК-ВР приступила к добыче на Ямале высоковязкой нефти Русского нефтегазоконденсатного месторождения с извлекаемыми запасами 400 млн тонн нефти. Совместно с «Роснефтью» ТНК-ВР реализовала Верхнечонский проект.

ЛУКОЙЛ усилил собственный потенциал нефтедобычи вводом в разработку Южно-Хыльчуйского месторождения (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция). А начало добычи на месторождении им. Ю.Карчагина на Каспии ЛУКОЙЛ перенес на 2010 год.

2007 год отмечен, пожалуй, лишь вводом в эксплуатацию пускового комплекса Южно-Русского нефтегазового месторождения. Относительно крупные месторождения ввела в эксплуатацию в 2006 году «Северная нефть» («Роснефть»): Хасырейское и Нядейское.

И, конечно, одним из самых ярких отраслевых событий стало на-

чало в декабре 2005 года полномасштабной промышленной добычи в рамках Салымского проекта (ХМАО), в котором ключевая роль принадлежит международному концерну Shell. За последующие пять лет добыча нефти здесь выросла до 7,65 млн тонн в год, в том числе в 2009 году — на 20%. Это один из самых динамично развивающихся и высокотехнологичных проектов на территории России.

Обобщая, можно заметить, что во второй половине минувшего десятилетия произошло некоторое оживление процесса ввода в разработку новых крупных месторождений. Впрочем, пока таких подвижек недостаточно для обеспечения устойчивой нефтедобычи.

В 2009 году из новых месторождений (разработка которых начата в течение последних пяти лет) получено 31,21 млн тонн нефти. Это 6,3% в структуре добытой в прошлом году нефти, что несколько ниже результата 2006 года (32,08 млн тонн, 6,7%).

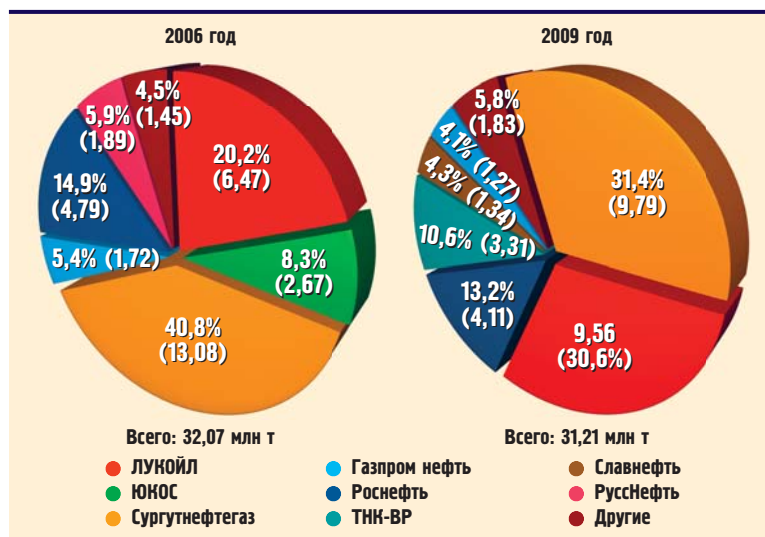
Более существенные изменения произошли на корпоративном уровне: у «Сургутнефтегаза» объем «молодой» нефти сократился на четверть, у ЛУКОЙЛа — вырос в 1,5 раза, в разы выросли объемы у ТНК-ВР (см. «Вклад новых месторождений в добычу нефти»).

Больше всего «молодой» нефти в составе продукции «Сургутнефтегаза» — 16,4%. Его ближайший соперник — ЛУКОЙЛ — имеет долю 10,4%. На третьем месте — «Славнефть» с долей 7,1%. Флагман отрасли «Роснефть» пока не имеет даже такой опоры на «молодую» нефть: здесь ее доля — немногим более 3,5%. Еще меньше надежд на смену поколений месторождений у «Татнефти», «РуссНефти» и «Башнефти», у которых вклад новых месторождений измеряется долями процента (см. «Доля новых месторождений в нефтедобыче ВИНК, 2009 г.»).

Вклад независимых

Как уже было отмечено, на долю добывающих предприятий, не входящих в состав ВИНК, в сред-

Вклад новых месторождений в добычу нефти



нем, приходится 5,8% годовой нефтедобычи на территории России. А без учета трех крупнейших «не-ВИНК» — 3,33%.

Это неоправданно мало для нашей страны, где происходит объективное ухудшение сырьевой базы нефтедобычи. В структуре запасов увеличивается удельный вес старых и небольших месторождений, разработка которых не интересна крупным компаниям — это потенциальная база для развития малых и средних добывающих предприятий. Однако государственная отраслевая политика не учитывает этого обстоятельства и формируется в расчете на крупный бизнес.

На фоне декларируемого равноправия всех недропользователей, аукционная форма распределения лицензий обеспечивает преимущество крупным и богатым претендентам. К тому же ограниченный доступ к экспортным нефтепроводам вынуждает независимых производителей продавать значительную часть добытой нефти на внутреннем рынке по ценам, не обеспечивающим эффективную норму прибыли (в то время как ВИНК с выгодой перерабатывают нефть на собственных заводах).

Дополнительные проблемы независимым производителям создает плоская шкала НДС — вкладывая значительные средства в технологии повышения нефтеотдачи на истощенных ме-

сторождениях, они платят те же налоги, что и при разработке «фонтанной» нефти.

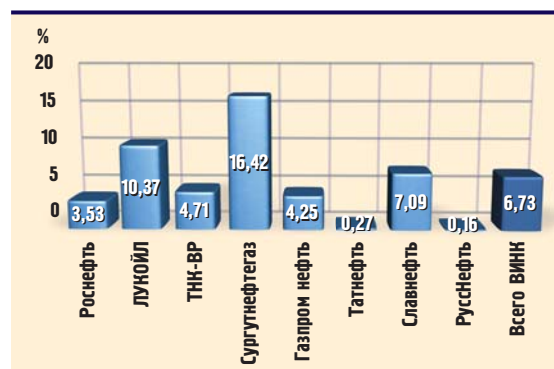
Обвальное падение мировых цен на нефть в конце 2008 года поставило многих независимых производителей на грань выживания. Значительная их часть была вынуждена полностью остановить

Вклад независимых неоправданно мал для нашей страны, где происходит объективное ухудшение сырьевой базы нефтедобычи

на несколько месяцев добычу, чтобы не разориться окончательно. Самые крупные из них довольно быстро оправились от потрясений. Но подавляющей части «не-ВИНК» не до инвестиций в развитие — удержаться бы на плаву.

В результате значительных ограничений потенциал сегмента

Доля новых месторождений в нефтедобыче ВИНК, 2009 г.



неинтегрированной нефтедобычи в России десятилетиями не раскрывается. Значительная часть ранее независимых предприятий вошла в состав вертикально интегрированных компаний.

Особенно ярко эта тенденция проявилась в первой половине

Обвал цен на нефть поставил многих независимых производителей на грань выживания. Значительная их часть была вынуждена приостановить добычу, чтобы не разориться

минувшего десятилетия. Но она сохраняется и поныне. Например, в 2009 году «Газпром нефть» получила контроль над Sibir Energy, которой принадлежит 50%-ная доля в Salym Petroleum Development — операторе самого крупного и динамичного «независимого» отраслевого проекта десятилетия.

В результате ограничений потенциал сегмента неинтегрированной нефтедобычи в России десятилетиями не раскрывается, а основной отряд «не-ВИНК» впал в «застой»

В настоящее время добычу нефти в России ведут около 160 неинтегрированных компаний с суммарной годовой добычей 29,3 млн тонн. Однако заметную роль играют лишь единичные компании. Это, прежде всего, Salym Petroleum Development (7,65 млн тонн нефти в 2009 году), НОВА-

Ситуация такова, что без поддержки государства процесс освоения новых месторождений и более эффективной разработки «старых» запасов может остановиться

ТЭК (3,32 млн тонн) и ЗАО «Самара-Нафта» (1,87 млн тонн). Они обеспечивают почти 44% всей «независимой» нефтедобычи. Причем, теперь SPD наполовину принадлежит «Газпром нефти» — так что, сейчас эта компания если и не входит в ВИНК, то номинально.

Еще 14 предприятий по итогам 2009 года добыли по 0,4 млн тонн и более (вместе — 7,0 млн тонн).

Крупнейшие из них: ООО «Енисей» и ОАО «Негуснефть» (по 0,66 млн тонн), ЗАО «Роспан Интернейшнл» (0,56 млн тонн), ОАО «Комнедра» (0,55 млн тонн), ЗАО «Санеко» (0,53 млн тонн), ЗАО «Колванефть» и ООО «Хвойное» (по 0,49 млн тонн).

На уровень годовой добычи в интервале от 100 до 400 тыс. тонн в прошлом году вышли 38 предприятий. 10 и менее тысяч тонн добыли за год 45 предприятий, в том числе 12 — менее одной тысячи тонн.

Вклад предприятий первой «двадцатки» — 72,6% добычи неинтегрированных компаний. 50 предприятий, замыкающих рейтинг «независимых», — 233 тыс. тонн на всех (0,8% добычи «не-ВИНК» в 2009 году). Расслоение, как можно убедиться, колоссальное.

Рассмотрим более детально динамику нефтедобычи неинтегрированных компаний. Из годового прироста 2,4 млн тонн больше половины (1,32 млн тонн) — заслуга SPD. Еще 0,54 млн тонн прирастила «Самара-Нафта» и 0,59 млн тонн — НОВАТЭК.

Высокие темпы прироста добычи SPD обеспечивает ускоренным вводом в эксплуатацию нефтяных скважин — бурение каждой из них, глубиной около 2,5 км, сейчас занимает не более шести суток, а это в три раза быстрее, чем у соседей, выполняющих аналогичные работы.

Основными акционерами «Самара-Нафта» также являются иностранцы, компанию контролирует американская Hess Corporation, а совладельцем и генеральным директором является бывший президент ТНК и ЮКОСа Семен Кулес. Компания, работающая в Поволжье, ориентирована на динамичный рост: активно участвует в аукционах на участки недр, приобретает уже действующие предприятия, наращивает добычу, вынашивает планы стать в перспективе ВИНК.

НОВАТЭК, как и две другие компании первой «тройки», проводит активную инвестиционную политику. Компания работает на территории ЯНАО, основными разрабатываемыми месторождениями являются Юрхаровское,

Ханчейское и Восточно-Таркосалинское.

За вычетом компаний первой «тройки» объемы группы «независимых» остались на уровне 2008 года (а если точнее, снизились на 2,2 тыс. тонн, или на 0,01%).

То есть основной отряд «не-ВИНК» впал в «застой». При этом разброс очень большой даже среди компаний из верхних строк рейтинга. На 4,8% сократил добычу «Енисей» (–33 тыс. тонн), на 18,7% (–151 тыс. тонн) — «Негуснефть», на 7,4% (–46 тыс. тонн) — «Роспан». В то же время «Комнедра» увеличили добычу на 35,3% (+144 тыс. тонн). Остальные тоже борются за выживание — с переменным успехом.

Взгляд в будущее

Согласно официальным прогнозам, в течение 2010–2012 годов добыча нефти (разумеется, с конденсатом) в России стабилизируется на прошлогоднем уровне: в районе 493–494 млн тонн. Такие ожидания представляются достаточно реалистичными — как минимум, в отношении нынешнего года.

Значительно вырастет отдача от Ванкора, должна начаться разработка каспийского месторождения им. Ю.Корчагина, дадут прибавку другие проекты, реализованные за последние годы, — это с высокой долей вероятности позволит компенсировать падение добычи на старых месторождениях.

Что касается следующих лет, то перспектива стабильного уровня нефтедобычи не столь очевидна. Ситуация такова, что без поддержки государства процесс освоения новых месторождений и более эффективной разработки «старых» запасов может остановиться.

Необходимо совершенствовать налоговое законодательство, признает Минэкономразвития. Но нет и намеков на то, что эту точку зрения разделяет Минфин — а его мнение и в более благополучные времена было решающим. Сейчас, когда госбюджет верстается с огромным дефицитом, мнение Минфина стало еще более неоспоримым.

На сегодня нет никаких признаков, что правительство может пойти в ближайшем будущем на серьезную корректировку налоговой системы в отношении нефтяников (ту же «закручивать гайки» уже некуда, а для снижения налогового бремени не самое лучшее время).

В этом смысле прошлогодний небольшой рост добычи оказал нефтяникам медвежью услугу: правительственные чиновники восприняли его как сигнал отраслевого благополучия. Да и глава МПР России убедил премьер-министра, что с восполнением ресурсной базы нефтедобычи в стране хорошо.

Между тем, если правовая база недропользования не будет улучшаться (причем незамедлительно), добыча нефти будет падать. По мнению Минэкономразвития, до 242 млн тонн в 2012 году. Пожалуй, это слишком оптимистичный прогноз.

Потери могут измеряться десятками миллионов тонн. И, как показывает опыт минувшего десятилетия, при сложившейся системе изъятия в пользу государства нефтяных «сверхдоходов» даже очень высокие цены мировых рынков не помогут раскатать российских нефтяников на трудовые подвиги.

При этом ЭС-2030 ориентирует отрасль на дальнейший рост добычи нефти — до достижения уровня 525 млн тонн к 2020 году и до 530–535 млн тонн к 2030 году (см. «Прогноз поэтапного развития добычи нефти на период до 2030 г.»).

Ожидается, что добыча нефти в европейской части страны будет увеличиваться за счет освоения ее запасов в Тимано-Печорской провинции, на континентальном шельфе арктических морей и в российском секторе Каспийского моря при снижении добычи в Поволжье и на Урале. В Западной Сибири на фоне стабилизации и постепенного снижения добычи нефти в ХМАО-Югре в ЯНАО ожидается позитивная динамика (это позволит стабилизировать объемные показатели в целом по Уральскому ФО, который сохранит за собой позиции главного нефтедобывающего района России).

Прогноз поэтапного развития добычи нефти на период до 2030 г., млн тонн

	2005 г. (факт)	2008 г. (факт)	1-й этап (до 2013–2015 гг.)	2-й этап (до 2020–2022 гг.)	3-й этап (до 2030 г.)
Добыча нефти, всего	470,2	487,6	486–495	505–525	530–535
в том числе из общей добычи:					
Север, Северо-Запад	24,5	29,1	32–35	35–36	42–43
Поволжье	52,7	54,1	49–50	44–45	34–36
Урал	49,2	52,6	45–47	36–41	25–29
Кавказ, Прикаспий	4,9	4,8	7–11	19–20	21–22
Тюменская область	320,2	319,0	282–297	275–300	291–292
Томская область	14,1	13,7	12–13	11–12	10–11
Восточная Сибирь	0,2	0,5	21–33	41–52	75–69
Дальний Восток	4,4	13,8	23–25	30–31	32–33
Источник: ЭС-2030					

В Восточной Сибири ставка делается на освоение и промышленную разработку месторождений нефти в Ванкорско-Сузунском районе на северо-западе Красноярского края, вдоль трассы нефтепровода ВСТО в Красноярском крае, Иркутской области и Якутии (Верхнечонское, Талаканское, Среднеботуобинское, Юрубчено-Тохомское и др. месторождения). Предполагается, что к 2030 году регион прочно обоснуется на втором месте в стране по добыче нефти.

На Дальнем Востоке центрами нефтедобычи останутся проекты «Сахалин-1», «Сахалин-2», к которым могут добавиться и другие морские месторождения.

Наряду с освоением новых месторождений поддерживать отраслевую стабильность призвано увеличение коэффициента извлечения нефти с нынешних 30–32% до 35–37% к 2030 году. Не слишком амбициозная задача для двадцатилетнего периода, отведенного на ее решение. Тем более что считать можно по-разному.

Например, в Государственном докладе «О состоянии и об охране окружающей среды РФ в 2008 году» есть такая замечательная фраза: «КИН с 1996 к 2007 году возрос с 0,26 до 0,4, тем не менее, при существующей технологии разработки месторождений около 70% нефти остается в недрах». То есть фактический КИН — 30%, а на бумаге — все 40%?

В принципе, прибавлять в среднем за год по 2 млн тонн до-

бытой нефти (на что ориентирует ЭС-2030) — задача для российской отрасли не очень масштаб-

Нет никаких признаков, что правительство может пойти в ближайшем будущем на серьезную корректировку налоговой системы в отношении нефтяников

ная. Главное — избежать падения добычи, тогда и среднегодовой рост на скромные 0,4% — не проблема.

Но решение вопроса стабилизации добычи упирается в рефор-

При сложившейся системе изъятия «сверхдоходов» даже очень высокие цены мировых рынков не помогут раскатать российских нефтяников на трудовые подвиги

му государственного управления отраслевыми процессами. Наверное, без чувствительного падения уровня добычи отрасли не обойтись. Похоже, только тогда прави-

Поддерживать отраслевую стабильность призвано увеличение КИН с нынешних 30–32% до 35–37% к 2030 году. Не слишком амбициозная задача для 20-летнего периода

тельство начнет адекватно реагировать на тревожные сигналы, которые специалисты отрасли безответно транслируют на протяжении многих лет. 

РЕСУРСНАЯ БАЗА: «СЛИВКИ» КОНЧИЛИСЬ

Россия — одна из самых богатых стран мира по запасам нефти. Но все хорошее когда-нибудь кончается. И мы приближаемся к этому порогу. В принципе, нефти еще очень много. Но качество разведанных запасов неуклонно ухудшается. Осталось много неразведанных просторов, но тратить деньги на поиск и разведку никто не хочет.

Итоги лицензионной кампании 2009 года показали, что государству уже практически нечего предложить нефтяникам из распределенного фонда. Минувшей осенью две трети выставленных на аукционы участков остались невостребованными. И это лишь отчасти связано с глобальным кризисом. Просто нефтяникам неинтересна та «мелочевка», которую государство наскребло по сусекам. Чтобы улучшить статистику, Роснедрам пришлось даже распечатать записку:

предложить на торги участки недр из госрезерва.

Ситуация с запасами в корне меняется. Распределять почти нечего — пора всерьез заниматься геологоразведкой. Пока получается со скрипом. У крупных компаний еще есть запас прочности. Малому бизнесу большая геологоразведка не по карману. Иностранцев не пускают. Государству откровенно жаль денег на геологоразведку.

Остается смотреть на ситуацию через розовые очки. Например, наращивать запасы путем перерасчета КИН, приукрашивая реальную ситуацию. Пока это выгодно и бизнесу, и чиновникам. Надолго ли?..

По объемам разведанных запасов жидких углеводородов Россия занимает второе место в мире с долей порядка 10%. Запасы нефти учтены в недрах практически каждого второго субъекта Федерации. Добыча нефти ведется на территории 35 субъектов РФ. При этом свыше половины разведанных запасов нефти находится на территории ХМАО-Югры.

Невозобновляемые запасы

Доминирующая часть крупных и средних месторождений давно уже передана в пользование добывающим компаниям. К настоящему времени им выдано около 3,2 тыс. лицензий на право пользования участками недр, содержащими углеводородное сырье.

В нераспределенном фонде осталось примерно 8% разведанных запасов. Причем, по экспертным оценкам, разработка около 60% этих запасов экономически нерентабельна. Во всяком случае, при действующей налоговой системе.

Что касается месторождений распределенного фонда, то их запасы достаточно для того, чтобы вести рентабельную добычу на уровне нынешних объемов в течение 10–15 лет. При этом вклад крупных месторождений с относительно легкой в разработке нефтью неуклонно снижается. В структуре остаточных разведанных запасов увеличивается доля трудноизвлекаемой и сверхвязкой нефти.

По мере истощения базовых месторождений на территориях с хорошо развитой инфраструктурой нефтяникам приходится поддерживать уровень добычи за счет обустройства месторождений в отдаленных районах с экстремальными климатическими условиями, вкладывать значи-

тельные средства в технологии, обеспечивающие повышение нефтеотдачи. Добыча нефти дорожает, а разведанные запасы жидкого углеводородного сырья сокращаются.

Начальные запасы нефти в целом по России уже выработаны более чем наполовину, а в европейской части — на 2/3, в том числе в Урало-Поволжье — почти на 3/4. Степень выработанности запасов крупных активно осваиваемых месторождений приближается к 60%.

Как следует из ЭС-2030, структура остаточных запасов нефти как в целом по стране, так и по основным нефтедобывающим компаниям характеризуется тем, что текущая добыча нефти на 77% обеспечивается отбором из крупных месторождений, разработка которых ограничена периодом 8–10 лет. Перманентно увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов, составляющая для основных нефтедобывающих компаний от 30% до 65%. При этом вновь подготавливаемые запасы часто сосредоточены в средних и мелких месторождениях и являются в значительной части трудноизвлекаемыми.

Между тем, Россия входит в число мировых лидеров по ресурсам углеводородного сырья, что, в принципе, позволяет не просто своевременно восполнять запасы, но и наращивать их объемы, расширяя временные горизонты



стабильной добычи значительных объемов нефти.

Перспективные и прогнозные ресурсы нефти оцениваются на уровне 55 млрд тонн, из которых доля наиболее достоверных, относящихся к категории C_3 , составляет около четверти. Перспективные и прогнозные ресурсы конденсата составляют более 9 млрд тонн, в том числе по категории C_3 — около 2,3 млрд тонн.

То есть проблемы ресурсной базы отечественной нефтедобычи (а они проявляются все более зримо) — это не вопрос физического отсутствия новых участков недр, содержащих углеводородное сырье. Это, прежде всего, проблема недостаточного внимания к воспроизводству МСБ и вопросам рационального недропользования.

Безусловно, новые месторождения, которые рано или поздно придется разведывать и обустраивать, окажутся более затратными и сложными по сравнению с базовыми месторождениями-ветеранами. Растет доля небольших по объему месторождений, что также создает дополнительные проблемы. Однако не эти сложности являются главным сдерживающим фактором. По большому счету, все упирается в деньги.

В советские годы, когда была сформирована ресурсная база нефтедобычи, которая обеспечивает жизнедеятельность отрасли по сей день, финансирование геологоразведки было прерогативой государства. Сейчас, когда недропользование передано в частные руки, государство, в принципе, справедливо считает, что заботиться о приращении запасов должны сами недропользователи. В рыночных условиях государство видит свою роль в формировании поисковых заделов, создании базовых условий для геологоразведки за счет частного капитала.

Беда в том, что геологоразведка в России так и не стала выгодным бизнес-проектом. Крупные компании, получившие в ходе приватизации жирные куски уже разведанных запасов, обеспечены ресурсной базой на многие годы вперед и, как следствие, не воспринимают затраты на геологоразведку как жизненную необходимость.

Малый бизнес не в состоянии брать на себя высокие расходы и риски. А иностранные инвесторы, которые располагают и финансовыми ресурсами, и — что еще более важно — современными технологиями, имеют крайне ограниченный доступ к российским недрам.

Ситуация осложняется и тем, что существующая налоговая система настроена на разработку запасов уже обустроенных месторождений. В ряде случаев она позволяет начинать новые проекты, связанные с использованием уже открытых запасов. Но, как правило, начинать новые проекты с чистого листа не выгодно.

Кроме того, государство не гарантирует недропользователям даже такую малость, как приоритетное право на разработку открытых ими месторождений. А объявленные в прошлом году условия компенсации за открытие предполагают, что компания-первооткрыватель может получить возмещение затрат с небольшой премией, привязанной к уровню издержек.

То есть, даже если недропользователь, которому отказано в разработке открытого месторождения, совершил уникальное открытие, никаких реальных выгод он не получит. А в том случае, если скважины окажутся сухими, издержки инвестору никто возмещать не будет.

Понятно, что при таком раскладе рассчитывать на реальный прогресс в развитии ресурсной базы не приходится. Отрасль продолжает проматывать наследство советского прошлого. Возможностей для этого все меньше. Комитет СФ по природным ресурсам и охране окружающей среды предупреждает, что в отсутствие радикальных перемен уже с 2015 года Россия начнет стремительно терять позиции на мировых сырьевых рынках, а к 2030 году угрозы экономической безопасности страны станут практически необратимыми.

ВМСБ: о роли государства

Предостережения о том, что если не заниматься ВМСБ всерь-

ез, отрасль окажется у разбитого корыта, звучат уже давно. Еще в середине 1970-х годов министр нефтяной промышленности В.Шашин высказывал тревогу по пово-

В нераспределенном фонде осталось примерно 8% разведанных запасов. Разработка около 60% этих запасов нерентабельна. Во всяком случае, при действующей налоговой системе

ду недостаточно активной работы по геологоразведке в новых регионах и предрекал спад добычи (что, собственно, и произошло, но совпало с вхождением отрасли в

Проблемы ресурсной базы — не вопрос физического отсутствия новых участков недр. По большому счету, все упирается в деньги

рынок, который, в конце концов, помог отрасли мобилизовать остаточные ресурсы на новых принципах).

В течение последующих 35 лет уровень угрозы значительно возрос. Но, похоже, к этим пред-

Крупные компании, получившие в ходе приватизации жирные куски уже разведанных запасов, не воспринимают затраты на геологоразведку как жизненную необходимость

упреждениям привыкли. От частого употребления они поистерлись, власть не воспринимает их как острый сигнал. Успокаивает, что даже 15-летний провал в геологоразведке не имел видимых

Отрасль продолжает проматывать наследство советского прошлого. В отсутствие радикальных перемен уже с 2015 года Россия начнет стремительно терять позиции на мировых сырьевых рынках

катастрофических последствий для нефтедобычи.

Да и меры, принимаемые для реанимации геологоразведки в течение последних пяти лет, выглядят довольно солидно, если

сравнивать с предыдущим периодом. Но масштабы и результативность работ в разы уступают показателям советского прошлого — периода, когда отраслевое министерство начало бить тревогу по поводу низкой

Аудиторы Счетной палаты РФ выяснили, что нефтяные компании вкладывают в ГРП из оставленных им 5% денежных средств только 1,0–1,5%, а государство — 0,4–0,5%

активности с обеспечением ресурсной базы нефтедобычи. Нам бы те проблемы...

По данным за 1994–2002 годы, запасы нефти в стране сократились на 800 млн тонн. Могло быть и хуже, но несколько стабилизировать ситуацию помог госу-

В 2008 году в федеральный бюджет были перечислены разовые платежи в объеме 91,8 млрд рублей, а госрасходы на ГРП составили менее 22 млрд рублей

дарственный фонд ВМСБ. Нефтяники были обязаны отчислять в него 10% выручки от реализации добытого сырья.

Часть этих средств недропользователи оставляли у себя — с условием целевого использования на собственную геологоразведку. Основные суммы расходовались централизованно на федеральные и региональные программы ВМСБ.

На ВМСБ углеводородного сырья в России расходуется не более 1,5% расчетной цены реализованной нефти. В других странах правительства тратят на геологоразведочные работы 5–8% от стоимости произведенной продукции

В целом, эффективность использования этих средств оставляла желать лучшего. Однако в ряде регионов (например, в ХМАО и Татарстане — благодаря местным властям) все же удалось реально улучшить ситуацию с восполнением ресурсной базы.

Да и компании стремились по максимуму освоить средства фонда (правда, тоже не всегда по прямому назначению).

Ликвидация с 2002 года Фонда ВМСБ и отмена соответствующих отчислений резко ухудшили финансирование геологоразведки. Деньги, предназначавшиеся на ВМСБ, никуда не делись. Половина прежних отчислений (5% выручки от реализации) была включена в состав НДС — по идее, эти средства предназначались на финансирование государственных и региональных геологических программ. Вторая половина была оставлена недропользователям на финансирование собственных программ ГРП.

Однако отсутствие жестких обязательств по использованию этих средств привело к значительному сокращению объемов финансирования — как со стороны государства, так и самими недропользователями. Пару лет назад аудиторы Счетной палаты РФ выяснили, что нефтяные компании вкладывают в ГРП из оставленных им 5% денежных средств только 1,0–1,5%, а государство — 0,4–0,5%.

Но выросшие с той поры цены на нефть существенно изменили пропорции. Если вклад нефтяников все еще примерно соответствует оценкам аудиторов, то удельные отчисления государства сократились в разы — до 0,10–0,15% вместо прежних 5% от расчетной стоимости реализации сырья.

Если исходить из первоначальной структуры НДС, на ГРП государство должно тратить не менее 25% поступлений по этому налогу. В 2008 году налог на добычу нефти принес казне 1,57 трлн рублей, что предполагает госзатраты на геологоразведку нефти на уровне 390 млрд рублей.

Однако обновленная в 2008 году госпрограмма геологоразведки (которую чиновники склонны считать чуть ли не аттракционом щедрости) предусматривает финансирование в объеме 544 млрд рублей по всем видам сырья суммарно за период до 2020 года.

В прошлом году финансирование было урезано под предлогом кризиса с рекордных 22,4 млрд

рублей до 18,9 млрд рублей, из которых только половина была направлена на геологоразведку углеводородного сырья. При этом через налог на добычу нефти казна получила 888 млрд рублей, что предполагало бы госзатраты на ГРП по углеводородному сырью на уровне 222 млрд рублей. На практике — в 22 раза меньше.

Кстати, даже крайне слабые итоги лицензионной кампании 2009 года принесли в бюджет сумму разовых платежей от нефтяников, с лихвой перекрывающую годовые расходы государства на ГРП. И уж тем более затраты государства не сопоставимы с поступлениями от победителей конкурсов и аукционов на право пользования участками недр в более благополучные годы.

Например, в 2008 году в федеральный бюджет были перечислены разовые платежи в суммарном объеме 91,8 млрд рублей при задании 28 млрд рублей, а госрасходы на ГРП составили менее 22 млрд рублей.

Финансовые вложения самих недропользователей в развитие ресурсной базы на порядок превосходят соответствующие расходы федерального бюджета (197 млрд рублей в 2008 году по всем видам минерального сырья). Но этого недостаточно. На ВМСБ углеводородного сырья в России расходуется не более 1,5% расчетной цены реализованной нефти (по итогам 2009 года — несколько больше; возможно, в пределах 2,5%, данных пока нет).

Для сравнения: в Канаде, Австралии, США, Бразилии, ЮАР и других странах правительства тратят на геологоразведочные работы всех стадий 5–8% от стоимости произведенной продукции.

Естественно, при таком уровне финансирования рассчитывать на полноценное развитие ресурсной базы не приходится: даже стабилизация ситуации под большим вопросом.

Собирая в бюджет гигантские суммы нефтегазовых доходов, государство выделяет крохи на ГРП, подрывая основы своего же будущего финансового благополучия. Более того, правительство не торопится создать условия для развития ресурсной базы силами

Расходы федерального бюджета на ГРП (углеводородное сырье) и прирост ресурсов

	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Затраты, млн руб.	3 303,9	4 473,4	6 842,7	9 267,7	10 121,6
Прирост ресурсов D ₁ , млн т у.т.	2 800	4 200	6 400	6 700	7 100
на суше	1 850	2 200	5 100	3 350	2 900
на шельфе	950	2 000	1 300	3 350	4 200

частных недропользователей: душил их запредельными налогами, возводит все более высокие административные барьеры.

Между тем, пример последнего пятилетия показывает, что даже относительно небольшие организационные усилия и дополнительные финансовые вложения способны заметно оживить ситуацию с ВМСБ.

ВМСБ: короткая оттепель

В 2005 году была принята Долгосрочная государственная программа изучения недр и воспроизводства минерального сырья до 2020 года. Реализация намеченных ею мероприятий дала зримый результат.

По сравнению с 2004 годом затраты федерального бюджета на ГРП по углеводородному сырью в 2005 году выросли на треть, в 2006-м — в 2 раза, в 2007-м — в 2,8 раза (с 3,3 млрд рублей в 2004 году до 9,27 млрд рублей в 2007-м). В 2008 году, когда программа была актуализована, бюджетные расходы на поиски нефти и газа выросли до 10,12 млрд рублей (см. «Расходы федерального бюджета на ГРП (углеводородное сырье) и прирост ресурсов»).

Прирост ресурсов D₁ в 2008 году достиг 7,1 млрд тонн у.т. по сравнению с 2,8 млрд тонн у.т. в 2004 году. За три года объемы параметрического бурения выросли в 2,3 раза, сейсморазведка 2D — более чем вдвое.

Если в течение предыдущего десятилетия ежегодно открывалось, в среднем, 46 месторождений, то в 2008 году их число выросло до 66. Конечно, в подавляющем большинстве случаев речь идет о «мелочевке» с запасами 1–2 млн тонн нефти и меньше. Но были и серьезные открытия.

В 2008 году на баланс были поставлены Центральное месторож-

дение в акватории Каспийского моря с запасами нефти более 94 млн тонн и Камовское в Красноярском крае с запасами нефти около 20 млн тонн. Годом ранее — месторождение им. Филановского с запасами свыше 200 млн тонн нефти.

Даже в кризисном 2009 году было открыто, как минимум, три крупных месторождения: Севастьяново (Иркутская область) с запасами нефти более 160 млн тонн, а также Луговое в Саратовской области и Чайкинское в Якутии (каждое — с извлекаемыми запасами более 50 млн тонн у.т.).

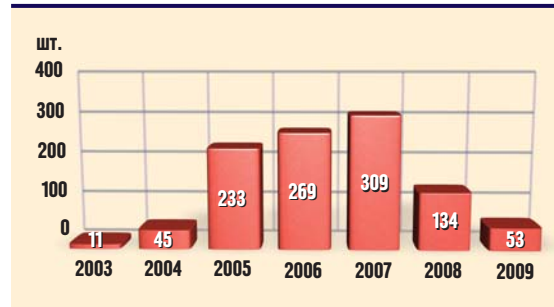
В 2007 году было проведено 309 аукционов, на которых распределялись участки недр, содержащие углеводородное сырье, а в 2004-м — 45 (см. «Количество аукционов по участкам недр, содержащим углеводородное сырье»). Поступления разовых платежей в бюджет по результатам этих торгов выросли в семь раз. Началась выдача лицензий недропользователям — первооткрывателям месторождений.

Если в период с 2002-го по 2005 год прирост запасов серьезно отставал от объемов добычи, то в течение четырех следующих лет отмечалась положительная динамика (см. «Динамика прироста запасов и добычи нефти с конденсатом»). Правда, специалисты считают, что официальная статистика приукрашивает действительность, о чем будет сказано ниже.

Динамика прироста запасов и добычи нефти с конденсатом



Количество аукционов по участкам недр, содержащим углеводородное сырье



Но ведь не в 2006 году началась такая практика — хитрили и раньше. Значит, объективно ситуация в промежутке с 2005-го по 2009 год улучшилась. Удалось,

Объективно ситуация в промежутке с 2005-го по 2009 год улучшилась. Удалось, как минимум, резко замедлить дальнейшее ослабление ресурсной базы нефтедобычи

как минимум, резко замедлить дальнейшее ослабление ресурсной базы нефтедобычи, в значительной мере спровоцированное ликвидацией Фонда ВМСБ.

Правда, оттепель была короткой. В 2008 году новый куратор отрасли вице-премьер И.Сечин

Значительная часть прироста запасов получена на бумаге, путем пересчета уже известных запасов, применения более высокого КИН и повторной постановки на учет ранее списанных запасов

заморозил процесс лицензирования. Кроме того, были приняты поправки в закон о недрах, существенно осложнившие жизнь недропользователям. А потом и мировой кризис вмешался.

Тем не менее, в ходе рабочей встречи В.Путина с главой МПР России Ю.Трутневым в конце января 2010 года глава правительства с удовлетворением отметил, что в 2009 году в России было разведано больше запасов неф-

тии с провальными 2002–2005 годами, когда бурили по 1,14–1,16 млн метров, в последние годы ситуация заметно улучшилась. Однако если сравнивать с 1990 годом, то тогда объемы были почти в пять раз больше.

Но поразительным образом выросла эффективность поисково-разведочного бурения, которая находится в тесной взаимосвязи со степенью изученности нефтегазовых провинций. Согласно подсчетам одного из авторитетнейших геологов страны, председателя Комитета СФ по природным ресурсам и охране окружающей среды В.Орлова, в период резкого спада объемов ГРП (1993–2003 годы) эффективность поисково-разведочного бурения упала до 270–420 тонн у.т. на метр проходки, а за последние годы возросла без видимых причин до рекордного уровня 900–1000 тонн у.т. на метр, значительно превысив (в 1,4 раза) уровень периода выдающихся открытий в Западной Сибири.

Этот феномен сенатор объясняет тем, что в Государственный баланс запасов полезных ископаемых в последние годы стали особенно активно включать помимо прироста, полученного в результате ГРП, еще и результаты пересчета старых запасов на разрабатываемых месторождениях.

ВМСБ: кривое зеркало

Показательно, что КИН, упавший в России к концу прошлого столетия с былых 50–55% до 26–27%, к настоящему времени подрос до 38–40%. Однако природа этого роста специалистам непонятна. Он не подкреплен масштабами развития МУН и лишь частично мотивирован относительным увеличением геофизической обеспеченности буровых работ. Остается предположить, что показатели КИН в ряде случаев берутся «с потолка», благо в улучшении показателей ВМСБ в равной степени заинтересованы и нефтяники, и чиновники от недропользования.

Кстати, это косвенно подтверждает и содержание последнего госдоклада по охране окружающей среды, в котором сказано,

что за последние годы КИН вырос до 40%, но при существующей технологии разработки месторождений извлечь из недр реально только 30%.

Остается понять разницу между реальным и номинальным КИН. И для чего нужен КИН «бумажный» — чтобы цифры прироста запасов выглядели более внушительно?

Еще одним удивительным фактом минувшего десятилетия стал резкий (в шесть раз за 2000–2007 годы) рост удельных затрат на единицу ГРП. Вряд ли это связано исключительно с удорожанием буровых работ и сейсмических исследований.

В.Орлов предполагает, что корни нужно искать в несовершенстве учета затрат на ГРП: в их составе компании учитывают и расходы на приобретение лицензий на новые участки недр, и геологические платежи в федеральный бюджет. Как бы то ни было, главным является то, что показатель роста финансирования ГРП сегодня не является надежным индикатором состояния ВМСБ.

По оценкам В.Орлова, для обеспечения надежной ресурсной базы нефтедобычи необходимо удвоить объемы поисково-разведочного бурения, стабилизировав их на уровне 3,0 млн метров в год. Ежегодные расходы на ГРП при этом должны составлять \$15–18 млрд, примерно 5–6% ожидаемой выручки.

Собственно, в отношении физических параметров поддержания ресурсной базы нефтедобычи ЭС-2030 устанавливает даже более жесткие параметры: средний уровень прироста запасов нефти — 630 млн тонн в год, среднегодовой объем глубокого бурения — 3,7 млн метров, сейсморазведка — 170 тыс. км в год (см. «ЭС-2030 о перспективах развития МСБ нефтедобычи»).

Но остается открытым вопрос достаточности финансирования ГРП. Необходимы кардинальные перемены в стимулировании бизнес-структур инвестировать в ВМСБ. Однако правительство предлагает лишь косметические меры, реализация которых способна несколько улучшить ситуа-

В период резкого спада объемов ГРП эффективность поисково-разведочного бурения резко упала, а за последние годы возросла без видимых причин до рекордного уровня

ти, чем добыто. В.Путин сообщил, что прирост запасов нефти составил 620 млн тонн.

Впрочем, что касается достижений 2006–2009 годов, когда по уверениям официальных источников прирост запасов опережал уровень добычи, то они не отражают реального вклада ГРП.

Значительная часть прироста получена на бумаге, путем пересчета уже известных запасов, применения более высокого коэффи-

В госдокладе по охране окружающей среды сказано, что КИН вырос до 40%, но при существующей технологии разработки месторождений извлечь из недр реально только 30%

циента нефтеотдачи (КИН) и повторной постановки на учет ранее списанных запасов. Как отмечает зам. председателя Комитета ГД по природным ресурсам, природопользованию и экологии В.Прозоровский, «это не открытие новых залежей и пластов, а просто

Прежде на смену одной базовой провинции приходила новая — более крупная. Сегодня на исчерпывающее замещение базовой провинции новой рассчитывать не приходится

продление службы горного предприятия».

Открытие новых месторождений происходит исключительно в результате бурения скважин. Среднегодовые объемы поисково-разведочного бурения на углеводородное сырье в минувшем десятилетии в России не дотянули до 1,5 млн пог. метров. В сравне-

цию, но не изменить отношение к ГРП в корне.

Важной особенностью современного этапа для нефтяной отрасли страны является принципиально новая ситуация с поддержанием ресурсной базы. Прежде на смену одной базовой провинции приходила новая — более крупная. У Кавказа эстафету принял Волго-Уральский регион, следом — Западная Сибирь. Сегодня на исчерпывающее замещение базовой провинции новой рассчитывать не приходится.

Ни Тимано-Печора, ни Восточная Сибирь, ни Прикаспийская провинция, ни шельфы северных и восточных морей не в состоянии принять на себя локомотивную роль отечественной нефтедобычи — ни по объемам предполагаемых запасов, ни по условиям освоения. Новые провинции на протяжении десятилетий призваны играть стабилизирующую роль, а ключевые позиции в обозримом будущем останутся за Западной Сибирью.

Это признает и ЭС-2030, в соответствии с которой практически половину прироста запасов должна обеспечить Западно-Сибирская провинция. Восточная Сибирь и Европейский Север — 20% и 5% соответственно.

Разумеется, необходимо осваивать новые нефтегазоносные провинции, без которых добыча будет неминуемо падать. Однако вопросам освоения ресурсов Восточной Сибири правительство уделяет гипертрофированное внимание. Современная отраслевая политика строится на противопоставлении Восточной и Западной Сибири, новых и старых провинций.

Основными получателями льгот стали компании, которые приходят в новые регионы. В то же время недропользователи, работающие в традиционных регионах нефтедобычи, брошены на произвол судьбы.

Между тем, ситуация там решительно изменилась со времен, когда основой нефтедобычи были месторождения-гиганты. Расчет роль небольших по размеру месторождений, их разработка и геологоразведка становятся все более сложными и дорогостоящи-

ЭС-2030 о перспективах развития МСБ нефтедобычи

Индикаторы/направления	1-й этап (до 2013–2015 гг.)	2-й этап (до 2020–2022 гг.)	3-й этап (до 2030 г.)
Прирост запасов нефти, млн т			
Российская Федерация, всего	1 854	5 597	5 122
в том числе:			
Западно-Сибирская провинция	1 205	2 500	2 500
Восточная Сибирь	165	1 200	1 200
Европейский Север	91	330	200
Объемы глубокого бурения, тыс. м			
Российская Федерация, всего	7 350	24 100	39 850
в том числе:			
Западная Сибирь	3 300	12 250	2 300
Тимано-Печорская провинция	700	1 600	1 800
Восточная Сибирь	1 250	3 300	6 100
Моря России	850	2 150	3 200
Объемы сейсморазведки, тыс. км			
Российская Федерация, всего	730	1 180	1 500
в том числе:			
Западная Сибирь	240	350	500
Восточная Сибирь	190	270	350
Моря России	180	350	500

ми. Эту работу тоже нужно стимулировать.

Игнорирование этого факта приводит к тому, что недропользователям становится проще и дешевле начинать разработку уже разведанных месторождений в новых регионах, чем повышать эффективность недропользования в старых провинциях. Притом, что реальной альтернативы Западной Сибири нет, и в обозримом будущем она не появится.

Колоссальные суммы инвестируются в строительство ВСТО пропускной способностью 80 млн тонн в год. В то же время, согласно экспертным оценкам, имеющихся запасов нефти основных месторождений Восточной Сибири достаточно лишь на то, чтобы в течение ближайших 20 лет стабильно добывать до 30 млн тонн. Для того чтобы заполнить ВСТО, необходимо не только оценить и разведать имеющуюся ресурсную базу, но и подготовить к освоению принципиально новые нефтеносные области.

ЭС-2030 оценивает необходимый прирост запасов нефти для достижения оптимальных уровней добычи на Востоке России в 1,8 млрд тонн в течение ближайшего десятилетия и свыше 3 млрд тонн — к 2030 году. Итоги ГРП и лицензионной кампании послед-

них лет не дают оснований для убежденности в том, что такие задачи будут решены. Несмотря на щедрые посулы, недропользователи крайне неохотно идут в но-

Основными получателями льгот стали компании, которые приходят в новые регионы. В то же время недропользователи, работающие в традиционных регионах нефтедобычи, брошены на произвол судьбы

вые регионы, да и лицензирующие органы не в состоянии предложить им интересные проекты с приемлемыми уровнями геологических рисков.

В числе основных проблем ЭС-2030 в очередной раз называет отставание ежегодных объемов

Несмотря на щедрые посулы, недропользователи неохотно идут в новые регионы, да и лицензирующие органы не в состоянии предложить им интересные проекты

прироста запасов топливно-энергетических ресурсов, осуществляемых за счет ГРП, от объемов добычи. В том числе — низкие темпы ГРП при освоении месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, полуострова

Ямал, континентального шельфа арктических морей.

Исправлять ситуацию предлагается путем расширения госучастия в освоении новых террито-

МПР России не торопится с публикацией сводных итогов лицензионной кампании 2009 года.

Собственно, уже понятно, что хвастаться нечем: результаты удручающие

рий, совершенствования лицензионной политики и стимулирования частных инвестиций. Уже традиционный джентльменский набор обещаний, но ничего конкретного.

Лицензирование: в отсутствие азарта

МПР России не торопится с публикацией сводных итогов лицензионной кампании 2009 года. Собственно, уже понятно, что хвастаться нечем: результаты удручающие.

Очевидно, что провалы в работе министерство попытается оправдать мировым экономическим кризисом, обвалившим на

рубеже 2008–2009 годов цены на нефть и вынудившим компании отрасли экономить на всем, в том числе и на приобретении в пользование новых участков недр. Но это не единственная причина: резко ухудшилась привлекательность выставляемых на конкурсы и аукционы участков недр, да и количество лотов заметно сократилось.

С одной стороны, в нераспределенном фонде осталось не так уж много месторождений, за которые нефтяники готовы вести заинтересованную борьбу. С другой — «вкусные» остатки государства выставлять на тендеры не захотело. 11 месторождений с суммарными запасами нефти 515 млн тонн по категориям ABC₁ и 613 млн тонн по категории C₂ МПР предложило включить в федеральный фонд участков недр. Предполагается, что в этом фонде будут дожидаться своего часа любые месторождения из нераспределенного фонда с запасам нефти 30 млн тонн и более.

Как следствие, предварительный перечень месторождений, выставляемых на торги, оказался довольно куцым. В него было включено 212 участков недр, из которых лишь каждый третий имел запасы нефти по категориям ABC₁ (да и то, как правило, незначительные — в сумме это порядка 98 млн тонн). Еще около 140 млн тонн запасов нефти — по категории C₂. В то же время прогнозные и перспективные ресурсы нефти в совокупности по списку оцениваются на уровне 2,89 млрд тонн — но это вилами на воде писано.

Не удивительно, что подавляющее большинство участков недр, на право пользования которыми в 2009 году были объявлены аукционы, интереса у нефтяников не вызвали. За первое полугодие государства удалось продать права всего на девять участков недр. Роснедрам пришлось спешно корректировать первоначальный список, добавить в него несколько заслуживающих внимания лотов, чтобы, как минимум, избежать полного провала.

Отчасти выправить ситуацию удалось. Но результативность все равно крайне низкая. В отсут-

ствие официальной сводной информации «Вертикаль» самостоятельно проанализировала и попыталась обобщить результаты 119 аукционов и 5 конкурсов по участкам недр углеводородного сырья, проведенных в последние месяцы 2009 года. Из этого числа 80 аукционов и все конкурсы признаны несостоявшимися. На аукционах было распределено 39 участков недр (менее трети от заявленного числа). Еще 5 лицензий было решено оформить на единственного участника конкурса, благо закон это позволяет.

Индикатором слабой заинтересованности компаний в победе является и тот необычный факт, что в десяти случаях аукционы не состоялись по причине подачи всего одной заявки. Обычно компании, заинтересованные в победе, заблаговременно заботятся о спарринг-партнерах, выставляя заявки не только от своего имени, но и от дружественных компаний.

Но в минувшем году «Роснефть» не имела соперников на аукционе по Ай-Яунскому участку в ХМАО, а ТНК-ВР оказалась единственным претендентом на участки недр, расположенные по соседству с месторождениями одного из приоритетных для компании Уватского проекта. Это может означать, что в ряде случаев компании подавали заявки на аукционы с целью не допустить соперников к участкам недр в зоне своих интересов, но в то же время не горели желанием получить ключи от этих месторождений.

Заслуживает внимания и тот факт, что география объявленных (и, тем более, состоявшихся) торгов не синхронизирована с официальной постановкой задач в сфере недропользования. Правительство объявило, что современным приоритетом является разработка углеводородных ресурсов Восточной Сибири. Недропользователям, приходящим в этот регион, обещаны щедрые льготы, сюда идут основные суммы, выделяемые государством на геологоразведку.

Традиционные регионы нефтегазодобычи в этом смысле обделены вниманием. В то же время предложение участков недр в



приоритетных для правительства регионах невелико, а спрос — и того меньше.

Лицензирование: низкая результативность

В последние месяцы 2009 года аукционные по участкам недр углеводородного сырья были объявлены в 19 регионах (состоялись в 15). При этом фаворитами этого этапа стали отнюдь не регионы Востока России.

В Красноярском крае были провалены все 16 аукционов. В Иркутской области из 12 объявленных аукционов состоялся один: лицензию на Аянский (западный) участок удалось продать за рекордно низкие 396 тыс. рублей. В Якутии в последние месяцы года был проведен всего один аукцион (правда, удачно: за Восточные блоки Среднебобуобинского НГКМ «Ростнефтегаз» вызвался заплатить 504 млн рублей — один из лучших для государства результатов года).

Единственный аукцион (да и тот внеплановый) прошел на Сахалине, где «Роснефть» за скромные 3,3 млн рублей выиграла лицензию на месторождение Северное Колендо и прилегающую площадь на севере полуострова.

Обобщая — на Востоке России в последние месяцы года было организовано 30 аукционов (мнее четверти общего числа), из которых состоялось всего три (результативность — 10%). При этом лишь одна из каждых 13 лицензий, распределенных в РФ на аукционах, относится к региону, нефтегазовые ресурсы которого правительство призывает развивать ускоренными темпами.

Это важный штрих. С одной стороны, он характеризует откровенно невысокий уровень готовности государства предлагать реальные объекты недропользования в новом регионе, объявленном «ударной стройкой». С другой — слабую заинтересованность недропользователей «осваивать целину», невзирая на все посулы правительства оказывать всемерное содействие (прошлый опыт учит, что на привилегии могут рассчитывать лишь госкомпании, а они предпочитают осваивать круп-

ные участки). Словом, прошлогодние итоги лицензирования не прибавили оптимизма в отношении перспектив освоения углеводородных ресурсов Востока России.

Напротив, Западная Сибирь показала лучшие результаты и по количеству предложений, и по качеству лотов, и по уровню организации торгов. Да и интерес представителей нефтегазового бизнеса к участкам недр в этом регионе не вызывает сомнений.

Регионы Западной Сибири предложили недропользователям 49 участков недр углеводородного сырья (40% общего количества). Была продана 21 лицензия, это 48% всех участков, распределенных за последние месяцы прошлого года, и это в семь раз больше, чем на Востоке России.

Да, были провалены все пять аукционов в Омской области и оба аукциона в Новосибирской. В Тюменской области результативно закончились лишь два аукциона из шести. Но в Томской области состоялись все три аукциона (а в начале прошлого года — еще пять успешных аукционов).

Да, в ХМАО безрезультатно завершились 13 аукционов из 22, а в ЯНАО — четыре из семи. Но в ХМАО недропользователи получили десять участков недр, заплатив за них 3,82 млрд рублей, а в ЯНАО шесть участков недр ушло за 1,44 млрд рублей.

На фоне общей апатии (зачастую торги заканчивались уже после одного-двух шагов) за отдельные участки недр разворачивались страстные битвы. Так, при стартовой цене лицензии на участок «Восточно-Каюмовский 1» 25 млн рублей ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» пришлось заплатить за победу 307,5 млн рублей. Причем, участок — не самый крупный: запасы нефти по категории C_3 — 2,61 млн тонн, ресурсы — 2,4 млн тонн.

Западная Сибирь лучше подготовилась к торгам в условиях кризиса, и ей было что предложить. Если судить по предварительному перечню участков недр (впоследствии он корректировался), то ХМАО и ЯНАО выставляли участки с запасами нефти по категориям ABC_1 в объемах 22,4 и 33,3 млн тонн (в сумме — 56,8%

общего списка), по категории C_2 — 61,2 и 51,2 млн тонн (80% первоначального федерального списка). На их долю приходится также 59% прогнозных и перспек-

Индикатором слабой заинтересованности компаний в победе является и тот необычный факт, что в десяти случаях аукционы не состоялись по причине подачи всего одной заявки

тивных ресурсов нефти по предварительному перечню. Это и предопределило результат.

В то же время Иркутская область и Красноярский край вообще не предлагали участков недр с запасами по категориям $ABC_1 + C_2$. А прогнозных и перспек-

На Востоке России в конце прошлого года было организовано 30 аукционов, из которых состоялось всего три. Результативность — 10%

тивных ресурсов было всего 700 млн тонн на 19 участков (24% к объемам предварительного федерального списка).

Даже без учета инфраструктурных преимуществ участки недр Западной Сибири на торгах минувшего года смотрелись мно-

Прошлогодние итоги лицензирования не прибавили оптимизма в отношении перспектив освоения ресурсов Востока России. Напротив, Западная Сибирь показала лучшие результаты

го привлекательнее предложений регионов Востока России. Поэтому предпочтения недропользователей были предсказуемы.

На продаже 44 лицензий государство заработало 10,44 млрд рублей. Не густо. Результат 2008 года — 91,83 млрд рублей

Довольно успешно прошла лицензионная кампания в Ненецком АО. Здесь результативными были три из пяти аукционов: перспективный регион привлекает серьезных игроков. Лицензии обо-

шлись недропользователям в 3,4 млрд рублей.

Ситуацию в Пермском крае и Башкортостане спасли компании, преобладающие в регионах, — «ЛУКОЙЛ-Пермь» и «Башнефть». Обе компании предсказуемо выиграли по три лицензии. Участки недр, не заинтересовавшие региональных лидеров, остались невосстребованными: шесть в Пермском крае и пять в Башкортостане.

Всего на продаже 44 лицензий государство заработало 10,44 млрд рублей (9,24 млрд рублей по итогам аукционов, 1,2 млрд рублей — за пять участков, выставленных на конкурсы). Не густо.

Для сравнения можно сказать, что в 2008 году федеральный бюджет получил от недропользователей бонусы в размере 91,83 млрд рублей, а в 2009 году рассчитывал на 40 млрд рублей. Определенные коррективы внес мировой кризис. Но Роснедра признают, что снижение соответствующих поступлений в казну — не несчастный случай, а относительно новая тенденция, с которой придется считаться.

На торги выставаются участки недр, имеющие значительно меньшие по объему запасы углеводородного сырья, а в не-

которых случаях участки недр с недоказанной продуктивностью, что сужает круг потенциальных участников торгов и снижает их готовность расставаться с крупными суммами. На 2012 год запланировано сокращение разовых платежей от недропользователей до 9,73 млрд рублей, то есть в 9,4 раза по сравнению с 2008 годом.

Лицензирование: хиты года

Самым дорогим приобретением прошлого года стал Лабаганский нефтегазовый участок на территории Ненецкого АО с запасами нефти по категориям C1+C2 более 25 млн тонн. За него «Роснефть» заплатила 2,626 млрд рублей (см. «Основные аукционы и конкурсы второй половины 2009 года по участкам недр УВС»). Это на 610 млн рублей больше стартового платежа. Однако даже при этом баррель запасов обошелся контролируемой государством компании примерно в \$0,5.

Такая сумма вполне приемлема, даже с учетом неразвитости производственной и транспортной инфраструктуры в районе расположения участка. Тем более

что объекты недропользования подобного уровня выставляются на аукционы все реже.

Вторым по цене лотом аукционной кампании конца 2009 года стал Ямской участок на территории ХМАО с запасами нефти по категориям C₁ и C₂ 1,486 и 16,712 млн тонн соответственно. При стартовой цене 890 млн рублей ЗАО «Колванефть» заплатило за победу 979 млн рублей.

Ранее предполагалось, что этот участок будет выставлен на торги в 2010 году, но предчувствие крупного провала кампании лицензирования побудило чиновников ускорить проведение аукциона. В принципе, это правильное решение: аукцион стал одним из самых значимых событий года и, естественно, привлек к себе заинтересованное внимание потенциальных недропользователей.

Азартная борьба шла за лицензию на Гусихинский участок с ресурсами нефти 4,84 млн тонн, оцененными по категории C₃, и 4,3 млн тонн по категории D₁. Для Самарской области с ее развитой инфраструктурой и истощением запасов углеводородного сырья аукционы на участки такого уровня большая редкость. Не удивительно, что при стартовой цене 93 млн рублей итоговый платеж вырос до 716,1 млн рублей. «Татнефть» и ТНК-ВР были вынуждены уступить лицензию ЗАО «САНЕКО».

Как и следовало ожидать, самым крупным покупателем лицензий на прошлогодних торгах стал «Сургутнефтегаз» — компания, накопившая значительные собственные финансовые ресурсы и однозначно ориентированная на развитие бизнеса в России. В конце года «Сургутнефтегаз» выиграл четыре аукциона и получил в пользование еще четыре участка, выставлявшиеся на конкурсы. Компания последовательно расширяет ресурсную базу в Западной Сибири, получив по четыре участка в ХМАО (за 0,64 млрд рублей) и ЯНАО (за 1,37 млрд рублей).

А весной прошлого года «Сургутнефтегаз» выкупил, как единственный претендент, выставлявшуюся на конкурс лицензию на Восточно-Талаканский участок в

Основные аукционы и конкурсы второй половины 2009 г. по участкам недр УВС

Участок	Регион	Победитель	Итоговый платеж, млн руб.
Лабаганский	Ненецкий АО	ОАО «НК «Роснефть»	2 626,0
Ямской	ХМАО	ЗАО «Колванефть»	979,0
Гусихинский	Самарская обл.	ЗАО «САНЕКО»	716,1
Каминский	Ненецкий АО	ЗАО «Колванефть»	663,3
Северо-Ютымский	ХМАО	ЗАО «Колванефть»	553,3
Северо-Чупальский	ХМАО	ЗАО «Колванефть»	528,0
Северо-Соимлорский	ЯНАО	ОАО «Сургутнефтегаз» (конкурс)	514,0
Восточные блоки Среднеботуобинского НГКМ	Саха (Якутия)	ЗАО «РОСТНЕФТЕГАЗ»	504,0
Южно-Кустовой	ХМАО	ООО «ЛУКОЙЛ -- Западная Сибирь»	473,0
Малоперевальный	ЯНАО	ОАО «Сургутнефтегаз»	464,0
Малоключевой	ХМАО	ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь»	341,0
Восточно-Каюмовский 1	ХМАО	ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь»	307,5
Змановский	ХМАО	ОАО «Сургутнефтегаз»	244,2
Восточно-Соимлорский	ЯНАО	ОАО «Сургутнефтегаз» (конкурс)	222,0
Сомовский (конкурс)	Томская обл.	ОАО «Томскгазпром»	190,0
Итьяхский	ХМАО	ОАО «Сургутнефтегаз»	176,0
Соимлорский	ЯНАО	ОАО «Сургутнефтегаз» (конкурс)	172,5
Западно-Туманный	ХМАО	ОАО «Сургутнефтегаз»	114,4
Янемдейский	Ненецкий АО	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	110,2
Западно-Ватлорский	ХМАО	ОАО «Сургутнефтегаз» (конкурс)	101,5

Якутии. Компания, уже несколько лет успешно разрабатывающая Талаканское месторождение, имела настолько очевидные преимущества на победу в конкурсе (где главное — не деньги, а эффективность), что никто и не пытался с ней соперничать.

Права на Восточный Талакан с запасами нефти 4,747 млн тонн по категории C_1 и 5,149 млн тонн по C_2 обошлись компании в 1,655 млрд рублей. Не дешево, но если льготы по экспортной пошлине на нефть Востока России сохраняются еще какое-то время, затраты окупятся с лихвой.

«Сургутнефтегаз» выиграл и весенний аукцион по Ново-Васюганскому участку в Томской области. Участок с прогнозными ресурсами нефти 16,3 млн тонн, находящийся неподалеку от месторождений, разрабатываемых компанией в Тюменской области, обошелся победителю в 68,2 млн рублей.

В общей сложности «Сургутнефтегаз» заплатил государству за участки недр, приобретенные в 2009 году, 3,733 млрд рублей. Второй результат — что неожиданно — принадлежит ЗАО «Колванефть»: 2,724 млрд рублей за три участка на территории ХМАО и один в Ненецком АО.

Помимо уже названного Ямского участка, «Колванефть» приобрела на аукционах в ХМАО права пользования на Северо-Ютымский и Северо-Чупальский участки (за 553,3 и 528 млн рублей соответственно). Кроме того, нефтедобывающая «дочка» Nobel Oil купила за 663,3 млн рублей лицензию на Каминский участок в Ненецком АО с ресурсами нефти по категории C_3 49,32 млн тонн.

Столь агрессивный стиль независимого нефтедобывающего предприятия объясняется тем, что осенью прошлого года партнерами российских владельцев материнской компании стали китайские (45%) и гонконгские (5%) инвесторы, которые готовы вкладывать деньги и в приращение ресурсной базы, и в развитие добычи.

Вообще-то, российское правительство не особенно приветствует активность иностранных инве-

сторов в нефтедобыче на нашей территории. Но в прошлом году китайское правительство помогло «Роснефти» и «Транснефти» получить долгосрочный кредит в объеме \$25 млрд, что требует определенных встречных шагов.

«Роснефть» помимо Лабаганского месторождения приобрела в конце года только права на Северо-Календинскую площадь в Сахалинской области. Суммарные затраты крупнейшей нефтяной компании страны составили 2,629 млрд рублей.

Четвертой (и замыкающей список) компанией, потратившей в прошлом году более миллиарда рублей на приобретение лицензий, стал ЛУКОЙЛ. Через свои дочерние предприятия крупнейшая частная компания отрасли выиграла семь аукционов (по три в Пермском крае и ХМАО, один — в Ненецком округе). Цена победы — 1,277 млрд рублей.

Кроме «Сургутнефтегаза», «Роснефти» и ЛУКОЙЛа, другие ВИНК не демонстрировали высокой готовности бороться за выставленные в прошлом году на торги участки недр.

«Башнефть» получила за 159,2 млн рублей три участка в Башкортостане. ТНК-ВР в ходе «осеннего марафона» лишь изредка обозначала свое присутствие, но ничего так и не приобрела, ограничившись весенней покупкой за 150,7 млн рублей лицензии на Ягыл-Яхский участок в Томской области с прогнозными ресурсами 57,8 млн тонн.

«Газпром» приобрел весной через дочерний «Востокгазпром» Восточно-Мыльджинский участок в Томской области за 23,1 млн рублей, а осенью, через «внучатое» ОАО «Томскгазпром», — Сомовский участок в Томской области за 190 млн рублей.

Всего в осенних торгах покупателями лицензий на нефтегазовые участки недр стали 23 компании. Большинство из них — независимые производители. Выставляемые на аукционы участки недр с небольшими запасами или только с прогнозными ресурсами можно было купить по доступным ценам.

Например, десять самых дешевых участков, права на которые

были выкуплены в конце прошлого года, обошлись победителям всего в 20,89 млн рублей. Другое

Самым крупным покупателем лицензий ожидаемо стал «Сургутнефтегаз» — компания, накопившая значительные финансовые ресурсы и однозначно ориентированная на развитие бизнеса в России

дело — работать на участках с мизерными запасами в районах с неразвитой инфраструктурой — занятие довольно рискованное. Это, опять же, объясняет, почему особой популярностью пользовались небольшие участки недр в

Десять самых дешевых участков, права на которые были выкуплены в конце прошлого года, обошлись победителям всего в 20,89 млн рублей

районах с богатыми традициями нефтегазодобычи, а не предложения «осваивать целину». У независимых производителей сил для этого недостаточно. А крупным компаниям не интересно заниматься «мелочевкой».

Особой популярностью пользовались небольшие участки недр в районах с богатыми традициями нефтегазодобычи, а не предложения «осваивать целину»

ВМСБ: государство самоустранивается

Правительство рассчитывает переломить иждивенческие настроения нефтяных компаний, которые привыкли за прошлые годы получать из нераспределенного фонда разведанные месторождения. Ведь остающийся у государства фонд таких месторождений близок к исчерпанию.

В новых условиях государство намерено ограничить свой вклад в развитие МСБ углеводородного сырья стадией изучения новых нефтегазовых провинций (научные исследования, бурение параметрических скважин, геофизи-

ческие, в том числе сейсмические работы регионального масштаба).

Детальные геофизические исследования, включая подготовку перспективных структур к бурению, а также само поисково-раз-

участия частных инвесторов в развитии собственными силами ресурсной базы нефтедобычи.

В последнее время проявилась еще одна проблема, побуждающая потенциальных недропользователей осторожничать. В ряде случаев при организации торгов их устроители предоставляют недостоверную геологическую информацию. В результате компания-победитель платит за запасы, которых в действительности может оказаться на порядок меньше.

Это не злой умысел — элементарная небрежность и недобросовестность организаторов торгов. Но процесс необратимый: результаты торгов пересмотру не подлежат. Такого рода риски можно было бы нейтрализовать соответствующей оговоркой в лицензионном соглашении, только чиновникам она абсолютно не нужна. Перспектива получить за небольшие деньги «кота в мешке» является для недропользователей дополнительным фактором риска, что не способствует развитию активности.

Правительство время от времени обозначает озабоченность ситуацией с ВМСБ, но в то же время не готово на решительные шаги. Даже такие не сильно обременительные для государственной казны уступки, как отмена платы за пользование геологической информацией (цена вопроса — около 90 млн рублей годовых поступлений в госбюджет), обсуждаются годами.

Лишь в январе 2010 года президиум правительства одобрил

законопроект, вносящий соответствующие поправки в закон о недрах. Безусловно, готовящиеся изменения позволят повысить роль в ВМСБ научных организаций и исследовательских центров, а также расширят возможности малых и средних предприятий отрасли. Это давно ожидаемое решение. Но вряд ли оно кардинально изменит отношение недропользователей к ГРП.

В конце прошлого года МПР России утвердило Комплекс мер по дополнительному стимулированию расширения геологоразведочной деятельности частных компаний. Имеется в виду снизить риски, связанные с низкой степенью геологической изученности и подтверждаемости ресурсной оценки месторождений, устранить административные барьеры при получении прав пользования участками недр, а также экономически стимулировать недропользователей в проведении геологоразведочных работ.

В частности, предусмотрены отсрочка разового платежа за пользование недрами по факту открытия месторождения и вычет затрат на геологоразведку из налога на добычу полезных ископаемых. Однако все эти нововведения планируется реализовать в течение двух ближайших лет. Соответственно, о реальных переменах говорить преждевременно. Лицензионная кампания наступившего года продолжит нарабатываемую в прошлом практику.

Лицензирование-2010

Прогнозный перечень участков недр, перспективных на углеводородное сырье, которые будут выставляться на аукционы в 2010 году, включает 230 объектов. И по количеству, и по качеству участков новый перечень несколько превосходит прошлогодний список. Примерно треть участков имеет разведанные запасы нефти и конденсата по категориям АВС₁ (общий объем — 116,5 млн тонн). Суммарные запасы по категории С₂ превышают 205 млн тонн. Ресурсы — 2,01 млрд тонн нефти и конденсата.

Эпицентром аукционной кампании вновь станут ХМАО и ЯНАО.

Нефтяники не стремятся брать на себя тяжелую ношу открытия новых месторождений и связанные с этим риски, но охотно выкладывают крупные суммы за участки с разведанными запасами

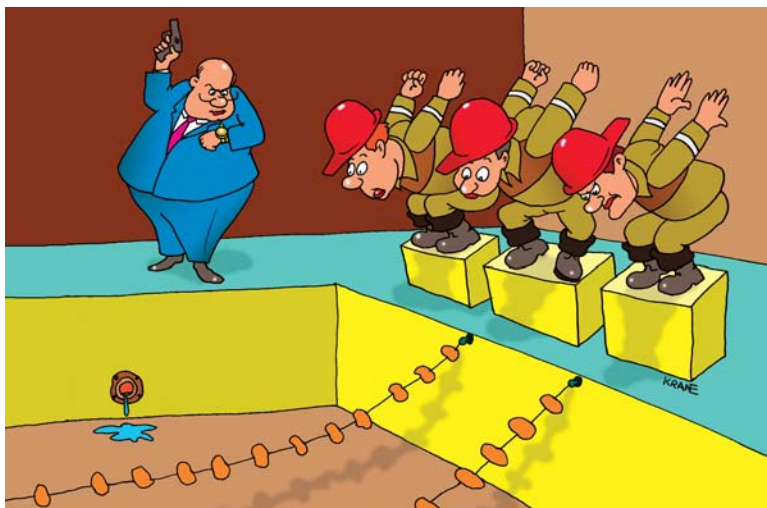
ведочное бурение, должны находиться в сфере ответственности нефтегазодобывающих компаний и финансироваться за их счет.

Один из основных выводов прошлогодней лицензионной кампании — нефтяники не стремятся брать на себя тяжелую ношу открытия новых месторождений и связанные с этим риски. Они довольно охотно выкладывают крупные суммы за участки с разведанными запасами. В то же время

Правительство время от времени обозначает озабоченность ситуацией с ВМСБ, но в то же время не готово на решительные шаги

участки недр с прогнозными и предполагаемыми ресурсами популярностью не пользуются. Вероятно, главной причиной является недостаточная инвестиционная привлекательность такой работы.

Это повод задуматься над совершенствованием механизмов стимулирования более активного



Каждый из этих регионов готов предложить по 29 участков. На их долю приходится более половины запасов нефти по категориям ABC₁, почти 80% запасов категории C₂ и половина выставяемых на торги ресурсов жидкого углеводородного сырья.

Для повышения привлекательности торгов федеральные власти решили предложить несколько месторождений из резервного фонда. В основном, это участки, расположенные на территории Югры.

В их числе Густореченский участок с извлекаемыми запасами нефти 16,84 млн тонн по категории C₁ и 14,14 млн тонн по категории C₂ (предполагается, что стартовый платеж будет на уровне 1,26 млрд рублей). Это и Ай-Яунский участок с запасами нефти 11,23 млн тонн и 15,19 млн тонн по категориям C₁ и C₂ соответственно (стартовый платеж — 1,225 млрд рублей). Привлекательным активом является и Южно-Амнинский участок с запасами нефти 2,02 млн тонн по C₁ и 14,97 млн тонн по C₂, борьба за который может начаться со стартового платежа в размере 1,2 млрд рублей.

Можно предположить, что достаточно острой будет борьба за Малоюганский и Мултановский участки с запасами 3,18 + 14,12 млн тонн и 3,59 + 10,89 млн тонн (C₁+C₂). Соответственно, и лицензии будут выкуплены по ценам, существенно превышающим стартовые платежи на уровне 770 и 672 млн рублей соответственно.

В то же время ожидания, что в нынешнем году на торги будут выставлены месторождения имени Требса и Титова (Ненецкий АО), пока не оправдываются. Этих месторождений с запасами нефти (ABC₁) 78,12 и 132,8 млн тонн нет в предварительном перечне. Высока вероятность, что они так и останутся в резервном фонде.

На территории НАО на аукционы планируется выставить 11 участков недр, в том числе Таркский участок с запасами нефти 5,67 и 3,21 млн тонн (C₁+C₂). В перечень включены еще три участка с запасами более 1 млн тонн. Именно эти участки станут стержнем региональной лицензионной кампании.

В Оренбургской области разведанные запасы содержат семь из одиннадцати участков. Самые заметные из них: Покровско-Сорочинский с запасами нефти 6,32 (ABC₁) + 53,71 (C₂) млн тонн, Солоновский (2,5 млн тонн по категории C₁) и Новофедоровский (1,54 млн тонн — C₁).

Пермский край представляет 14 участков, из которых 11 — с поставленными на баланс запасами. Однако это небольшие месторождения. Самые крупные участки — Солоновский и Новофедоровский — имеют запасы 2,5 и 1,54 млн тонн (C₁). В большин-

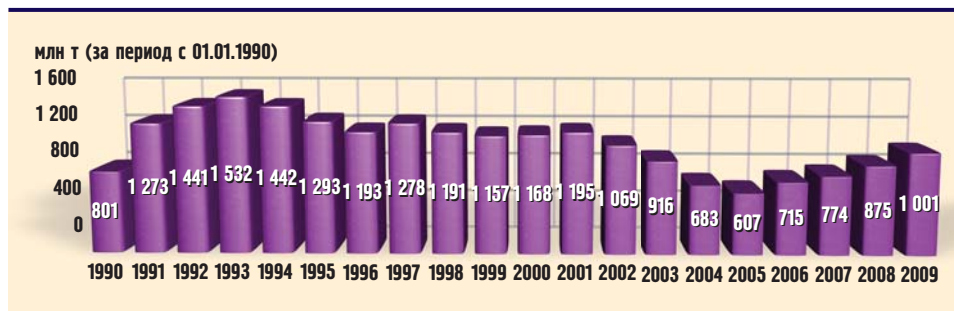
стве случаев речь идет о месторождениях, разведанные запасы которых исчисляются десятками тысяч тонн.

Ожидания, что в нынешнем году на торги будут выставлены месторождения имени Требса и Титова (Ненецкий АО), пока не оправдываются

22 участка заявлены от Республики Коми. Их суммарные запасы составляют 18,17 + 5,28 млн тонн (C₁+C₂). Главным объектом здесь, безусловно, являет-

ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ
интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года

www.ngv.ru



ся Вежавожский участок с запасами нефти 17,78 + 4,44 млн тонн ($C_1 + C_2$).

Ожидать активной борьбы за лицензии на участки Восточной Сибири не приходится. Решение задачи динамичного развития ресурсной базы нового региона нефтедобычи опять откладывается

Восток России представлен 17 участками недр в Красноярском крае, 12 — в Якутии и 6 — в Иркутской области. В Якутии самым привлекательным активом является Иктехский участок с запасами нефти 6,25 млн тонн (C_2). В Красноярском крае и Иркут-

пийском году передача участков недр из нераспределенного фонда будет результативнее прошлогодней. Однако кардинальные перемены не просматриваются. Да и не факт, что проведение аукционов в очередной раз не застопорится.

ВМСБ: розовые очки

К сожалению, федеральная исполнительная власть не стремится к объективной оценке ситуации с ВМСБ. Происходящие здесь процессы нередко рассматриваются через розовые очки.

Самый свежий пример — рабочая встреча В.Путина с министром природных ресурсов Ю.Трутневым в январе 2010 года, в ходе которой премьер-министр неожиданно заявил: «Мы помним, что в начале-середине 1990-х годов было много разговоров о том, что мы продаем то, что было разведано предыдущими поколениями, и добываем гораздо больше минерального сырья, чем разведываем. Сейчас мы можем констатировать серьезные изменения в этой ситуации. Разведанные запасы у нас уже равны запасам 1990 года».

Формально премьер прав. Но за последние 20 лет 1990 год не был лучшим. За первую пятилетку рассматриваемого периода кумулятивное превышение прироста запасов над добычей составило 1,44 млрд тонн. За вторую — поставлено на баланс на 285 млн тонн меньше, чем добыто. За третью — еще на 474 млн тонн меньше.

А за последние пять лет превышение прироста запасов над добычей (со всеми упомянутыми выше оговорками, относящимися

к корректности официальных показателей) составило 318 млн тонн (см. «Кумулятивное превышение прироста запасов над добычей нефти в РФ»).

Таким образом, прибавка, полученная за годы последней пятилетки, позволила всего лишь на 67% погасить потери предыдущего пятилетия. При этом за пятилетку превышение прироста запасов над добычей составило 13%, в то время как ориентиром является 20%-ный прирост.

А если сравнивать с рекордным для рассматриваемого периода кумулятивным итогом 1993 года, то к настоящему времени потери восстановлены на 65% (в абсолютных цифрах недобор составляет 530 млн тонн, что превышает объемы годовой добычи). Уместно вспомнить и то, что в 1990 году, на который ориентируется премьер, прирост запасов превысил 1,3 млрд тонн. Это вдвое больше нынешних объемов, где результаты ГРП еще и усилены «бумажными» показателями пересчета запасов на разрабатываемых месторождениях.

Кроме того, министерство показывает физические объемы прироста, но не афиширует убыль. А она значительна. Из материалов Счетной палаты РФ следует, что только за 10 лет с середины 1990-х до середины 2000-х годов с государственного баланса было списано 2,4 млрд тонн неподтвердившихся запасов нефти.

Как известно, информация по запасам нефти в России является государственной тайной. И это не позволяет до конца понять реальную ситуацию с ВМСБ. Но и приведенные выше косвенные показатели сигнализируют о том, что положение дел далеко от идеала.

Тот факт, что из всего многообразия показателей на столе премьер-министра оказались умиротворяющие цифры, вряд ли можно назвать оптимистичным сигналом для геологов и недропользователей. Он означает, что на большие перемены к лучшему рассчитывать не стоит. Ведь премьера убедили, что поводов для беспокойства нет. Благостная картина не предполагает решительных действий. ■

Исполнительная власть не стремится к объективной оценке ситуации с ВМСБ. Происходящие здесь процессы нередко рассматриваются через розовые очки

ской области участки с разведанными запасами в плане аукционов отсутствуют вовсе, да и ресурсы нефти незначительны. Поэтому ожидать активной борьбы за лицензии на участки Восточ-

Премьер-министра убедили, что поводов для беспокойства нет. Благостная картина не предполагает решительных действий...

ной Сибири не приходится. Решение задачи динамичного развития ресурсной базы нового региона нефтедобычи опять откладывается.

Пока развитие ситуации позволяет надеяться, что в насту-

Реализация проектов в России и странах СНГ



19 апреля 2010, Грандъ Отель Марриотт, Москва

Впервые в 2010 году мы рады предложить Вам посетить **ПРАКТИЧЕСКИЙ СЕМИНАР!**

Семинар будет посвящен особенностям реализации проектов в России и странах СНГ и будет интересен всем, кто работает как со стороны заказчика, так и со стороны подрядчиков нефтегазовых проектов.

Материал семинара будет интересен тем, кто стремится развивать свой бизнес в России и странах СНГ, кому необходима информация о реализации проектов в этом регионе, а также специалистам нефтеперерабатывающих предприятий, которые занимаются новыми проектами.

ТЕМАТИКА СЕМИНАРА:

- Особенности стратегий • Специфика рынка • Опыт прошлых ошибок • Поэтапный подход к планированию инвестиций
- Стратегии проектов, типы контрактов • Роль российских инжиниринговых компаний • Российские и международные стандарты • Практические примеры



1-ая Конференция и выставка России и стран СНГ по управлению активами в нефтепереработке и нефтехимии



20 и 21 апреля 2010, Грандъ Отель Марриотт, Москва

КОНФЕРЕНЦИЯ RAMC 2010 дает возможность руководству НПЗ, НХК и газоперерабатывающих предприятий России, стран СНГ и Восточной Европы найти решения своих задач в области повышения эффективности производства и приобрести надежных деловых партнеров в этой сфере.

Ведущие компании рынка представят Вашему вниманию новейшие производственные решения и практические примеры их применения.

ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

- Возможности повышения нормы прибыли предприятий • Как выжить и преуспеть во время экономического спада?
- Оптимизация цепочки поставок • Новые программы и подходы к техническому обслуживанию • Минимизация времени простоя во время планово-предупредительного ремонта • Современное оборудование для повышения надежности и эффективности производства • Стратегии охраны здоровья, труда и окружающей среды

СПОНСОРЫ: HONEYWELL, FLOWERVE, SAP, ALFA LAVAL, SHELL GLOBAL SOLUTIONS



5-ая Конференция и выставка России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков



22 и 23 апреля 2010, Грандъ Отель Марриотт, Москва

На протяжении пяти лет **КОНФЕРЕНЦИЯ BVTC** является уникальным мероприятием в области переработки нефтяных остатков и их применения. Это возможность получить новейшую информацию по экономическому состоянию отрасли и технологическим разработкам.

Руководство нефтяных компаний и региональных НПЗ России и стран СНГ, ведущие лицензиары, поставщики технологий и катализаторов, производители оборудования вновь встретятся в уютной атмосфере Грандъ Отеля Мариотт для обсуждения деловых вопросов и обмена новыми идеями.

ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ:

Программа переработки нефтяных остатков на НПЗ компании **Нафтан** • Комплекс по гидрокрекингу **Киришинефтеоргсинтез** • Запуск комплекса гидрокрекинга **Shell** в Канаде • Пуск УЗК в районе со строгими требованиями к охране окружающей среды • Адаптация старых установок крекинга на **Московском** НПЗ и многое другое

СПОНСОРЫ: CRITERION, FLOWERVE, NALCO, AXENS, SHELL GLOBAL SOLUTIONS, DELTAVALVE, РИФИНГ, DUPONT

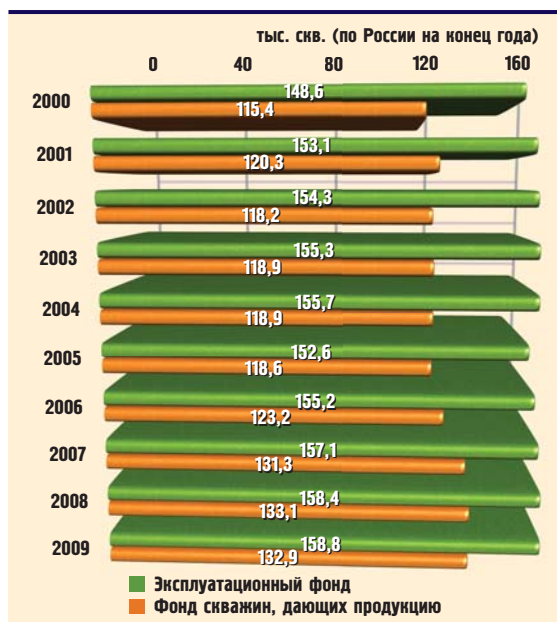
Зарегистрируйтесь на нашем сайте www.europetro.com или свяжитесь с нами:

Телефон: +7 495 517 7709; Факс: +7 495 662 3387; E-mail: Moscow@europetro.com

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ АКТИВЫ: ПЕРЕМНЫ К ЛУЧШЕМУ

Эффективность нефтедобычи и объемы добытого сырья в значительной мере зависят от состояния фонда эксплуатационных скважин. Оптимизация их структуры, эксплуатационное бурение и ввод новых скважин — ключевые звенья реализации стратегических планов нефтедобычи. Высокая значимость этих факторов определяет и повышенное внимание нефтяников к совершенствованию и развитию фонда эксплуатационных скважин. Заметны определенные изменения к лучшему. Впрочем, проблем все еще много...

Фонд нефтяных скважин



С 2000-го по 2005 год фонд дающих продукцию скважин вырос лишь на 2,8%. Зато за 2006–2009 годы число работающих скважин увеличилось на 12,1%

На фоне довольно активного роста в целом за 10 лет российской добычи нефти эксплуатационный фонд скважин тоже расширялся практически в течение всего периода, но значительно медленнее: добыча нефти выросла в 1,5 раза, а фонд скважин — только на 6,86%. За «нулевые» годы количество нефтяных скважин увеличилось со 148,6 до 158,8 тыс. (см. «Фонд нефтяных скважин»).

За прошлый год всего две компании увеличили количество скважин, дающих продукцию: «Сургутнефтегаз» и «Татнефть»

Фонд скважин

В динамике эксплуатационного фонда четко прослеживаются два цикла. После максимального для рассматриваемого периода роста количества скважин в 2001 году (+3,0%) активность постепенно затухала в течение следующих четырех лет: до +0,3% в 2004 году и серьезного (на 2,0%) сокращения к концу 2005 года.

На этом этапе компании больше занимались оптимизацией структуры своих фондов, избавлялись от балласта: скважин стало меньше, число же дающих продукцию стабилизировалось, а в некоторых случаях и росло. Наиболее отчетливо это проявилось в практике работы «Сибнефти», которая в 2005 году почти вдвое сократила эксплуатационный фонд скважин (с 8,1 до 4,6 тыс.), но при этом более чем на 11% увеличила фонд скважин, дающих продукцию.

Второй цикл начался в 2006 году ростом эксплуатационного фонда на 1,7%, после чего опять наблюдается понижающаяся динамика: +1,2%, +0,8% и +0,3 в течение трех следующих лет соответственно. По аналогии с предыдущим циклом, в 2010 году можно ждать повторного ухода в минус, за которым должен последовать новый взлет. Но, разумеется, реальная динамика будет определяться фундаментальными факторами.

Что касается той части эксплуатационного фонда, которая дает продукцию, то в целом за 2000-е годы она выросла более существенно — на 15,2% (с 115,4 до 132,9 тыс.). При этом четкой взаимосвязи ни с динамикой общего числа скважин, ни с количеством добываемой нефти не прослеживается.

Можно заметить, что по результатам пяти лет (2001-й и 2005–2008 годы) динамика фонда работающих скважин была лучше, чем по эксплуатационному фонду в целом. Это свидетельствует о продолжающейся практике оптимизации структуры скважин.

Максимальный рост числа работающих скважин отмечен в 2007 году (+6,6%), что значительно превзошло предыдущий рекорд, державшийся с 2001 года (+4,2%).

В 2008 году, когда добыча нефти единственный раз за десятилетие снизилась, в процесс добычи было вовлечено 133,1 тыс. скважин — это самый высокий уровень за весь рассматриваемый период. В то же время в 2009 году количество работающих скважин немного сократилось (на 0,2%), а показатель добычи нефти достиг рекордного для современной России уровня.

В динамике количества работающих скважин хорошо видны два периода. С 2000-го по 2005 год включительно фонд дающих продукцию скважин вырос всего лишь на 2,8% (то есть после рывка в 2001 году количественный уровень фонда несколько просел). Зато за 2006–2009 годы число работающих скважин увеличилось на 12,1%.

В чем причина столь разительных перемен? Прежде всего, вопросами вовлечения в работу простаивающих скважин вплотную занялись надзорные органы. Наведение порядка началось с масштабной ревизии скважинного хозяйства. В 2003 году МПР РФ признавало, что примерно по 30% фонда эксплуатационных скважин информация отсутствовала вообще. Соответственно, и сведения по уровню использования нефтяных скважин были весьма приблизительны.

На основе актуализированной информации министерство выставляло недропользователям конкретные требования. Для компаний, стремящихся не столько увеличить добычу, сколько оптимизировать экономическую эффективность своей деятельности, возобновление работы на бездействующих скважинах во многих случаях стало своего рода повинностью.

Впрочем, и динамично растущие цены на нефть расширяли круг скважин, разработка которых становилась рентабельной. Да и ухудшение ресурсной базы вынуждало нефтяников удерживать объемы добычи, в том числе, и путем использования ранее бездействующих скважин. В этом помогало и применение более прогрессивных технологий.

Из числа ВИНК наибольшее количество скважин на балансе имели на конец 2009 года «Роснефть», ЛУКОЙЛ и «Татнефть» (29035, 28237 и 21957 соответственно). Вместе они контролируют половину всех нефтяных скважин, а вся группа ВИНК — 96%.

За год четыре ВИНК количество скважин увеличили. Активнее других — «Газпром нефть» и «Сургутнефтегаз» (на 3,6% и 2,8% соответственно). Пять ВИНК количество скважин сократили, в том числе «РуссНефть» на 4,4%, а «Славнефть» на 2,4%.

Относительно 2000 года количество нефтяных скважин уменьшили две компании: «Газпром нефть» на 23,0% и ТНК-ВР на 15,9%. Не считая «Роснефти», которая получила огромное количество скважин в наследство от ЮКОСа, наиболее динамично развивали фонд эксплуатационных скважин ЛУКОЙЛ и «Сургутнефтегаз» — увеличение на 19,0% и 18,5% за 2000–2009 годы (см. «Эксплуатационный фонд нефтяных скважин»).

По количеству работающих скважин лидерство в течение многих лет сохраняет ЛУКОЙЛ (24038 на конец 2009 года, 18,1% общероссийского фонда). Немного отстает «Роснефть» (22851, 17,2%). На третьем месте «Татнефть» (19015, 14,3%).

За прошлый год всего две компании увеличили количество сква-

жин, дающих продукцию: «Сургутнефтегаз» на 3,0%, а «Татнефть» на 1,6%. Относительно 2000 года только ТНК-ВР снизила количество работающих скважин: компания продала ряд добывающих предприятий и, оптимизировав структуру бизнеса, развивает добычу с акцентом на раскрытие потенциала наиболее продуктивных скважин.

На фоне рекордного для ВИНК сокращения общего числа скважин «Газпром нефть» увеличила количество работающих скважин на 22% за 2000–2009 годы. Немного отстала «Башнефть», у которой число действующих скважин выросло на 19,1%. Но наибольшую активность в увеличении добывающих скважин проявлял «Сургутнефтегаз» (+26,3%). Разумеется, если не принимать во внимание «Роснефть», у которой число работающих скважин выросло в разы — в основном, благодаря покупке готовых предприятий (см. «Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию»).

Оптимизация работы механизированных скважин в 2009 году была проведена на 9342 скважинах (7% эксплуатируемых скважин). По сравнению с предыдущим годом их число сократилось на 6,1%. Почти половина общего количества таких скважин приходится на «Татнефть» и «Башнефть» (24,3% и 20,9% соответственно).

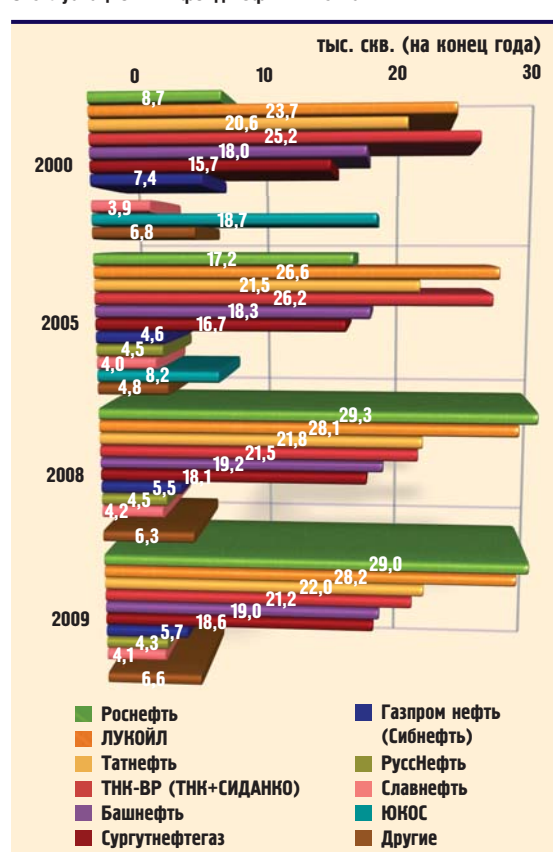
Количество операций, связанных с воздействием на призабойную зону нефтяных скважин, в прошлом году сократилось на 18%, до 15476 скв./операций. Недостигаемым лидером здесь является «Сургутнефтегаз» (38,8%).

Неработающие скважины

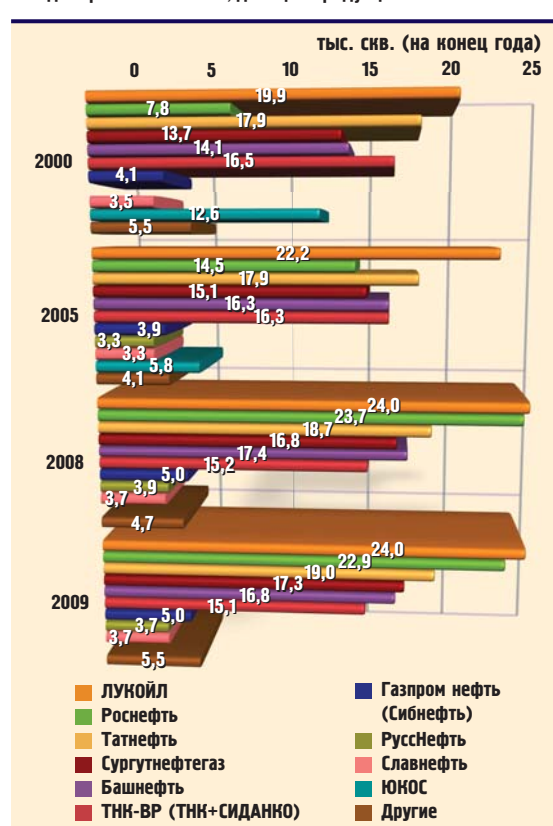
Болезненной проблемой в течение всего десятилетия оставался запредельно высокий уровень неработающих нефтяных скважин. При существующем в России 10%-ном нормативе в период «нулевых» годов не давали продукцию, в среднем, 20% скважин. То есть норматив был превышен вдвое.

Конечно, бывало и хуже: в «лихие 1990-е» количество без-

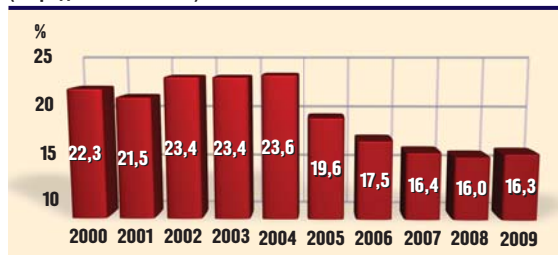
Эксплуатационный фонд нефтяных скважин



Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию



Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде (в среднем по России)



действующих скважин превышало четверть эксплуатационного фонда, а в 2004 году достигало 28% в целом по отрасли. Тогда в

ложениях развития нефтегазового комплекса России», изданных в 2000 году, отмечало: «Неработающий фонд скважин привел к разбалансированию систем разработки месторождений, выборочной отработке запасов нефти. В конечном счете, все это ведет к безвозвратным потерям части извлекаемых запасов (конечная нефтеотдача может уменьшиться на 5–7%, что при сегодняшнем объеме вовлеченных в разработку запасов нефти и текущих мировых ценах эквивалентно \$65–80 млрд) и является грубейшим нарушением закона «О недрах» в части рационального использования недр».

Цена вопроса с той поры выросла пропорционально четырехкратному увеличению мировых цен на нефть, то есть до \$0,25–0,32 трлн.

В середине 1990-х власти все же пытались решить проблему экономическими методами. Для закупки оборудования, предназначенного для восстановления действующего фонда скважин, были привлечены реабилитационные нефтяные займы Всемирного банка. Однако эффект оказался ниже ожидаемого. Деньги были освоены, доля остановленных скважин несколько уменьшилась. Но преимущественно в связи с резко возросшим переводом скважин из бездействующего фонда в консервацию, а не за счет их ввода в эксплуатацию.

Нежелание компаний сокращать долю неработающих скважин объясняется, в частности, их стремлением достигнуть высоко-

го уровня рентабельности добычи. При этом обводненные, относительно низкодебитные и пробуренные на пласты с трудноизвлекаемыми запасами скважины исключаются из хозяйственного оборота вне зависимости от того, как это сказывается на общем коэффициенте извлечения нефти по объекту разработки.

Минтопэнерго РФ видело корень зла в налоговой системе, которая ориентирована на налогообложение высокодебитных скважин с высокой долей горной ренты в цене. Эта система не является гибкой и поэтому не учитывает объективно обусловленного роста издержек добычи по мере уменьшения дебитов скважин, роста обводненности их продукции, а значит, и резкого сокращения доли ренты в цене.

Спустя 10 лет можно констатировать, что налоговая система стала еще более агрессивной. И лишь значительный рост цен на углеводородное сырье позволяет отчасти снять остроту проблемы.

Высокий уровень простаивающих скважин даже в период очень благоприятной для нефтяного бизнеса ценовой конъюнктуры свидетельствует о чрезвычайной жесткости и прогрессирующей неадекватности налоговой системы в отношении нефтедобычи. И если даже при высоких ценах на углеводородное сырье компаниям не выгодно эксплуатировать значительную часть имеющихся скважин, то в случае продолжительного обвала мировых цен на нефть отрасль понесет куда более существенные потери.

К счастью, во время нынешнего мирового кризиса цены довольно быстро восстановились, и тотального вывода скважин из эксплуатации не произошло. Правда, многим мелким компаниям пришлось на острой фазе кризиса останавливать скважины и даже полностью приостанавливать добычу на лицензионных участках.

Главным рычагом решения проблемы неработающих скважин в России остается административный ресурс. Именно с середины минувшего десятилетия, когда государство вплотную заня-

Блезненной проблемой в течение всего десятилетия оставался запредельно высокий уровень неработающих нефтяных скважин. В среднем, 20%. То есть норматив был превышен вдвое

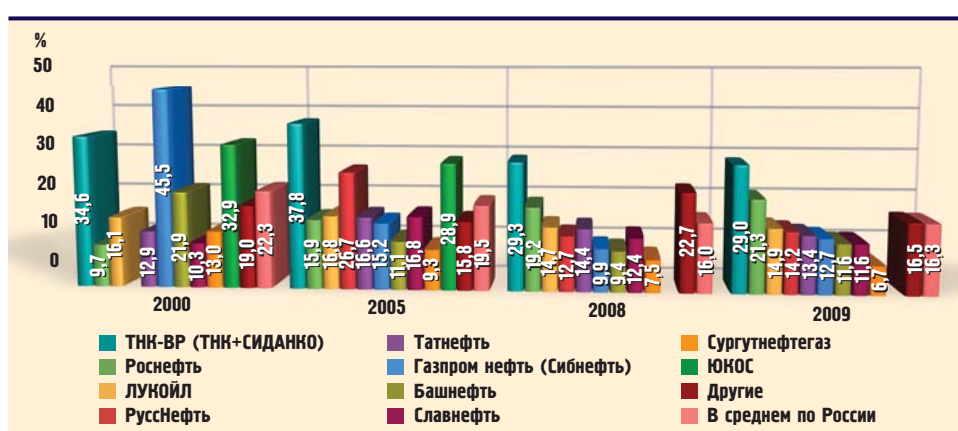
дополнение к общеэкономической неурядице ситуацию усугубило правительство: введение экспортных пошлин на мазут привело к затовариванию резер-

В 2000 году Минтопэнерго оценивало безвозвратные потери от бездействующих скважин в \$65–80 млрд. Цена вопроса с той поры выросла пропорционально четырехкратному увеличению мировых цен на нефть

вуарного парка НПЗ и, по цепочке, к остановке действующих скважин.

Анализируя ситуацию, Минтопэнерго РФ в «Концептуальных по-

Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде по ВИНК России



лось наведением в этой сфере порядка, начались заметные позитивные подвижки.

Так, после 2004 года, когда среднее по отрасли количество неработающих скважин достигло максимума десятилетия на отметке 23,6%, эта доля последовательно сокращалась, до 16,0% в 2008 году. Правда, по итогам прошлого года отмечено небольшое ухудшение: доля неработающих скважин поднялась до 16,3% (см. «Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде»).

В условиях кризиса контролирующие органы стали менее требовательными в отношении максимально возможного вовлечения в производственный процесс имеющихся скважин. А самим компаниям нередко выгоднее законсервировать низкодебитную скважину, чем добывать из нее нефть.

Но следует отдать должное, МПР России добилось немало в борьбе за рациональное недропользование и соблюдение установленных правил игры. Достаточно вспомнить, что 10 лет назад «Сибнефть» держала «на заглушке» почти половину скважин, ТНК и ЮКОС — около трети (см. «Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде по ВИНК России»).

Если «Сибнефть» втрое снизила долю неработающих скважин уже к 2005 году (оптимизация фонда стала одним из элементов предпродажной подготовки компании, которую в результате купил «Газпром»), то ТНК-ВР до середины десятилетия продолжала увеличивать долю неработающих скважин, которая к 2005 году достигла 37,8%, — много больше, чем у любой другой ВИНК.

Российско-британская компания и по итогам 2009 года является «чемпионом» отрасли по доле неработающих скважин. Однако эта доля постепенно снижается — до 29% к настоящему времени. В 2007 году ТНК-ВР согласовала с МПР России и начала осуществлять пятилетнюю программу сокращения бездействующего фонда скважин, полная реализация которой потребует более \$2,2 млрд.

За вторую половину «нулевых» уровень неработающих скважин сократили все ВИНК за исключением «Роснефти». В связи с обширными приобретениями контролируемая государством компания проводит масштабную работу по оптимизации деятельности добывающих предприятий. При этом доля неработающих скважин резко пошла вверх. Только за минувший год она выросла с 19,2% до 21,3%. Вероятно, самая влиятельная нефтяная компания страны полагает, что может позволить себе безнаказанно нарушать требования проектной документации. И чиновники, действительно, смотрят на эти нарушения сквозь пальцы.

Впрочем, в кризисном 2009 году большинство ВИНК ухудшили показатели использования фонда скважин. Лишь «Сургутнефтегаз», ТНК-ВР и «Татнефть» за прошлый год сократили доли неработающих скважин. Если в 2008 году в 10%-ный норматив укладывались три ВИНК, то к концу 2009 года — только «Сургутнефтегаз». Причем, с уникальным результатом — 6,7%.

Хотя прогресс, достигнутый за последние годы, очевиден, до полной нормализации ситуации еще далеко. Взглянув пресесть выборочную отработку запасов, государство приняло правильное решение. Но вряд ли возможно решить эту задачу исключительно методами голого администрирования.

Для того чтобы у компаний появился стимул задействовать весь свой производственный потенциал, необходима точная доводка налоговой системы. Первым робким шагом в этом направлении стало введение с 2007 года льготного режима по НДС для истощенных месторождений.

Конечно, этого не достаточно. Но вряд ли можно ожидать от государства большего в обозримом будущем. Дефицит федерального бюджета является плохим фоном для снижения налоговой нагрузки. К тому же за предыдущие годы ситуация была настолько запущена, что пока еще и административными мерами можно добиться хороших результатов, что и подтверждается на практике.

Дебит скважин

Выборочная отработка запасов, популярная в первой половине 2000-х, позволяла компаниям существенно улучшить средний дебит скважин. В 2005 году этот среднеотраслевой показатель достиг наивысшего для десятилетия результата — по оценке «Вертикали», 10,17 тонн в сутки. За пятилетку средний дебит скважин вырос на 40,3% (см. «Средний де-

Выборочная отработка запасов, популярная в первой половине 2000-х, позволяла компаниям существенно улучшить средний дебит скважин. Потом ситуация изменилась

бит эксплуатируемых скважин по ВИНК России»).

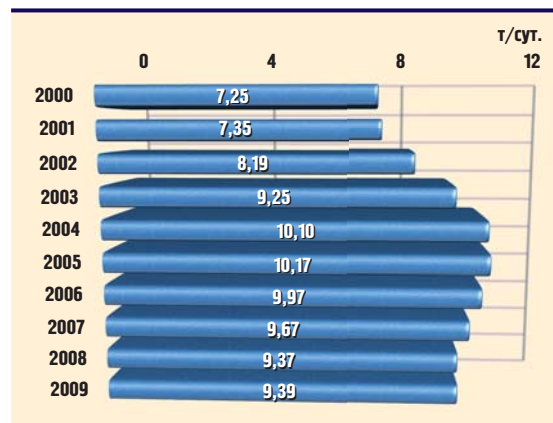
В связи с ужесточением требований к использованию фонда скважин, а также естественным ухудшением ресурсной базы во второй половине «нулевых» лет намечилось стабильное снижение

Количество новых высокотехнологичных скважин невелико, поэтому их вклад не оказывает значительного влияния на общеотраслевую статистику

среднего дебита скважин, до 9,37 тонн в сутки к концу 2008 года. Небольшой рост (+0,2%) в 2009 году произошел на фоне увеличения на 3 п.п. доли неработающих скважин.

Конечно, это не означает, что вся работа по повышению средне-

Средний дебит эксплуатируемых скважин по ВИНК России



Компании	2009 г.	2008 г.	2005 г.	2000 г.	2009/2008	2009/2005	2009/2000
Роснефть	13,7	11,6	14,0	6,3	117,7%	97,6%	216,8%
ЛУКОЙЛ	10,5	10,4	11,0	9,2	100,7%	95,5%	114,0%
ТНК-ВР (ТНК+СИДАНКО)	12,7	12,5	13,0	8,4	102,0%	97,5%	150,6%
Сургутнефтегаз	9,6	10,2	11,7	8,4	94,0%	81,9%	114,5%
Газпром нефть (Сибнефть)	16,5	17,2	24,6	12,0	95,7%	67,0%	137,6%
Татнефть	3,8	3,8	3,9	3,8	99,6%	97,5%	98,7%
Славнефть	14,1	14,8	20,2	10,2	95,5%	70,1%	138,0%
РуссНефть	9,2	9,9	12,5		92,5%	73,6%	
Башнефть	2,0	1,9	2,1	2,4	105,6%	95,6%	82,5%
ЮКОС			11,0	12,0			

го дебита скважин сводится к попыткам очистить фонд работающих скважин от наименее результативных представителей. Однако все усилия по повышению нефтеотдачи нейтрализуются общим ухудшением отдачи от старых скважин. Количество новых высокотехнологичных скважин не-

Из четырех ВИНК, вышедших на положительную динамику, лучший результат у «Роснефти». Средний дебит скважин у нее вырос на 17,7%

лико, поэтому их вклад не оказывает значительного влияния на общепромышленную статистику.

Самые богатые скважины эксплуатируют «Газпром нефть» и «Славнефть» (в 2009 году — 16,5 и 14,1 тонн в сутки соответственно). Выше среднего уровня (9,4 тонн в сутки) отдача скважин у большинства ВИНК, за исключе-

За 10 лет метраж эксплуатационного бурения вырос в 2,8 раза. Правда, энтузиазм нефтяников постепенно затухает

нием «Башнефти» (2,0), «Татнефти» (3,8) и «РуссНефти» (9,2).

За прошлый год у пяти компаний средний дебит скважин снизился: значительно всего — у «РуссНефти», на 7,5% (см. «Среднесуточный дебит эксплуатируемых скважин»).

Из четырех ВИНК, вышедших на положительную динамику, лучший результат у «Роснефти». Средний дебит скважин у нее вырос на 17,7%, до 13,7 тонн в сутки.

Наряду с выводом в бездействующий фонд скважин с низкой отдачей, в прошлом году компания ввела в эксплуатацию крупное Ванкорское месторождение, где построено 66 новых скважин, способных поддерживать средний дебит 430 тонн в сутки, что, естественно, серьезно повлияло на средний показатель.

В целом за 2000-е годы дебит скважин снизился только у «Башнефти» и «Татнефти» (17,5% и 1,3% соответственно). Обе компании работают на старых месторождениях, что требует от нефтяников значительных усилий для поддержания уровня добычи. В случае с «Башнефтью» задача решается путем расширения фонда скважин. «Татнефть» больше рассчитывает на оптимизацию работы имеющихся скважин.

Лучшая динамика десятилетия у «Роснефти» (увеличение в 2,2 раза), ТНК-ВР (в 1,5 раза), «Славнефти» (+38%) и «Газпром нефти» (+37,6%).

Эксплуатационное бурение

Эксплуатационное бурение — это, пожалуй, тот участок, которому нефтяники уделяют повышенное внимание. За 10 лет метраж эксплуатационного бурения вырос в 2,8 раза, относительно 2005 года — в 1,5 раза, а за предшествующее пятилетие — в 1,8 раза.

Конечно, были и спады. Например, в 2004 году (–3,4%), когда начались проблемы у ЮКОСа и это породило в отрасли тревожные ожидания, или в 2009 году (–3,5%), что было связано со

свертыванием корпоративных инвестиционных программ на гребне кризиса. Но, в целом, тренд позитивный.

Правда, энтузиазм нефтяников постепенно затухает, о чем сигнализирует динамика роста объемов эксплуатационного бурения: в 2006 году метраж вырос на 26,3%, на следующий год — на 18,8%, в 2008 году — только на 6,1%. Однако в 2009 году было пройдено в эксплуатационном бурении 14,1 млн метров (а годом ранее — 14,6 млн метров). Минтопэнерго 10 лет назад называло в качестве желанного максимума годовой объем бурения 12 млн метров. Нефтяники смогли (и, главное, захотели) сделать больше — редкий случай, когда речь идет о затратах.

Больше других традиционно для всего периода бурит «Сургутнефтегаз». По итогам 2009 года компания вышла на очередной рекордный уровень — 3,66 млн метров. В минувшем году «Сургутнефтегаз» обеспечил и лучший для отрасли прирост — 17%. Однако в предыдущие годы компания несколько отставала от основных соперников по темпам прироста. В результате доля СНГ в общепромышленной проходке снизилась до 26% по сравнению с 32,3% в 2005 году (см. «Объемы эксплуатационного бурения» и «Вклад компаний в объемы эксплуатационного бурения»).

В принципе, и нынешний уровень достаточно высок для компании, которая по объемам добычи находится лишь на четвертом месте. По масштабам эксплуатационного бурения СНГ и сейчас в 1,4 раза опережает флагмана отрасли «Роснефть».

«Газпром нефть» в 2009 году прошла в эксплуатационном бурении почти в три раза больше, чем в 2005 году ее предшественница — «Сибнефть». Это самая высокая динамика на этом отрезке времени.

Практически наполовину упали за этот период объемы бурения у «РуссНефти». В результате доля компании в общепромышленной проходке уменьшилась до 1,3% по сравнению с 3,7% в 2005 году. За этот период метраж бурения нефтяных скважин сократили

еще две ВИНК: «Башнефть» (более чем на треть») и «Татнефть» (на 14,4%).

В кризисном 2009 году «Башнефть» уменьшила проходку на 43,4%, а «РуссНефть» — более чем наполовину. До этого обе компании уровень проходки увеличивали.

В то же время «Татнефть» метр-раж бурения сокращает в течение продолжительного времени. В результате объем бурения у компании снизился с 602,5 тыс. метров в 2005 году до 394,1 тыс. метров в 2009-м, а доля в общеотраслевой проходке за этот период — с 5,0% до 2,8%.

В 2009 году единственной компанией «первой пятерки», уменьшившей объемы проходки, стал ЛУКОЙЛ (почти на 20%). Однако и после этого компания уступает по масштабам бурения только СНГ и «Роснефти».

В прошлом году на 42,2% упали объемы проходки по группе компаний, не входящих в состав ВИНК. Это не стало неожиданностью, так как именно независимые производители оказались в наиболее тяжелом положении, когда разразился мировой кризис.

За минувший год на новых месторождениях (официально введенных в эксплуатацию за последние пять лет) проходка в эксплуатационном бурении составила 2,17 млн метров. Это 7,6% от общего метража, что указывает на магистральный выбор нефтяников: они предпочитают развивать фонд скважин на базовых, испытанных временем месторождениях.

Представляется, что более точно ситуацию с эксплуатационным бурением отражает относительный показатель проходки на 1 тыс. тонн нефтедобычи. Он позволяет сопоставлять результаты работы в эксплуатационном бурении компаний разного масштаба.

В целом по России этот показатель в кризисном 2009 году ухудшился на 4,6% в целом по отрасли и на 1,9% по группе ВИНК. Однако относительно 2003 года удельные объемы эксплуатационного бурения выросли в 1,4 раза, а к 2005 году — на 46% в целом по отрасли (по группе ВИНК — соответственно на 52,6% и 56,3%).

Объемы эксплуатационного бурения, тыс. м

Компании	2009 г.	2008 г.	2005 г.	2003 г.	2009/2008	2009/2005	2009/2003
Сургутнефтегаз	3 657,1	3 126,9	2 963,1	2 777,5	117,0%	123,4%	131,7%
Роснефть	2 587,3	2 488,5	1 059,2	483,2	104,0%	244,3%	535,5%
ЛУКОЙЛ	2 382,8	2 973,6	1 190,4	1 073,4	80,1%	200,2%	222,0%
Газпром нефть (Сибнефть)	2 158,5	2 036,3	726,5	687,8	106,0%	297,1%	313,8%
ТНК-ВР (ТНК+СИДАНКО)	1 333,0	1 318,7	833,1	531,1	101,1%	160,0%	251,0%
Славнефть	765,8	743,0	626,0	251,8	103,1%	122,3%	304,1%
Татнефть	394,1	448,5	460,2	602,5	87,9%	85,6%	65,4%
Башнефть	245,7	426,4	375,6	333,9	57,6%	65,4%	73,6%
РуссНефть	178,2	369,5	343,5	6,9	48,2%	51,9%	в 25,8 раза
ЮКОС			105,7	1 180,9			
ВИНК	13 702,5	13 931,2	8 683,3	7 929,1	98,4%	157,8%	172,8%
Другие компании	388,4	671,5	490,2	647,1	57,8%	79,2%	60,0%
По России	14 090,9	14 602,7	9 173,5	8 576,2	96,5%	153,6%	164,3%

Переломным стал 2006 год, до этого относительный уровень бурения сокращался. Так, если в 2003 году проходка в бурении на тонну добычи составляла 20,35 метра, а в 2005-м — 19,35 метра, то в 2008 году — 29,89 метра (см. «Удельные объемы эксплуатационного бурения»).

За последние шесть лет активнее остальных наращивала проходку «Газпром нефть» — в 3,3 раза к уровню 2003 года. И если «Сибнефть» в начале периода бурила в пересчете на тонну добычи менее 22 метров, то в прошлом году — более 72 метров. Это лучший показатель в отрасли.

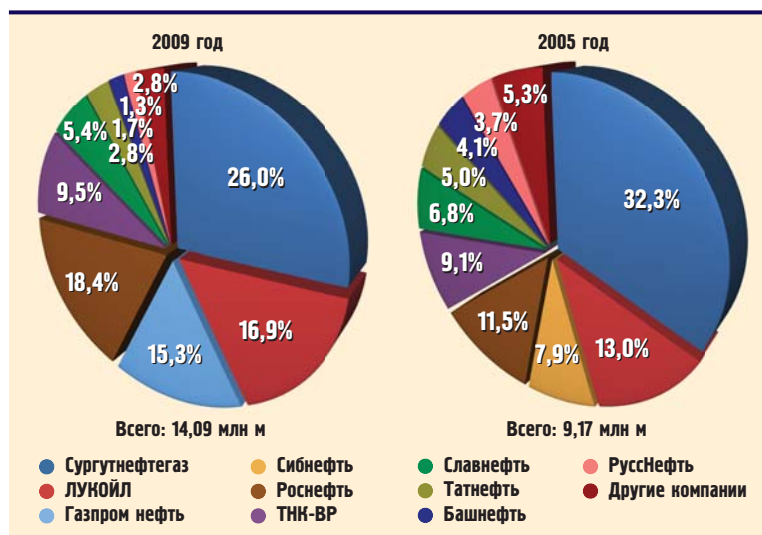
«Газпром», ставший основным акционером «Сибнефти» в период, когда добыча на месторож-

дениях компании начинала резкое падение, был вынужден уделять повышенное внимание расширению и обновлению эксплуатационного фонда скважин.

В 2009 году единственной компанией «первой пятерки», уменьшившей объемы проходки, стал ЛУКОЙЛ. Но по масштабам бурения компания уступает только «Сургутнефтегазу» и «Роснефти»

За 2009 год на 21% улучшил удельный показатель «Сургутнефтегаз». Компания с большим отрывом сохраняет за собой второе место. В группу лидеров входит и «Славнефть», которая в 2009 году бурила 40,5 метра на

Вклад компаний в объемы эксплуатационного бурения



Удельные объемы эксплуатационного бурения, метров на 1 тыс. тонн добычи

Компании	2009 г.	2008 г.	2005 г.	2003 г.	2009/2008	2009/2005	2009/2003
Сургутнефтегаз	61,33	50,70	46,40	51,41	121,0%	132,2%	119,3%
ЛУКОЙЛ	25,85	32,95	13,48	13,58	78,5%	191,7%	190,3%
Газпром нефть (Сибнефть)	72,24	66,26	22,02	21,91	109,0%	328,1%	329,7%
Роснефть	22,25	21,86	14,23	23,99	101,8%	156,3%	92,7%
ТНК-ВР (ТНК+СИДАНКО)	18,98	19,17	11,06	8,62	99,0%	171,6%	220,0%
Славнефть	40,54	37,97	25,91	14,20	106,8%	156,5%	285,5%
Татнефть	15,09	17,21	18,17	24,42	87,7%	83,1%	61,8%
ЮКОС			4,43	14,62			
Башнефть	20,09	36,32	31,48	27,71	55,3%	63,8%	72,5%
РуссНефть	14,04	25,93	24,77	2,64	54,2%	56,7%	531,2%
ВИНК	31,27	31,89	20,01	20,49	98,1%	156,3%	152,6%
Другие компании	6,92	13,02	13,64	18,83	53,2%	50,8%	36,8%
По России	28,51	29,89	19,52	20,35	95,4%	146,1%	140,1%

тонну добычи. Все три компании в течение последних лет теряют объемы добычи и были вынуждены активизироваться в эксплуатационном бурении.

Хуже всего обстоят дела с эксплуатационным бурением у неинтегрированных компаний. В прошлом году они бурили менее 7 метров на тонну добычи

Результаты остальных компаний ниже среднего по отрасли уровня. Хуже всего в этом смысле обстоят дела в группе неинтегрированных компаний. Собст-

За время реализации проекта «Сахалин-1» установлено несколько мировых рекордов в бурении наклонно-направленных скважин. Последний из них — в 2008 году

венно, и в прошлые годы они не отличались высокой активностью в этой сфере, но в прошлом году они бурили менее 7 метров на тонну добычи. Даже у

За 2009 год эксплуатационный фонд скважин обновился на 3,5%. При таких темпах полный цикл обновления фонда скважин займет около 30 лет

«РуссНефти», аутсайдера группы ВИНК, результат вдвое лучше. Это означает, что группа независимых (равно как и «РуссНефть») уже в ближайшие годы

может оказаться в предкризисной ситуации.

Новые скважины

За минувшее десятилетие в строительстве новых скважин появились новые технологии. Скважины XXI века — это качественно новый уровень традиционного производственного процесса.

В августе прошлого года на Ванкорском месторождении руководители «Роснефти» с гордостью рассказывали премьер-министру В.Путину об используемой здесь системе эквалайзинга (интеллектуального заканчивания скважин) и демонстрировали работу центра геологического сопровождения бурения (специалисты отслеживают и по необходимости корректируют процесс, сидя в Москве). Сейчас на месторождении менее 70 скважин, в перспективе их число вырастет до 450, из которых 307 — горизонтальные.

Благодаря применению новейших технологий, Shell, оператор Салымского проекта, обеспечивает ускоренный ввод в эксплуатацию нефтяных скважин. В 2004 году первая скважина была пробурена за 33 дня, а сейчас средняя продолжительность бурения сократилась до 10 суток. Для сравнения: средний по Западной Сибири срок бурения аналогичных скважины в сопоставимых геолого-технических условиях составляет 18–20 суток. Рекорд проходки скважины в СПД, установленный в июле 2009 года, — 4,54 суток.

В рамках Салымского проекта и СРП «Сахалин-2» внедряются технологии «умных скважин», которые могут вести добычу углеводородов с нескольких пластов, а не с одного. Такие скважины позволяют даже без использования методов повышения нефтеотдачи увеличить добычу на месторождении до 10%.

За время реализации проекта «Сахалин-1» установлено несколько мировых рекордов в бурении наклонно-направленных скважин. Последний из них — в 2008 году, когда была пробурена скважина протяженностью ствола 11680 метров. Бурение осуществлялось с помощью мощнейшей в мире наземной буровой установки «Ястреб» сначала в вертикальном, а затем в горизонтальном направлении под морским дном на месторождении Чайво. Здесь пробурено 17 из 30 самых протяженных в мире скважин с большим отходом забоя от вертикали (БОВ).

Появилось немало других технологических новшеств. Но пока они не получили массового распространения.

За 2009 год в России были введены в эксплуатацию 5584 новые нефтяные скважины. Это означает, что эксплуатационный фонд обновился на 3,5%. К концу года продукцию давали 4464 новые скважины — 3,4% работающих скважин. Годом ранее этот показатель составлял 3,7%, в 2007 году — 3,5%, в 2006-м — 3,1%, годом ранее — 2,8%. То есть некоторое улучшение ситуации происходит. Однако при таких темпах полный цикл обновления фонда скважин займет около 30 лет. О революционном омоложении фонда скважин говорить не приходится.

В прошлом году, в условиях кризиса, ввод новых скважин сократился очень незначительно — на 0,2% (на 9 единиц). В то же время относительно 2005 года количество вводимых скважин выросло на 46,8% (см. «Ввод новых скважин»).

За последние годы произошли принципиальные изменения в той роли, которую играют новые скважины. В 2006 году они обеспечивали чистый прирост дей-

ствующего фонда скважин, активную роль играло и возвращение в производство ранее бездействующих скважин (число эксплуатируемых старых скважин выросло на 1382).

Начиная с 2007 года работа со старым фондом скважин дает чистый минус (выводится из производства скважин больше, чем восстанавливается), а новые скважины замещают потери — причем, во все больших размерах. Так, в 2007 году 27% новых скважин компенсировали отрицательную динамику по старым скважинам, в 2008-м — уже 64%, в прошлом году — все 100%, и число скважин, дающих продукцию, все равно немного сократилось.

На новых месторождениях (введенных в эксплуатацию за последние пять лет) в прошлом году появилось 732 новых скважины — 13% общего числа. В 2008 году — 592 (10,6%), в 2007-м — 599 (11,5%), в 2006-м — 691 (15,6%), в 2005 году — 18%.

Таким образом, впервые за последние три года число скважин, пробуренных на новых месторождениях, стало увеличиваться. Выросла и доля новых скважин, вводимых на новых месторождениях — впервые за последние четыре года.

На долю «Сургутнефтегаза» приходится 63% скважин, построенных в прошлом году на новых месторождениях. Из общего количества скважин, введенных СНГ в 2009 году, 41% — на новых месторождениях. Компания остается лидером и по общему числу новых скважин с долей 21,6% (1131). В 2009 году «Сургутнефтегаз» ввел новых скважин на 16,4% больше, чем годом ранее (см. «Ввод новых скважин по компаниям»).

«Роснефть» по итогам прошлого года на втором месте по количеству новых скважин (17,9% от общеотраслевого показателя). Результат предыдущего года улучшен на 12,2%. Из 936 новых скважин на новых месторождениях построено 79 (8,4%).

На третьем месте — ЛУКОЙЛ (854 новые скважины, 16,3% в общеотраслевом результате). В прошлом году компания ввела новых скважин на 27,8% меньше, чем в

2008-м. На новых месторождениях ЛУКОЙЛ построил 71 скважину — 8,3% всех новых скважин компании в 2009 году.

Помимо ЛУКОЙЛа, ввод новых скважин в прошлом году сократили еще четыре компании: «Татнефть», «Башнефть», «Славнефть» и «РуссНефть». Наиболее значительно — «РуссНефть» и «Башнефть» (на 52,8% и 30,5% соответственно).

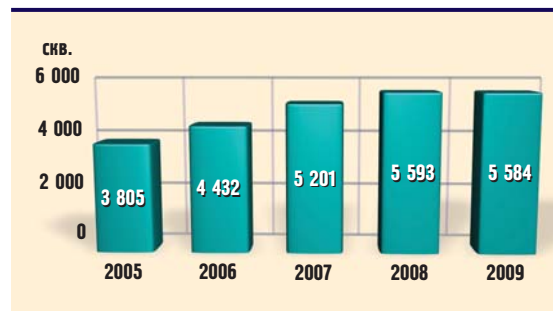
Из числа новых скважин лишь 443 эксплуатируются фонтанным способом (8,5%). Наибольшее число скважин (3860, 73,8%) оснащалось установками погружных центробежных насосов. Еще 844 скважины (16,1%) оборудованы штанговыми глубинными насосами. Еще менее популярен у нефтяных компаний газлифт (19 скважин, 0,4%).

В сравнении с 2005 годом глобальных перемен не произошло. Те же 8,5% скважин эксплуатировались фонтанным способом. Самым распространенным способом эксплуатации и тогда было применение УЭЦН (правда, с прежних 60% доля выросла на 13,8 п.п.). Доля скважин с ШГН тогда была выше — 27%.

В 2009 году было построено 443 скважины в горизонтальном бурении при средней глубине 3016 метров. В предыдущем году таких скважин было построено на 15% больше: 523 при средней глубине 3153 метра.

Если сравнивать с 2005 годом, то сейчас горизонтальных скважин построено на 6,5% больше (было 416 скважин протяжен-

Ввод новых скважин



ностью 2846 метров). И пять лет назад, и сейчас в горизонтальном бурении лидирует «Сургутнефтегаз». Правда, доля компании уменьшилась за это время с 49% до 35%.

Впервые за последние три года прирост скважин на новых месторождениях вернулся к положительной динамике. Выросла и доля новых скважин, вводимых на новых месторождениях

Из общего количества нефтяных скважин, построенных в 2009 году, на долю горизонтальных приходится около 8%. В 2005 го-

В 2009 году было построено 443 скважины в горизонтальном бурении. В предыдущем году таких скважин было построено на 15% больше

ду — 11%. Говорить о том, что строительство скважин горизонтального типа бурно развивается, не приходится. 📊

Ввод новых скважин по компаниям

	2009 г.	2008 г.	2004 г.	2009/2008	2009/2004
ЛУКОЙЛ	854	1 183	485	72,2%	176,1%
Роснефть	936	834	352	112,2%	265,9%
Газпром нефть (Сибнефть)	660	611	216	108,0%	305,6%
Сургутнефтегаз	1 131	972	887	116,4%	127,5%
ТНК-ВР	519	471	313	110,2%	165,8%
Татнефть	300	340	463	88,2%	64,8%
Башнефть	171	246	187	69,5%	91,4%
Славнефть	189	207	87	91,3%	217,2%
РуссНефть	75	159	185	47,2%	40,5%
ЮКОС			68		
ВИНК	4 835	5 023	3 243	96,3%	149,1%
Другие	396	570	286	69,5%	138,5%
Всего	5 231	5 593	3 529	93,5%	148,2%

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА: ТАК ЖИТЬ НЕЛЬЗЯ

Являясь одним из мировых лидеров по добыче нефти, по мощностям первичной переработки жидких углеводородов Россия уступает только США. В то же время технологический уровень наших предприятий оставляет желать много лучшего. Дефицит мощностей вторичной переработки приводит к перепроизводству темных нефтепродуктов, глубина переработки сырья незначительна. Изменить ситуацию способна только масштабная модернизация. С середины 2000-х ею охвачены в разной степени практически все крупные НПЗ. Государство требует активизировать этот процесс, но стимулирует модернизацию преимущественно мерами административного принуждения. Не факт, что и после модернизации в структуре выпуска продукции нефтепереработки произойдут кардинальные перемены. Внутренний рынок не готов принять большие объемы высококачественного топлива. А экспортировать нефтепродукты с заводов, удаленных на многие тысячи километров от границы, не всегда выгодно.

Переработкой нефти в России занимаются 28 крупных заводов и 80 официально зарегистрированных мини-НПЗ (последние ориентированы на обеспечение топливных потребностей удаленных и труднодоступных районов страны). На совещании, которое в феврале 2010 года провел в Омске президент РФ Д.Медведев, было сказано, что не официально переработкой нефти занимаются еще 116 мини-НПЗ.

Производственный потенциал

Суммарная мощность перерабатывающих мощностей на территории РФ — 279 млн тонн. По этому показателю Россия занимает второе место в мире (после США). Однако по объемам выпуска продукции наша страна отстает не только от США, но также от Японии и Китая, чьи производственные мощности скромнее российских.

В ЭС-2030 одной из самых острых проблем назван высокий износ основных фондов — в нефтепереработке он достиг 80%. Большинство НПЗ были построены до середины 1960-х годов

Основные производства размещены преимущественно вблизи районов концентрированного потребления нефтепродуктов: в Рязанской, Ярославской, Горьковской, Ленинградской областях, Краснодарском крае, Сибири (здесь построены два крупнейших НПЗ — в Омске и Ангарске).

Но это правило соблюдалось не всегда: НПЗ были построены также в Башкирии, Самарской и Пермской областях — регионах, являвшихся в то время крупнейшими центрами нефтедобычи. Впоследствии, когда главная база нефтедобычи переместилась в Западную Сибирь, это привело к появлению избыточных мощностей на Урале и в Поволжье.

В ЭС-2030 одной из самых острых отраслевых проблем назван высокий износ основных фондов — в нефтепереработке он достиг 80%. Это объясняется тем, что большинство НПЗ на территории России были построены в период с конца 1940-х по середину 1960-х годов. Единственным крупным нефтеперерабатывающим предприятием, построенным в России после 1966 года, стал Ачинский НПЗ, введенный в эксплуатацию в 1982 году. Кроме того, в 1979 году была организована переработка нефти на «Нижнекамскнефтехиме» для обеспечения потребности в сырье нефтехимического производства.

За минувшее десятилетие существенно вырос уровень использования производственных мощностей НПЗ: с 70% до 85% к концу периода. Причем, многие базовые предприятия отрасли загружены практически полностью. Например, по предприятиям ЛУК-ОЙЛа — свыше 99%.

Однако данный показатель характеризует использование первичных мощностей переработки. Для структуры технологических мощностей большинства НПЗ характерны исторически сложившиеся диспропорции между воз-

можностями первичной и вторичной переработки (со значительным креном в сторону первичной переработки).

Дефицитные мощности вторичных процессов, обеспечивающих выход качественной продукции с высокой добавленной стоимостью, используются практически полностью. Именно отставание в развитии производственных мощностей для вторичных процессов является главной причиной невысокой глубины переработки в целом по отрасли.

Если в передовых странах мира нормой считается глубина переработки 85–95%, то по России она находится на уровне 72%. Это средний показатель: более половины НПЗ работают с глубиной переработки 50–70%, статистику спасают несколько относительно успешных заводов с глубиной переработки на уровне 80% и выше.

Под контролем ВИНК

Более 70% перерабатывающих мощностей страны сконцентрированы в собственности ВИНК. Обладание собственными мощностями переработки обеспечивает нефтедобывающим предприятиям страны важное стратегическое преимущество. Не удивительно, что подавляющая часть значимых для отрасли НПЗ находится в собственности или под контролем крупных нефтедобывающих предприятий.

Так, ЛУКОЙЛу принадлежат четыре крупных завода с суммарной мощностью переработки 44,7 млн тонн. «Газпром нефть» владеет Омским НПЗ мощностью 19,5 млн

тонн в год, это одно из крупнейших и наиболее технически совершенных перерабатывающих предприятий страны. Два крупных завода, принадлежащих ТНК-ВР, позволяют компании перерабатывать до 25 млн тонн нефти в год.

Сектор нефтепереработки «Сургутнефтегаза» представлен заводом в Киришах — ПО «Киришиннефтеоргсинтез», производственные мощности которого за последние годы увеличены с 17,3 до 22 млн тонн в год. Базовым НПЗ «Славнефти» является «Ярославнефтеоргсинтез» (мощность первичной переработки — 14 млн тонн в год).

Существовавшие собственные производственные мощности «Роснефти» после приобретения госкомпанией «Юганскнефтегаза» уже не отвечали масштабам ее бизнеса. Поэтому «Роснефть» приложила все усилия к тому, чтобы выставленные на аукционы весной 2007 года НПЗ ЮКОСа достались именно ей.

В результате к двум «исторически» принадлежащим «Роснефти» заводам (Комсомольский и Туапсинский НПЗ) суммарной мощностью переработки 10,8 млн тонн нефти в год компания добавила еще пять заводов, ранее принадлежавших ЮКОСу. Теперь мощности семи заводов позволяют «Роснефти» самостоятельно перерабатывать до 58 млн тонн нефти в год и обеспечивают госкомпанию лидерство в стране по объемам переработки.

Контроль ВИНК над основными НПЗ России является серьезным сдерживающим фактором для развития независимого сегмента нефтедобычи. Не имея возможности сдавать нефть на переработку на давальческой основе, они вынуждены продавать значительную ее часть на внутреннем рынке, нередко по заниженным ценам. При этом налог на добычу им приходится платить исходя из мировых цен на нефть, а не из фактической стоимости реализации.

Очевидно, что отсутствие собственных перерабатывающих производств снижало конкурентоспособность «РуссНефти» — самой молодой интегрированной нефтяной компании страны. Воспользовавшись удобным случа-

ем, компания приобрела в конце 2005 года у ТНК-ВР «Орскнефтеоргсинтез» и сразу же развернула активную инвестиционную деятельность по модернизации производства.

В результате производительность завода увеличилась на треть (до 5,1 млн тонн в 2009 году), а доля высокооктановых бензинов в общем объеме продукции, выпускаемой этим предприятием, выросла с 55% до 72–73%.

Агитация за модернизацию

Серьезные потрясения отрасли пережила в 1990-е годы, когда и потребность в нефтепродуктах оказавшейся в глубоком кризисе экономики обвально сократилась, и денег на модернизацию производственных мощностей ни у государства, ни у новых собственников не было.

С возрождением экономики спрос на нефтепродукты начал расти. Но еще продолжительное время не только вкладывать деньги в модернизацию НПЗ, но и просто обеспечивать более полную загрузку мощностей частные собственники компаний не торопились — на фоне низких внутренних цен на нефтепродукты нефтяники отдавали безусловное предпочтение сырьевому экспорту. При этом даже экспортировать готовые нефтепродукты было менее выгодно, чем продавать за рубеж сырую нефть.

Существенно ситуация начала изменяться только в середине минувшего десятилетия, когда в силу изменений в российской фискальной политике и благоприятной конъюнктуры на мировых рынках экспорт нефтепродуктов стал для компаний более выгодным по сравнению с сырьевым экспортом.

В последнее время ситуация в перерабатывающей отрасли привлекает повышенное внимание руководства страны. С начала 2007 года высшие руководители регулярно проводят совещания, на которых с участием руководителей нефтяных компаний обсуждаются проблемы развития нефтегазовой отрасли в направлении выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью.

В феврале 2009 года такое совещание В.Путин проводил в Киришах, спустя год — Д.Медведев в Омске.

Нефтяники ждут от государства создания условий, при которых модернизация нефтепереработки станет выгодной. А правительство уповает на административный ресурс и ужесточает требования

«Нужно ускорить модернизацию существующих и строительство новых нефтеперерабатывающих предприятий, наладить производство высококачественных и конкурентоспособных нефтепродуктов, которые соответствуют мировым стандартам. Это должно быть приоритетом всех наших крупных компаний», — в очередной раз напомнил президент в феврале 2010 года.

Если и дальше на фоне 10%-ной рентабельности производства качественного бензина соответствующий показатель по мазуту будет составлять 30%, светлые нефтепродукты так и останутся побочным продуктом производства мазута

Однако говорить о согласованных действиях власти и бизнеса все еще не приходится. Нефтяники ждут от государства корректировки правил игры, создания условий, при которых модерниза-

С середины прошлого десятилетия нефтяники вплотную занялись модернизацией перерабатывающих мощностей. Она ориентирована на опережающее развитие технологических комплексов по углублению переработки

ция и переход на новый качественный уровень нефтепереработки станут выгодными. А правительство уповает на административный ресурс и ужесточает требования.

В частности, в 2008 году правительство утвердило технический регламент на моторные топ-

лива. С 2011 года выпуск доминирующего сейчас на внутреннем рынке бензина класса 2 и ниже должен быть прекращен, а с 2015 года отрасль полностью должна перейти на выпуск продукции по стандарту Евро-5. Такие перемены требуют колоссальных инве-

Но если и дальше на фоне 10%-ной рентабельности производства качественного бензина соответствующий показатель по мазуту будет составлять 30%, светлые нефтепродукты так и останутся побочным продуктом производства мазута. Какими бы современными ни были новые производства.

Модернизация на марше

С середины прошлого десятилетия нефтяники вплотную занялись модернизацией перерабатывающих мощностей. Она ориентирована не столько на рост объемов, сколько на опережающее развитие технологических комплексов по углублению переработки нефти и снижению удельного потребления нефти на единицу целевых продуктов (каталитический крекинг, гидрокрекинг, коксование остатков, висбрекинг, производство битумов и другие).

Большое внимание уделяется внедрению современных технологий по каталитическому риформингу бензинов, гидроочистке дизельных топлив и топлив для реактивных двигателей, изомеризации и алкилированию.

Крупнейшим объектом модернизации стал «Киришинефтеоргсинтез», на базе которого создаются новые комплексы по глу-

бокой переработке нефти. В конце 2010 года здесь планируется запустить установку глубокой переработки нефти на базе гидрокрекинга мазута. Это стратегически важный проект компании «Сургутнефтегаз». С пуском этого комплекса глубина переработки нефти достигнет 75%. Доля светлых нефтепродуктов в целом по предприятию вырастет с 49% до 70%.

После завершения строительства гидрокрекинга будет реализован проект каталитического крекинга. Одновременно рассматривается возможность строительства второй очереди комплекса глубокой переработки нефти с широким внедрением процессов нефтехимии. В результате к 2011 году глубина переработки нефти достигнет 92–95%.

Масштабная реконструкция проводится на Туапсинском НПЗ — старейшем предприятии «Роснефти», построенном еще в 1929 году. Реконструкция направлена на увеличение мощности предприятия с 5,2 до 12 млн тонн и увеличение глубины переработки с 56% до 95%.

На Комсомольском НПЗ «Роснефть» продолжает реализацию комплексной программы реконструкции и модернизации, которую планируется завершить в 2013 году. В результате будет получен прирост мощности с 7,1 до 8 млн тонн, а глубина переработки вырастет с 60% до 95%.

Очень активно занимается модернизацией своих НПЗ ЛУКОЙЛ. За период с 2004-го по 2008 год объем ежегодных капиталовложений в этот сегмент вырос у компании в 2,5 раза и достиг к концу периода \$1,02 млрд. Всего за пять лет в развитие нефтепереработки вложено \$3,38 млрд.

С 2007 года масштабную реконструкцию Хабаровского НПЗ проводит НК «Альянс». В результате реализации проекта стоимостью \$1 млрд произойдет увеличение глубины переработки нефти с 63% до 92% и увеличение выхода светлых нефтепродуктов с 56% до 72%, а объем переработки вырастет до 4,5 млн тонн нефти в год (в 2009 году — 3 млн тонн).

Собственно, сегодня практически все НПЗ имеют программы

Сегодня практически все НПЗ имеют программы модернизации и довольно последовательно их реализуют

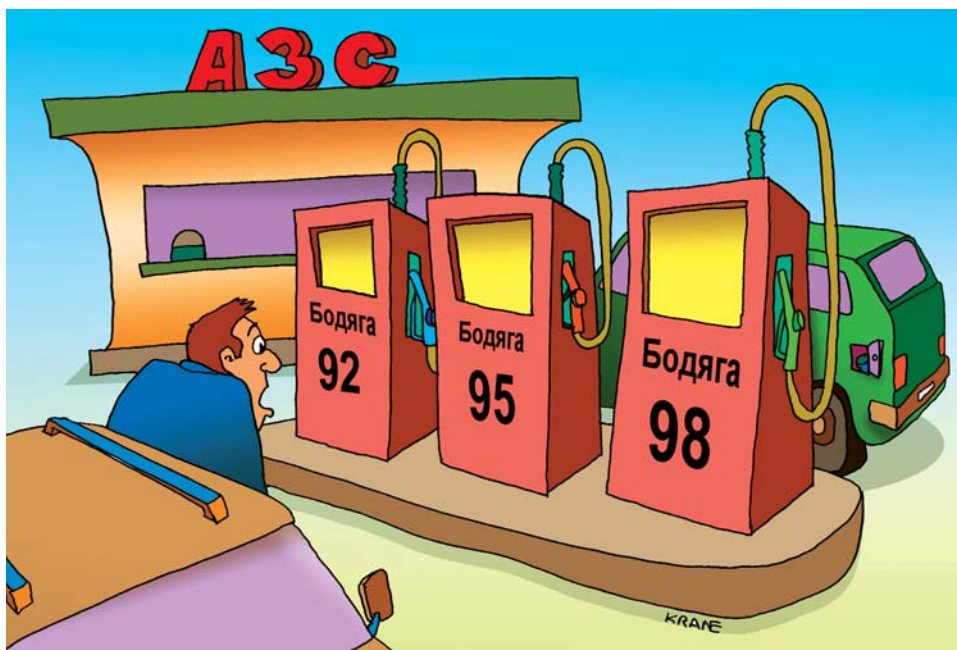
стиционных затрат, целесообразность и окупаемость которых сейчас не очевидна — кризис существенно изменил оценки перспектив развития, как внутреннего, так и внешних топливных рынков.

В то же время не факт, что правительство твердо решило уравнивать даже с 2012 года экспортные

«Роснефть» планировала построить новый НПЗ в конечной точке ВСТО.

Радужные планы фактически завершились крахом, телега оказалась впереди лошади

пошлины на светлые и темные нефтепродукты. Показательна реплика В.Путина на соответствующее предложение главы Минэнерго, высказанное на совещании в Киришах: «Мы поднимем на темные, а девать мы куда их будем? Мы их здесь не затарим»?



модернизации и довольно последовательно их реализуют. Что касается новых крупных заводов, то сейчас можно говорить о единственном успешном проекте.

На октябрь 2010 года запланирован ввод в эксплуатацию установки первичной переработки нефти мощностью 7 млн тонн и ряда других производственных объектов первой очереди строящегося в Нижнекамске комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов «ТА-НЕКО». В дальнейшем производственная мощность будет удвоена. Капитальные вложения в проект в ценах 2008 года оцениваются в 222,7 млрд рублей.

«Роснефть» планировала построить новый НПЗ мощностью 20 млн тонн в конечной точке нефтепровода ВСТО с глубиной не ниже 95%. Предполагалось, что основной приоритет будет отдан производству наиболее востребованной продукции нефтепереработки и нефтехимии (дизельное топливо, авиатопливо, полипропилен, параксилон). Основными рынками сбыта продукции рассматривались страны АТР, чему способствовала близость основных морских маршрутов и портов отгрузки.

Радужные планы фактически завершились крахом, «Роснефть» отозвала с проекта практически всю технику и все людские ресурсы: оказалось, что рынки, готовые к приему нашей нефти, совсем не готовы потреблять нашу продукцию высоких и высших переделов.

Одновременно это означает и крах той маркетинговой политики, если она вообще существует, к которой Россия все чаще прибегает: сначала строить, потом считать. Прямой наскок на АТР-рынки закончился неудачей лишь потому, что никто не удосужился их оценить и вариантно построить маркетинговые схемы реализации. Куда проще было бы решать такие проблемы при непосредственном участии основных зарубежных игроков этих рынков.

Больше того, сегодня правительство не готово поощрять новое строительство. В декабре 2009 года В.Путин высказал сомнения в целесообразности по-

явления новых НПЗ: «Строить и создавать нужно то, что выгодно. Как это ни покажется парадоксальным, сегодня продавать сырую нефть экономически выгоднее, чем нефтепродукты... Безусловно, с точки зрения стратегии нужно создавать НПЗ на нашей территории, иметь их, здесь перерабатывать и нефтепродукты продавать. Но эта стратегия сегодня отчасти вступает в противоречие с экономической логикой».

Такое высказывание дает повод усомниться в твердости намерений правительства избавлять экономику страны от сырьевой зависимости. Как минимум, это означает, что на активную помощь государства в проведении модернизации нефтяникам рассчитывать не стоит. А без этого вложения в глубокую модернизацию окупить будет непросто.

Объемы на вырост

Поставки нефти на российские НПЗ последовательно росли в течение всего минувшего десятилетия. Исключением стал 2004 год, когда они сократились на 3,7% к предыдущему году. Это связано, прежде всего, с расширением трубопроводной инфраструктуры экспорта (до этого времени значительные объемы нефти ВИНК направляли на свои НПЗ не с целью переработки, а для перелива с использованием заводских терминалов в железнодорожные цистерны для последующего экспорта).

Кстати, возобновившийся после 2004 года рост поставок сырья на НПЗ уже не был таким агрессивным. Если в 2002 году объем поставок увеличился на

9,5%, а годом позже — еще на 7%, то среднегодовой прирост второй половины «нулевых» лет составлял всего 2,6%.

На активную помощь государства в проведении модернизации нефтяникам рассчитывать не стоит. А без этого инвестиции окупить будет непросто

При этом в первой половине десятилетия НПЗ ежегодно получали нефти на 7–13% больше, чем перерабатывали (в среднем, на 10,8%). А в течение последней пятилетки, в среднем, — на 0,4% меньше (в 2007 и 2008 годах — на

Поставки нефти на российские НПЗ последовательно росли в течение всего минувшего десятилетия. Столь же последовательно замедлялись темпы роста

1,5% меньше; в кризисном 2009 году — на 0,8% больше).

Смена тренда объясняется как отказом ВИНК от использования терминалов НПЗ в качестве перевалочных пунктов, так и оптимизацией объемов запасов.

В прошлом году на российских НПЗ было переработано 235,6 млн тонн нефти. За 2000-е годы объемы выросли в 1,5 раза

В целом за 2000-е годы поставки сырья на НПЗ выросли в 1,3 раза, с 176,2 млн тонн в 2000 году до 237,47 млн тонн в 2009-м (см. «Динамика поставок и первичной переработки нефти на НПЗ России»).

Динамика поставок и первичной переработки нефти на НПЗ России



Поставки нефти на НПЗ России, млн тонн

	2009 г.	2008 г.	2002 г.	2009/2008	2009/2002
Роснефть	49,68	49,34	8,29	100,7%	в 6 раз
ЛУКОЙЛ	44,18	44,07	34,79	100,2%	127,0%
Сургутнефтегаз	20,32	20,76	18,25	97,9%	111,3%
ТНК-ВР (ТНК+СИДАНКО)	20,14	21,61	21,75	93,2%	92,6%
Газпром нефть (Сибнефть)	18,39	18,42	14,07	99,8%	130,7%
Славнефть	13,65	13,50	12,74	101,1%	107,1%
РуссНефть	5,07	4,94		102,6%	
ЮКОС			40,34		
Другие	66,04	59,30	52,87	111,4%	124,9%
Всего	237,47	231,94	203,10	102,4%	116,9%

Объемы переработки нефти уверенно росли в течение всего периода, за исключением кризисного 2009 года, когда количество переработанного сырья практически не изменилось. Показатели прироста за первую и вторую по-

дующие два года. 2009 год с его нулевой динамикой, в принципе, продолжил этот ряд. Однако нужно учитывать, что речь идет об адаптации к работе в условиях кризиса.

В прошлом году на российских НПЗ было переработано 235,6 млн тонн нефти по сравнению с 158 млн тонн в 2000 годом. За этот период объемы переработки нефти выросли в 1,5 раза.

По предприятиям динамика поставок нефти на НПЗ существенно отличается. За последние семь лет «Газпром нефть» увеличила поставки сырья на Омский НПЗ более чем на 30%. На заводы ЛУКОЙЛа нефти сейчас поступает на 27% больше, чем в 2002 году. В то же время поставки на «Киришинефтеоргсинтез» выросли на 11,3% (см. «Поставки нефти на НПЗ России»).

Крупнейшими производителями нефтепродуктов сейчас являются «Роснефть» и ЛУКОЙЛ. Вместе они обеспечивают почти 40% отечественной нефтепереработки

ловину десятилетия изменились незначительно: 22,9% за 2000–2004 годы и 21,3% за последнюю пятилетку.

Впрочем, что касается второй половины 2000-х, то можно говорить о плавном затухании темпов роста: с 6,4% в 2005 году и 5,9% в 2006 году до 4,0% и 3,5% в сле-

Остается добавить, что фактические объемы переработки нефти значительно превосходили контрольные цифры, зафиксированные в ЭС-2020. Предпоследняя редакция Энергостратегии РФ ориентировала на увеличение объемов переработки до 200–210 млн тонн в 2010 году и до 210–215 млн тонн в 2020-м.

ЭС-2030 предусматривает сохранение тренда на увеличение физических объемов переработанного сырья. Предполагается, что к 2020 году они вырастут на 5–10% к уровню 2009 года (до 249–260 млн тонн), а за следующее десятилетие — на 16–31% к нынешним объемам (до 275–311 млн тонн). Имеющиеся производственные мощности задействованы практически полностью. Поэтому прирост имеется в виду обеспечить за счет ввода в эксплуатацию новых заводов в Татарстане и Приморском крае, а также модернизации и расширения действующих производств.

Так, строящийся в Нижнекамске комплекс должен увеличить мощности переработки на 7 млн тонн, существующий пока только в перспективных планах Приморский НПЗ — на 20 млн тонн, а реконструкция Туапсинского НПЗ и «Киришинефтеоргсинтеза» — на 7 и 12 млн тонн соответственно.

Относительно 2001 года объемы переработки сырья больше всего выросли на российских заводах ЛУКОЙЛа — в 1,5 раза. Конечно, не считая «Роснефти», где объемы выросли в 6,4 раза — главным образом, за счет приобретения новых активов (см. «Первичная переработка нефти на предприятиях России»).

Активно расширяли производство «Газпром нефть» (+39%), Нижнекамский НПЗ (+36,4%) и «Сургутнефтегаз» (+17,4%). Из крупных производств объемы переработки за этот период сократили только «Салаватнефтеоргсинтез» (–5,4%) и заводы «Газпрома» (–13,8%).

Крупнейшими производителями нефтепродуктов сейчас являются «Роснефть» и ЛУКОЙЛ. Вместе они обеспечивают почти 40% отечественной нефтепереработки. Три следующие по объемам переработки ВИНК («Сургут-

Первичная переработка нефти на предприятиях России, млн тонн

Предприятия	2009 г.	2008 г.	2005 г.	2001 г.	2009/2008	2009/2005	2009/2001
Роснефть	49,57	49,08	10,46	7,76	101,0%	473,9%	638,8%
ЛУКОЙЛ	44,25	43,95	36,99	29,46	100,7%	119,6%	150,2%
Сургутнефтегаз	20,35	20,48	18,28	16,24	99,4%	111,3%	125,3%
ТНК-ВР (ТНК + СИДАНКО)	20,12	21,47	23,07	19,70	93,7%	87,2%	102,1%
Газпром нефть (Сибнефть)	18,43	18,37	14,50	13,26	100,3%	127,1%	139,0%
Славнефть	13,63	13,48	12,79	11,61	101,1%	106,6%	117,4%
РуссНефть	5,09	4,94			103,0%		
Газпром	4,63	5,02	5,51	5,37	92,2%	84,0%	86,2%
ЮКОС			32,20	28,74			
Башнефтехим	20,75	20,36	19,14	20,30	101,9%	108,4%	102,2%
Московский НПЗ	9,99	9,78	9,35	9,77	102,1%	106,8%	102,3%
Нижнекамский НПЗ (ТАИФ)	8,05	7,68	6,61	5,90	104,8%	121,8%	136,4%
Салаватнефтеоргсинтез	5,64	6,39	7,12	5,96	88,3%	79,2%	94,6%
Хабаровский НПЗ (группа Альянс)	2,97	3,32	3,06	2,50	89,5%	97,1%	118,8%
Мини-НПЗ	6,54	6,28	4,08	н/д	104,1%	160,3%	
Другие	5,54	5,06	3,47	2,42	109,5%	159,7%	228,9%
Всего	235,55	235,66	206,63	178,98	100,0%	114,0%	131,6%

нефтегаз», ТНК-ВР и «Газпром нефть») — 25%. По сравнению с 2001 годом лишь три крупных производителя («Роснефть», ЛУК-Ойл и «Газпром нефть») увеличили свои доли в общероссийских объемах производства. Доли Нижнекамского и Хабаровского НПЗ остались стабильными. Доли других производителей снизились (см. «Доли компаний в первичной переработке нефти на предприятиях РФ»).

Неглубокая переработка

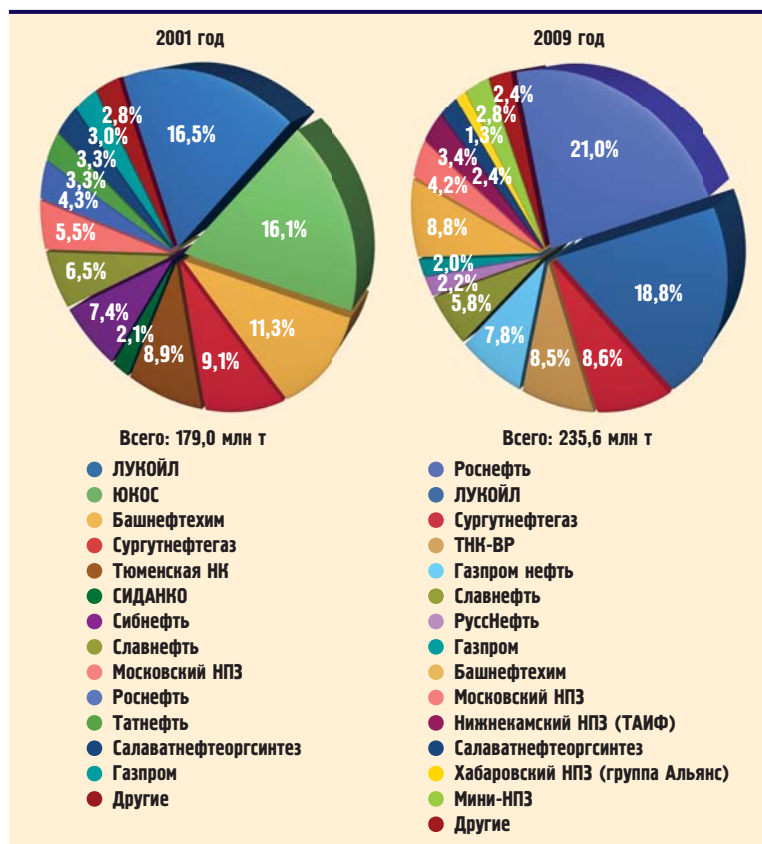
Одной из главных проблем отечественных НПЗ является низкая глубина переработки сырья. «Нулевые» годы мало что изменили. Единственным годом, когда прогресс был замечен невооруженным глазом, стал 2000-й: глубина переработки была улучшена на 5%, или на 3,4 п.п. (с 67,4% до 70,8%). За все последующие годы глубина переработки выросла всего на 1,3% (на 0,9 п.п.).

При этом динамика не характеризуется каким-либо внятным трендом: в течение всего периода уровень глубины переработки колебался вокруг среднего значения 71,2% (см. «Глубина переработки нефти в России»).

В 2009 году глубина переработки нефти снизилась с 72,1% до 71,7%. Это результат недостаточного использования углубляющих схем переработки мазута, резюмирует Минэкономразвития. То есть, обозначена еще одна грань проблемы: мало того, что возможности глубокой переработки ограничены неразвитостью производственной цепочки, так еще и имеющиеся возможности не используются в полной мере. Не выгодно.

ЭС-2020 предусматривала увеличение глубины переработки нефти до 75% к 2010 году. Это задание провалено. Сколь-либо значимого прогресса на важнейшем направлении развития нефтеперерабатывающей отрасли не произошло. Этот сегмент в течение прошлого десятилетия развивался преимущественно экстенсивно — в большей степени за счет увеличения нагрузки на имеющиеся производственные мощности, чем

Доли компаний в первичной переработке нефти на предприятиях РФ



благодаря росту эффективности использования сырья.

Несмотря на этот провал, ЭС-2030 продолжает настаивать на том, что к 2020 году глубина переработки вырастет до 83% (80–85% по ЭС-2020). Ожидается, что в течение следующего десятилетия глубина переработки вырастет до 89–90%.

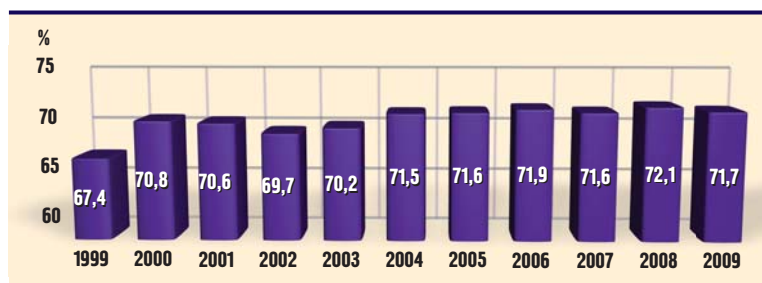
Конечно, радикальное улучшение глубины переработки — цель благородная. Однако, для того чтобы ежегодно улучшать этот показатель на 1 п.п., нужны серьезные усилия — и со стороны государства, и со стороны бизнеса.

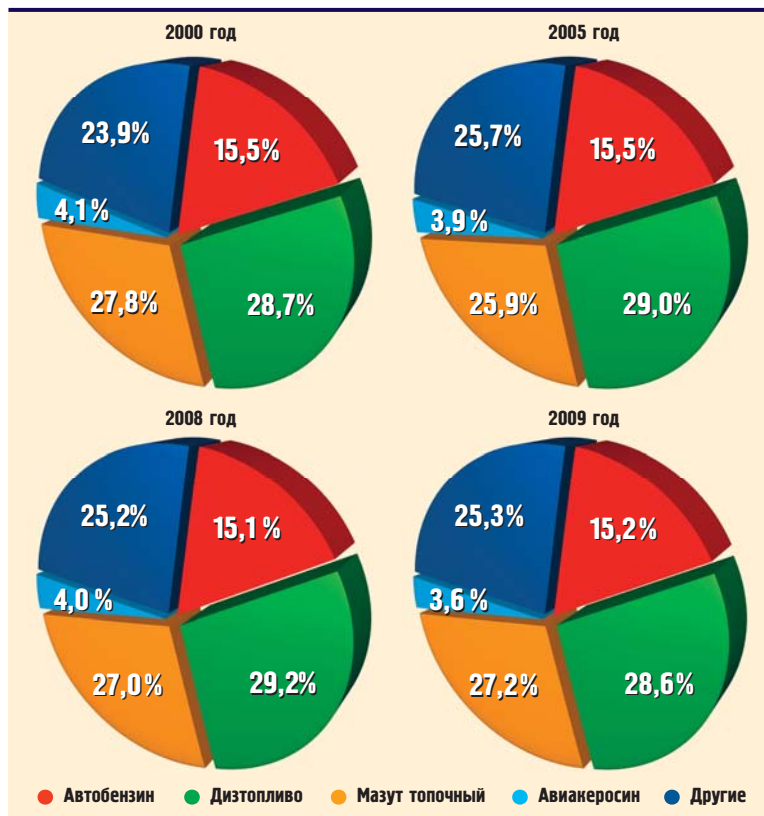
Минувшее десятилетие показало, что благих пожеланий и призывов работать лучше недостаточно для большого рывка.

Одной из главных проблем отечественных НПЗ остается низкая глубина переработки сырья. Ее уровень колеблется вокруг среднего значения 71,2%

Естественно, масштабная модернизация, проводимая сейчас на большинстве НПЗ, должна дать определенный результат. Но трудно поверить, что практически

Глубина переработки нефти в России





на всех заводах будет обеспечен столь значительный прогресс (а за счет одних только передовых предприятий на 90%-ный уровень в целом по отрасли выйти невозможно, да еще и продолжая наращивать объемы).

ЭС-2030 недостает честного анализа причин провала в прошлом десятилетии. Только ли техническое отставание от графика

всего, невысокая эффективность инвестиций в глубокую переработку, нестабильность налогового режима и в разы большая доходность вложений в расширение объемов первичной перегонки по сравнению с капитальными затратами на организацию вторичных процессов.

Это проблемы государственного регулирования. Нефтяники говорят о них не первый год. Но реальных подвижек не происходит. Соответственно, и рассчитывать на кардинальное улучшение глубины переработки в общепромышленном масштабе пока нет оснований. Все-таки рост объемных показателей обеспечить значительно дешевле и проще, чем осуществить качественные преобразования.

Между тем, вопреки оптимистичным прогнозам ЭС-2030 в отношении увеличения глубины переработки нефти, Минэкономразвития ждет в условиях продолжающегося мирового кризиса снижения темпов роста инвестиций в сектор нефтепереработки и, как следствие, переноса сро-

ков ввода объектов реконструкции НПЗ. На среднесрочную перспективу не прогнозируется интенсивный ввод новых мощностей по углублению переработки нефти и увеличение загрузки действующих. При этом, по оценкам министерства, в 2012 году может произойти увеличение глубины переработки до 73,2%.

Визитной карточкой страны с точки зрения переработки, опять же вопреки Энергостратегии, является ежегодный рост производства мазута.

Нефтепродукты: застывшие пропорции

Еще одним неприятным итогом минувшего десятилетия стало отсутствие сколь-либо существенных перемен в структуре выпускаемой продукции. Пропорции 2009 года практически те же, что и в 2005-м, и в 2000 году (см. «Структура продукции НПЗ России»).

За целое десятилетие доля автотоплива изменилась всего на 0,3 п.п., дизтоплива — на 0,1 п.п., мазута — на 0,6 п.п., керосина — на 0,5 п.п.

Причем, во всех случаях — в сторону снижения. Правда, расширился ассортимент продукции: с 23,9% до 25,3% выросла доля «неосновных» ее видов. И еще в целом по отрасли произошло улучшение качественных характеристик нефтепродуктов: бензина и дизельного топлива.

Минэкономразвития признает, что доля мазута и дизельного топлива чрезмерна. Предложение этих видов топлива значительно превышает потребности внутреннего рынка. Однако существующие производственные мощности не дают свободы маневра: увеличение производства бензина на одну тонну означает, что выпуск мазута вырастет на 1,7–1,9 тонны. Без модернизации сломать этот порочный круг невозможно.

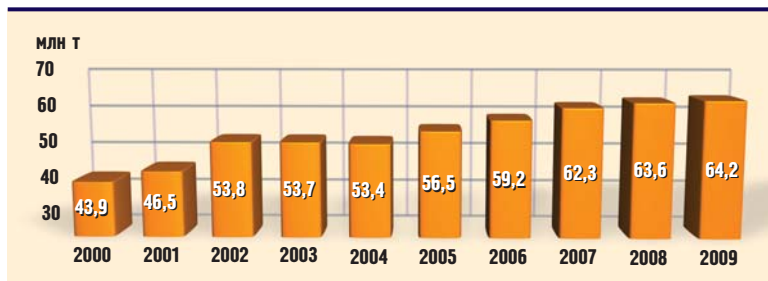
ЭС-2020 ставила задачу сократить к 2010 году производство мазута до 45 млн тонн. На практике за последнее десятилетие объемы выросли на 46%: в 2009 году его было выпущено 64,15 млн тонн. В 2002 году производство мазута выросло на 15,5%, за следующие семь лет — еще на

Мало того, что возможности глубокой переработки ограничены неразвитостью производственной цепочки, так еще и имеющийся потенциал не используется в полной мере. Не выгодно

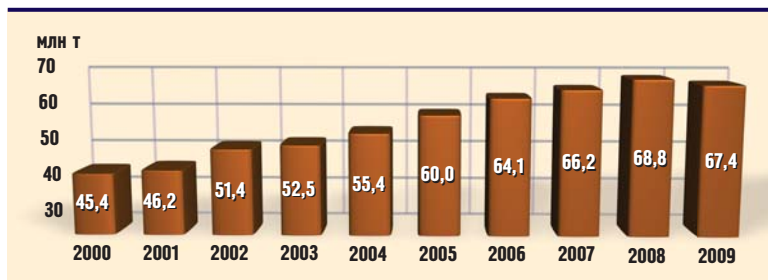
модернизации НПЗ привело к ступору с улучшением глубины переработки? Конечно, нет.

На совещании по вопросам развития энергетики, которое президент Д.Медведев провел в феврале 2010 года в Омске, был назван широкий спектр проблем правового регулирования, существование которых тормозит процесс модернизации. Это, прежде

Производство мазута топочного на НПЗ России



Производство дизельного топлива на НПЗ России



19% (см. «Производство мазута топочного на НПЗ России»).

На 48% увеличилось производство дизельного топлива. Начиная с 2004 года дизтопливо окончательно потеснило по объемам выпуска мазут и стало самым массовым продуктом отечественных НПЗ.

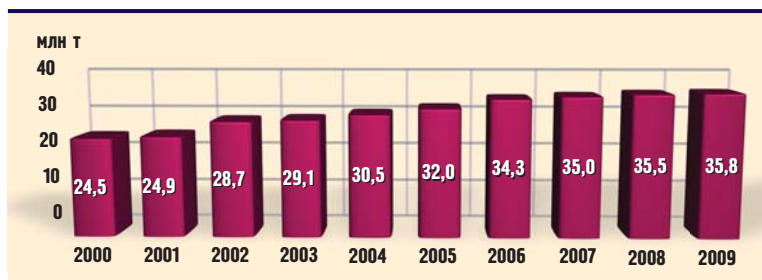
Причем, разрыв увеличивается: в 2004 году дизтоплива было выпущено на 3,8% больше, чем мазута, а в 2008-м — уже на 8,2%. Правда, кризисный 2009 год сократил разрыв до 5%: производство мазута выросло на 0,9%, а выпуск дизтоплива уменьшился на 2,1%. Но в целом производство дизельного топлива за 10 лет выросло несколько больше, чем любого другого вида топлива из основной номенклатуры НПЗ: с 45,4 до 67,4 млн тонн (см. «Производство дизельного топлива на НПЗ России»).

Производство автомобильного бензина увеличилось за «нулевые» годы на 46,3%: с 24,45 до 35,78 млн тонн. Рост стабильный. Правда, после 2006 года динамика затухает: с 7,4% до 1,6% в 2008 году и 0,7% в 2009-м. Но это, в принципе, синхронизировано с динамикой переработки в целом (см. «Производство автомобильного бензина на НПЗ России»).

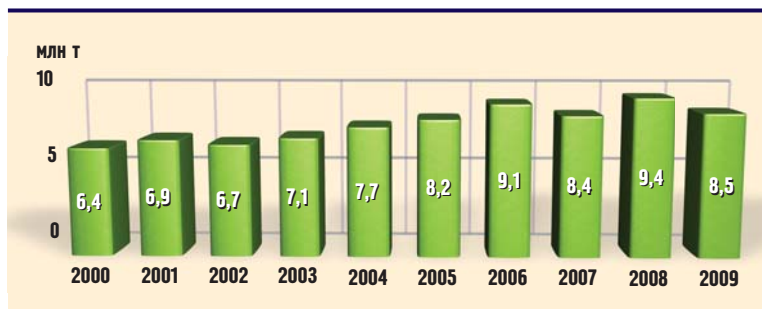
Выпуск авиакеросина в 2009 году сократился на 9,4%, с 9,42 до

8,53 млн тонн. Это одна из основных, но не единственная причина относительно низкой динамики роста за весь рассматриваемый период. Стабильный рост производства наблюдался только с 2003-го по 2006 год. В остальное время объемы то падали, то росли (см. «Производство авиационного керосина на НПЗ России»).

Производство автомобильного бензина на НПЗ России



Производство авиационного керосина на НПЗ России



ЭС-2030 ориентирует на снижение объемов производства мазута до 40–42 млн тонн к 2020 году и до 25,29 млн тонн в 2030 году. То есть, как минимум, на треть за ближайшие 10 лет.

Активнее всего предлагается развивать производство автомобильного бензина: на 28–31% к 2020 году и до 55–57 млн тонн в течение следующего десятилетия. Выпуск дизельного топлива должен вырасти на треть к 2030 году, до 106–111 млн тонн.

Ожидаемые ЭС-2030 пропорции должны измениться следующим образом: 18% бензина, 32% дизтоплива и 16% мазута. Еще через 10 лет доля мазута в составе продукции НПЗ должна сократиться до 9,5%, а дизтоплива — до 29,5%. При этом доля автомобильного бензина увеличится на десять доли процента.

По сути, речь идет о революционных преобразованиях. Особенно в части радикального сокращения доли мазута. Но если даже тотальная технологическая модернизация на НПЗ сформирует условия для таких преобразований, не факт, что этот потенциал будет востребован и использован. Многое будет зависеть от состояния внутреннего топливного рынка и условий экспорта. 



БЕНЗИНОВАЯ НУМЕРОЛОГИЯ, ИЛИ ЧЕМ ПОВЫШАЕТСЯ ОКТАНОВОЕ ЧИСЛО?

Объективно, тенденция такова, что Россия вынуждена перенимать европейский опыт. Нашей стране придется внедрять у себя стандарты Евро-3, Евро-4 и Евро-5. А для этого нам необходимо как улучшать качество прямогонного бензина, широко используя методы вторичной переработки, так и применять высококачественные наименее вредные и для окружающей среды, и для двигателей современных автомобилей антидетонаторы. МТБЭ, пожалуй, в обозримой перспективе останется наиболее подходящей добавкой — как с точки зрения экологии, так и с позиции эффективности и повышения качества моторного топлива.

XX век стал веком бурного развития автомобилестроения, потребовавшего появления новых видов моторного топлива — более качественных, экологичных, с большим октановым числом. Строение двигателей невероятно усложнилось, в разы увеличились динамические характеристики автомобилей. Не удивительно, что в производстве бензина стали применяться компоненты, включаемые в авиационное топливо.

Сегодня западные страны пошли по пути увеличения октанового числа (ОЧ) методами вторичной переработки прямогонно-

го бензина (каталитический риформинг, крекинг и т.д.). Применение таких бензинов, считается, наносит меньше вреда природной среде, однако их производство требует огромных затрат труда и ресурсов. В России подавляющее большинство нефтеперерабатывающих заводов способны получать бензин методом прямой перегонки нефти с октановым числом до 76 единиц. Дальнейшее повышение ОЧ достигается использованием антидетонационных присадок (антидетонаторов).

С 1920-х годов (в нашей стране с 1930-х) и вплоть до конца 1990-х самым распространенным и де-

шевым методом повышения детонационной стойкости бензинов было добавление алкилсвинцовых присадок — тетраэтил- или тетраметилсвинца. Экологический вред от этих антидетонаторов был огромен, как и ущерб, наносимый автомобильным двигателям. Поэтому от данных присадок пришлось отказаться. В России использование моторного топлива с тетраметилсвинцом было законодательно запрещено в 2003 году.

В результате, нефтеперерабатывающие заводы стали применять другие виды присадок, не все из которых являются на сегодняшний день безопасными —



как для окружающей среды, так и для автомобильных двигателей.

В настоящий момент основной ассортимент добавок и присадок, используемых на нефтеперерабатывающих заводах и нефтяных базах, представлен четырьмя группами антидетонаторов. Первая — на основе N-метиланилина, включающая монометиланилин (ММА), который применяется как для производства бензинов, так и для изготовления многофункциональной композиции присадок.

Вторая — металлоорганические производные железа и марганца. Однако их применение сильно ограничено, поскольку они образуют отложения и нагары на свечах в камере сгорания автомобильного двигателя.

Третья — спирты, имеющие ряд достоинств, таких как высокие октановые числа, особенно в зоне «октановой ямы», менее токсичный выхлоп. Однако их достоинства перекрываются рядом серьезных недостатков: они обла-

дают ограниченной растворимостью в бензине и гигроскопичностью, меньшей теплотой сгорания, повышенной коррозионной агрессивностью.

Четвертая — это эфиры спиртов. К ним относятся МТБЭ, ТАМЭ, ЭТБЭ, ДИПЭ, смеси эфиров — продуктов реакции метанола/этанола с олефинсодержащими газами нефтепереработки. Метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ) — самая распространенная в России добавка к бензинам из этой группы. Она сочетает достоинства спиртов с хорошей растворимостью в бензине и лучшей совместимостью с герметиками, хотя и имеет не самую высокую теплоту сгорания.

Какие антидетонаторы наиболее эффективны и наименее вредоносны? Простой ответ на этот вопрос найти сложно. Как и сложно найти независимые, объективные исследования на данную тему, содержащие результаты серьезных испытаний. Тем не менее, мы имеем многолетний опыт использования всех перечисленных антидетонаторов, на основе которого можно судить о большинстве плюсов и минусов.

Так, недостатки металлоорганических производных железа и марганца, а также спиртов слишком очевидны (перечислены выше), поэтому они вытесняются с рынка другими, более экологичными, безопасными и экономически выгодными антидетонаторами. Многие страны вообще отказались от их использования.

Сегодня на российском рынке активно продвигается антидетонатор на основе N-метиланилина — монометиланилин (ММА), который производители позиционируют как «новую высокоэффективную многофункциональную присадку к автобензинам». По поводу новизны данного компонента маркетинговые специалисты, мягко говоря, лукавят. Вплоть до 1950-х годов в СССР монометиланилин добавлялся в авиационное топливо (в объеме 4%). В 1960-х ММА стал рассматриваться как присадка к автомобильным бензинам.

Исследователи (в частности, специалисты «ВНИИ НП») рекомендуют добавлять монометиланилин в бензин в концентрации,

не превышающей 1,3%. Добавление в низкосортный бензин ММА в больших объемах (к чему прибегают производители суррогатного топлива) приводит к смолообразованию на деталях двигателя и топливной аппаратуры, и, как следствие, к износу деталей двигателя. Кроме того, даже использование ММА в рекомендованной концентрации не спасает камеру сгорания двигателя от образования нагара, часть которого выбрасывается в атмосферу.

Поэтому, по сравнению с азотсодержащей присадкой ММА, более безопасной для окружающей среды и конструкции двигателя выглядит кислородсодержащая добавка метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ). МТБЭ хорошо растворяется в бензине, имеет равную с ним топливную характеристику, а наличие в этой добавке кислорода заметно улучшает процесс сгорания с низким содержанием вредных продуктов в выхлопе.

Технология производства МТБЭ очень проста. Она состоит из одной стадии присоединения метилового спирта к изобутилену (2-метилпропену). Отсюда и существенная дешевизна добавки. Однако концентрация метил-трет-бутилового эфира в топливе требуется большая (до 15%). Поэтому с финансовой точки зрения для производителей бензина, пытающихся сэкономить на выпуске автомобильного топлива, использование ММА выглядит немного предпочтительнее. Но стоит ли экономить на экологии и качестве бензина?

Метил-трет-бутиловый эфир сегодня является самой распространенной добавкой, используемой для повышения октанового числа в бензинах. Некоторые производители включают ММА в технологический процесс, не отказываясь при этом от МТБЭ. Специалисты химии рекомендуют использовать данные компоненты в объеме 1% ММА и 10% МТБЭ, тем самым наиболее полно используя преимущества обоих антидетонаторов, так называемый эффект синергии.

Крупнейшими потребителями МТБЭ, использующими добавку на своих НПЗ, являются компании ТНК-ВР, ЛУКОЙЛ, «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Газпром», «Татнефть». ■

8-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

В РАМКАХ ВЫСТАВКИ
«НЕФТЕГАЗ 2010»

МОСКВА
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

22 - 24 июня
2010

www.mioge.ru
www.mioge.com



RPGC



ОРГАНИЗАТОРЫ



ITE LLC Moscow

Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585

Факс: +7 (495) 935 7351

oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group Plc

Тел.: +44 (0) 207 596 5000

Факс: +44 (0) 207 596 5111

oilgas@ite-exhibitions.com

ЭКСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Делая громкие заявления о необходимости преодолевать сырьевую зависимость, руководители государства уделяют большое внимание поддержанию и развитию экспортного потенциала нефтяной отрасли. И это понятно. Экспорт нефти и нефтепродуктов приносит России до 49% (в 2008 году) валютной выручки. Нефтедоллары остаются основой доходной базы федерального бюджета. Да и нефтяные компании получают основные доходы именно от экспорта.

Ориентированная на экспорт транспортная инфраструктура отрасли развивается опережающими темпами. Проблема дефицита экспортных нефтепроводов и терминалов благополучно решена. Серьезно ослаблена транзитная зависимость. Расширена география экспортных маршрутов. Большого и не нужно — возможности экспорта ограничены. Однако правительство продолжает инициировать строительство новых магистралей, рассчитывая в будущем принять обильные транзитные потоки (что маловероятно).

В структуре отраслевого экспорта доминирует нефть. А из нефтепродуктов — мазут. По сути, это тот же сырьевой экспорт — только в другой обертке.

Не получается пока уйти от сырьевой зависимости на практике. Да и не похоже, что в этом кто-то серьезно заинтересован.

Мировой рынок нефти оказывал российским экспортерам углеводородного сырья мощную поддержку практически в течение всего десятилетия. Нефть неуклонно дорожала с 2002-го вплоть до середины 2008 года: в июле цена барреля марки Brent достигла исторического максимума — \$147. А следующие полгода нефть стремительно падала в цене — до \$32 за баррель в декабре.

Понятно, когда нефть дешевле с такой скоростью (в 4,6 раза за полгода), это шокирует. Возникает ощущение конца света. Однако даже столь ураганные перемены не помешали рынку обновить среднегодовой ценовой рекорд. \$97,6 за баррель Brent — это на треть больше, чем во внешне благополучном 2007 году.

Цены. Urals, Rebco и другие

Благоволил мировой рынок российским нефтяникам и в 2009 году. Апокалипсиса не случилось. Более того, в середине марта нефть перешла ценовой рубеж в \$50 за баррель, а после мая уже не опускалась ниже \$60. Год закончился котировкой на уровне \$77,9 за баррель, а среднегодовой результат — \$61,74 за баррель нефти марки Brent — оказался не только приемлемым, но и близким к комфортному уровню \$70–75 за баррель.

Помощь российским нефтяникам пришла извне. В первом по-

лугодии хороший результат дала решительная политика ОПЕК, принявшей решение ограничить поставки нефти на 4,2 млн баррелей в день.

Во второй половине года проявились признаки улучшения макроэкономических показателей ряда стран и восстановления спроса на энергоресурсы. Определенную поддержку мировому рынку нефти оказал Китай, который занялся формированием собственного нефтяного резерва и закупил для этого на рынке более 16 млн тонн нефти.

Конечно, падение цен на нефть было впечатляющим. Но по сравнению с драматичным для экспортеров 1998 годом, когда среднегодовая цена барреля нефти упала до \$12,76, это все же достаточный умеренный вариант.

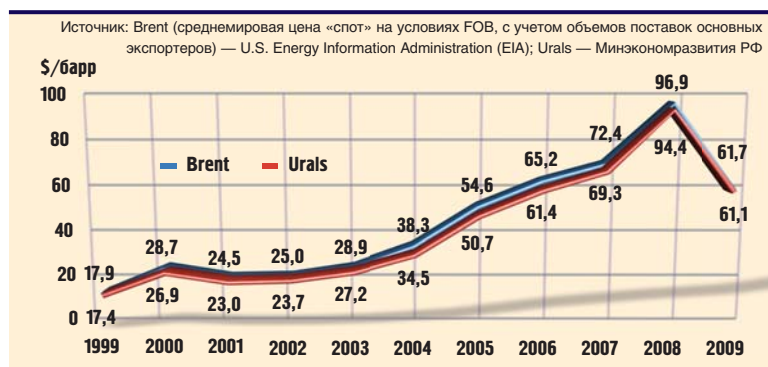
Ситуация по нефти марки Urals, которая является ценовым ориентиром для экспортных про-

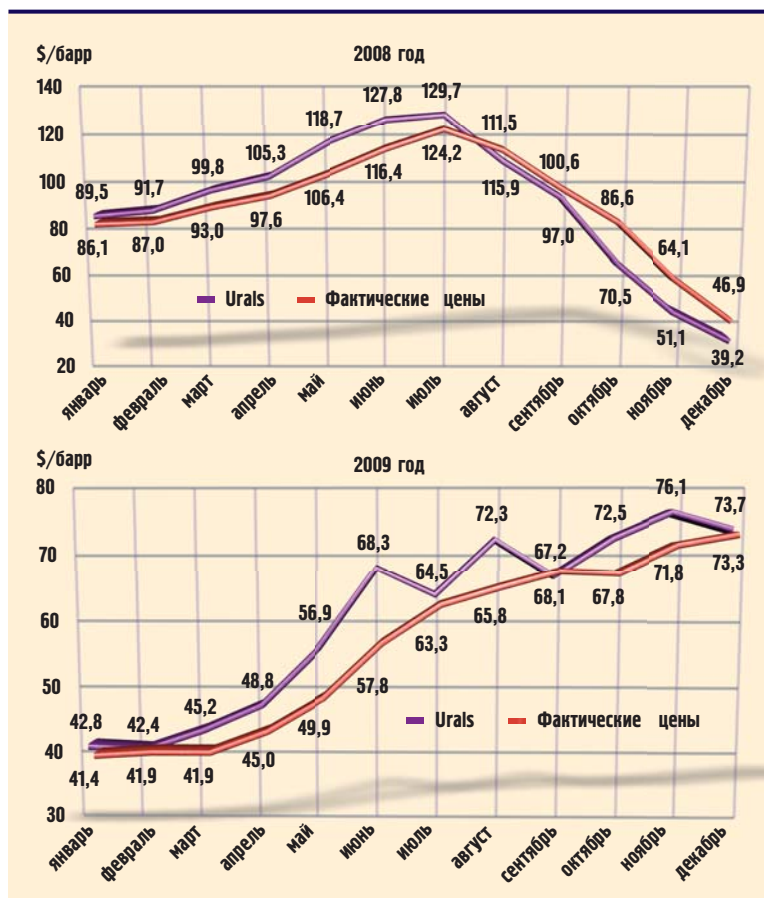
даж российской нефти, развивалась аналогично, что закономерно: цена на Urals определяется путем регулярного опроса трейдеров как производная от текущей стоимости нефти Brent. При этом за 2002–2008 годы среднегодовая цена барреля Urals выросла более чем в четыре раза и достиг-

Парадоксально, но на нефть марки Brent, котировки которой определяют цену на 65% добываемой в мире нефти, в реальности приходится порядка 2% от мировой добычи

ла \$94,4 в 2008 году по сравнению с \$23,0 в 2001-м. По итогам 2009 года средняя цена упала к среднегодовому максимуму десятилетия более чем на треть. Однако и после этого итог «нулевых» годов — рост цен в 3,5 раза (см. «Среднегодовые цены нефти Brent и Urals»).

Среднегодовые цены нефти Brent и Urals





Стоит напомнить, что в отличие от Brent, Urals на биржах не торгуется. Парадоксально, но на нефть марки Brent, котировки которой определяют цену на 65% добываемой в мире нефти, в реальности приходится порядка 2% от мировой добычи, и эта доля продолжает сокращаться. В то же

середине «нулевых» лет этот разрыв существенно увеличился. Так, в 1999 году он составлял всего \$0,5 за баррель, а в 2005-м — уже \$3,9 за баррель. В процентном отношении ценовая разница между двумя сортами нефти колебалась интервале от 1,0% (в 2009 году) до 9,9% (в 2004 году).

В прошлом году дисконт цены Urals к нефти Brent сократился. Эксперты объясняют это расширением географии поставок российской нефти и увеличением доли российской нефти в структуре мирового экспорта.

Между тем, значительно выросшая в середине прошлого века разница в цене Urals и Brent, определяемая не рынком, а расчетным путем, стала одним из главных поводов инициирования Россией появления новой марки нефти Rebco (Russian Export Blend Crude Oil), стоимость которой привязана к конкретным поставкам из Приморска, а качественные характеристики близки к Urals.

По расчетам Минэкономразвития, вывод на биржу сорта Rebco должен ежегодно добавлять к экспортной выручке России по \$3 млрд. Пока этого не случилось.

Российский нефтяной фьючерс Rebco начал торговаться на Нью-Йоркской товарной бирже 23 октября 2006 года, позднее он был перенесен на площадку в Санкт-Петербурге. Однако успехом новая марка не пользуется. Объемы изредка совершаемых сделок незначительны.

Собственно, как сорт нефти Rebco на рынке закрепился. Например, в конце прошлого года польская PKN ORLEN подписала со швейцарской Mercuria Energy Trading SA соглашение на поставку в течение 2010–2012 годов 4,8 млн тонн нефти Rebco по нефтепроводу «Дружба» и, частично, через порт Гданьск. Однако фьючерсы (что было главной задачей) популярностью не пользуются.

Отсутствие мало-мальски значимого результата за 3,5 года продвижения нового маркетингового сорта нефти, не привязанного к цене Brent, не охладило энтузиазма правительства. В ЭС-2030 содействие продвижению Rebco и организации международной торговли этим сортом названо одним из стратегических направлений развития внешнеэкономической активности нефтяного комплекса страны.

Пока же Rebco не сильно отличается от Urals: например, в феврале 2010 года мартовские фьючерсы Rebco предлагались с дисконтом \$0,65 (2,3%) к фьючерсам на нефть марки Brent.

В условиях резко возросшей волатильности на мировых рынках и гипертрофированного влияния на уровень цен спекулятивного фактора (объемы биржевых сделок в разы превышают количество добываемой нефти) не только Россия, но и другие страны-экспортеры нефти стремятся отвязать ценообразование на национальные сорта нефти от биржевых котировок на наиболее популярные марки Brent и WTI.

Саудовская Аравия с января 2010 года продвигает новый индекс — Argus Sour Crude Index (ASCI). На бирже в ОАЭ неплохо раскручен сорт Dubai Crude. Од-

В ЭС-2030 содействие продвижению Rebco названо одним из стратегических направлений развития внешнеэкономической активности нефтяного комплекса страны

время на Urals приходится около 12% мирового экспорта нефти и около 5% мирового потребления, доля российской нефти растет, а цены продолжают устанавливаться суррогатными методами.

В среднем за десятилетний период нефть марки Urals оценивалась ниже марки Brent на \$2,4 за баррель, или на 4,8%. Причем, в

нако потеснить на мировых биржах общепризнанные сорта нефти пока никому так и не удалось.

Rebco является первой, но, вероятно, не последней попыткой российских властей организовать собственный фьючерсный рынок нефти. Предполагается, что и недавно созданный сорт VSTO (для нефти Восточной Сибири, идущей на экспорт по ВСТО) также будет торговаться на бирже в Санкт-Петербурге.

Сейчас в России применяются пять сортов нефти, которые отличаются по качественным характеристикам: Siberian Light (легкая западносибирская), Urals (смесь Siberian Light и высокосернистой нефти Урала и Поволжья), Sokol (смесь нефти, добываемой на российском Дальнем Востоке и в Восточной Сибири), Rebco и VSTO. Содержание серы в нефти марки Sokol — 0,23%, Siberian Light — 0,6%, VSTO — 0,65–0,75%, Urals — 1,5–2%. У Brent, к которой официально привязаны все сорта российской нефти, кроме Rebco, — 0,37%.

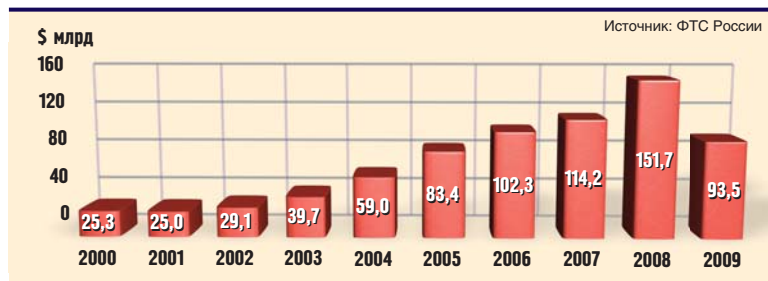
Остается добавить, что цена на Urals является для российского правительства ключевым ориентиром для корректировки ставок налога на добычу, а также экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты. В то же время фактические цены реализации российской нефти отличаются от показателей Urals (см. «Динамика цен Urals и фактических экспортных цен на российскую нефть»).

Можно заметить, что когда цены растут, российская нефть продается со скидкой к Urals, а когда падают — с премией. Так, в октябре 2008 года фактическая экспортная цена российской нефти превышала цену Urals на \$16 за баррель, а в июне 2009 года продавалась со скидкой \$10,5 за баррель.

Такая разница объясняется тем, что, в отличие от биржи, на рынке нефть продается не моментально, а по контрактам, заключаемым заблаговременно. Эта особенность оказала российским нефтяникам существенную поддержку в самые тяжелые кризисные месяцы 2008 года.

Экспорт сырой нефти обеспечил России колоссальный приток

Доходы от экспорта нефти из России



нефтедолларов. За 2000–2008 годы поступления выросли с \$25,27 млрд до \$151,67 млрд — в шесть раз. Выйти на максимум не помешал даже лавинообразный обвал цен во второй половине 2008 года.

Лишь в 2009 году валютная выручка от продаж нефти снизилась до \$93,49 млрд. Это на 38,4% меньше, чем годом ранее. Но это больше, чем в 2005 году. А в целом за «нулевые» в страну пришло более \$723 млрд. В среднем, по \$72,3 млрд в год (см. «Доходы от экспорта нефти из России»).

Что касается перспектив, то, как показали события 2008 года, особой достоверностью прогнозы не отличаются. Тем не менее, стоит отметить, что подавляющее большинство экспертов считает маловероятным падение цен ниже уровня \$60 за баррель.

Минэкономразвития РФ ожидает снижения цен в третьем квартале 2010 года до \$62–63 за баррель Urals. При этом среднегодовая цена прогнозируется на уровне \$65 за баррель в нынешнем году и \$70–71 — в 2011–2012 годах.

Скорректированный в феврале 2010 года прогноз IEA обещает среднюю цену по итогам нынешнего года на уровне \$79,78 за баррель Brent. Агентство полагает, что цена на нефть будет расти до \$85 в первом квартале будущего года. При этом в 2011 году средняя цена составит \$83,5 за баррель.

Предполагается, что основными причинами роста цен на нефть станут восстановление глобальной экономики, стабильные объемы производства в странах ОПЕК и неспособность стран-экспортеров нефти, не входящих в картель, удерживать текущие объемы добычи (последнее, представляется, не относится в России).

Рынки и объемы

Основные экспортные объемы российской нефти идут в дальнее зарубежье. В страны СНГ наша нефть идет в сравнительно небольших объемах: порядка 14–16% вывозимого из РФ жидкого углеводородного сырья. Причем,

Цена на Urals является для правительства ключевым ориентиром для корректировки налогов. Но фактические цены реализации российской нефти отличаются от показателей Urals

доля этих поставок снижается: с 15,9% в 2004 году до 13,9% в 2009-м. За пять лет сократились и физические объемы поставок в ближнее зарубежье: с 40,3 до 34,1 млн тонн, на 15,4% (см. «Структура экспорта российской нефти»).

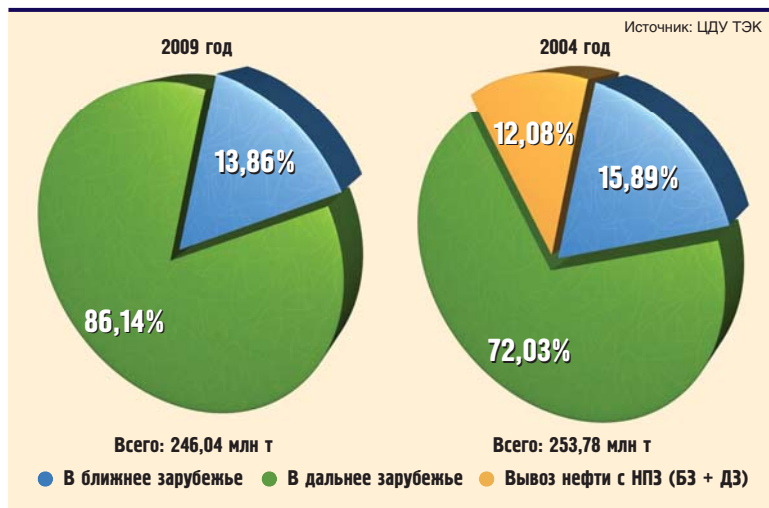
В ближнее зарубежье российские компании отправляют нефть, главным образом, для обеспечения сырьем контролируемых ими

Экспорт сырой нефти обеспечил России колоссальный приток нефтедолларов. За 2000–2008 годы поступления выросли в шесть раз. Выйти на максимум не помешал даже лавинообразный обвал цен

НПЗ. В Белоруссии это Мозырский НПЗ, которым наряду с государством владеет «Славнефть». На Украине — Лисичанский НПЗ, управляемый ТНК-ВР, и Одесский НПЗ (ЛУКОЙЛ).

Ранее значительные объемы нефти «Татнефть» поставляла на частично принадлежавший ей Кременчугский НПЗ (через СП «Укртатнафта»), Однако после того как российскую компанию и

Структура экспорта российской нефти



правительство Татарстана фактически лишили права собственности в результате рейдерского захвата, российские поставки на завод прекратились. Это стало основной причиной сокращения за последние годы объемов поста-

лировали поставки российского сырья по этим направлениям: в ПО «Нафтан», на заводы в Чимкенте и Павлодаре.

Именно таможенные льготы позволяли российским поставщикам (это большинство ВИНК и ряд независимых производителей) продавать нефть и нефтепродукты в государства ЕвразЭС дешевле, чем в дальнее зарубежье. В среднем за 10 лет цена российской нефти для ближнего зарубежья была ниже цены продаж в дальнее зарубежье на 23,4% (см. «Среднегодовые экспортные цены российской нефти»).

События начала 2010 года показали, что таможенные льготы играют колоссальную роль в обеспечении поставок российской нефти в ближнее зарубежье. Как только встал вопрос о применении полноценных ставок экспортных пошлин в отношении Белоруссии и Казахстана, поставки были приостановлены.

События начала 2010 года показали, что таможенные льготы играют колоссальную роль в обеспечении поставок российской нефти в ближнее зарубежье

вок российской нефти на Украину. Так, в 2009 году в Кременчуг планировалось поставить 4,2 млн тонн российской нефти, а на практике — ничего.

Льготный таможенный режим поставок нефти в Белоруссию (до 2010 года ставка экспортной пошлины была почти вдвое ниже базовой) и полное освобождение от экспортной пошлины нефти, направляемой в Казахстан, стиму-

По всей вероятности, значительные объемы поставок нефти на Украину оформляются в режиме не экспорта, а временного вывоза. Это объясняет, почему по данным ЦДУ ТЭК объем поставок российской нефти в ближнее зарубежье значительно отличается от сведений ФТС по экспорту сырья в СНГ (по итогам 2009 года 34,1 и 14,95 млн тонн соответственно).

В целом, суммарный экспорт российской нефти по всем направлениям в интервале 2000–2009 годов вырос более чем в 1,5 раза (со 144,4 млн тонн до 225,9 млн тонн — на 56,4%). Десятилетие не было однородным.

Начало 2000-х годов было отмечено в России ажиотажным ростом экспорта сырой нефти. В среднем, объемы экспорта увеличивались ежегодно на 16% (в самом динамичном 2003 году — на 20,3%). В результате в 2004 году экспортные объемы достигли «пика» — 260,3 млн тонн, превзойдя результат 2000 года в 1,8 раза (см. «Экспорт нефти из России»).

В течение следующих четырех лет экспортные объемы российской нефти сокращались: в 2005 году — на 3%, в 2006-м — на 1,6%, в 2006-м — на 4%. И, наконец, в 2008 году произошло самое значительное уменьшение экспорта сырой нефти — на 7%, до 221,6 млн тонн (это меньше, чем в 2003 году).

В целом за этот период вывоз российской нефти за рубеж сократился почти на 15%. И лишь в кризисном 2009 году российские компании активизировали вывоз добытой нефти за пределы страны — на 1,9%, до 225,9 млн тонн.

В период по 2002 год включительно экспорт нефти в дальнее зарубежье по темпам роста немного отставал от динамики поставки сырья на заводы СНГ. В течение следующих двух лет рост был наиболее внушительным: почти на 22% в 2003 году и на 15,5% в 2004-м. В целом за 2000–2004 годы экспорт в ДЗ увеличился на 72,8%, со 127,5 до 220,3 млн тонн — результат не столь внушительный, как по экспорту в целом.

Последняя пятилетка не была однородной, но преобладала тенденция к свертыванию экспортных поставок в ДЗ. В 2007 и 2009

Среднегодовые экспортные цены российской нефти



годах экспорт рос (на 4,8% и 3,0% соответственно).

Всплески активности были связаны преимущественно с деятельностью операторов СРП, чья продукция полностью ориентирована на экспорт. В 2007 году более чем на 8 млн тонн выросла добыча нефти в рамках проекта «Сахалин-1». А в 2009 году на 2,4 млн тонн выросла (в связи с переходом на круглогодичную работу) добыча у оператора проекта «Сахалин-2». В остальные годы объемы экспорта сокращались (особенно чувствительно в 2008 году — на 7,4%).

За вторую половину «нулевых» объемы снизились, но незначительно. Тем не менее, результат десятилетия более чем оптимистичен: увеличение экспортных поставок в ДЗ на 65,4%, со 127,5 до 201,9 млн тонн.

Что касается поставок в ДЗ с использованием возможностей трубопроводной системы «Транснефти», то здесь динамика менее агрессивна, а тренд виден более отчетливо. За десятилетие физические объемы поставок сокращались дважды: в 2007 году (на малозначимые 0,1%) и в 2008 году (на 6%, в связи с резким сокращением нефтяного экспорта из России).

Экспортные потоки

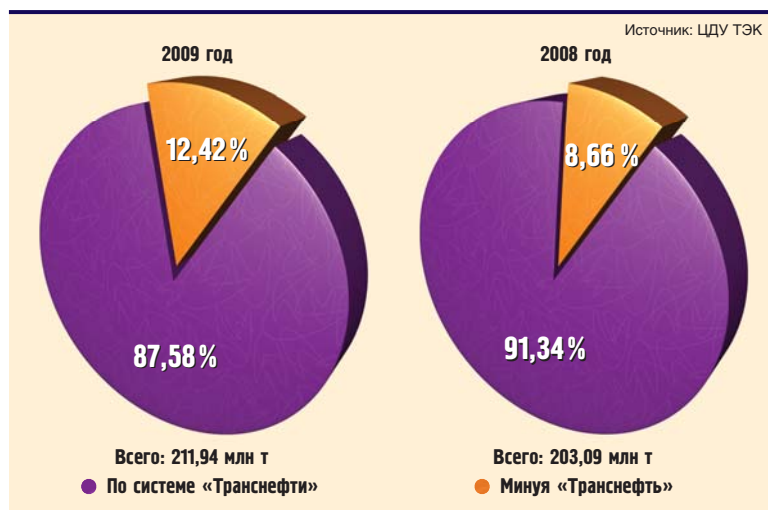
Откровенно взрывной рост экспортных поставок по системе «Транснефти» отмечен в 2005 (+19,5%) и 2006 годах (+16,4%). Это связано со значительным расширением пропускной способности БТС. В целом за «нулевые» годы экспорт в ДЗ по каналам «Транснефти» вырос на 48,4% (см. «Каналы экспорта российской нефти в дальнее зарубежье»).

Названные цифры наглядно демонстрируют, что до 2004 года, когда российские нефтяники мечтали отправить за рубеж как можно больше нефти, это стремление сдерживалось недостаточностью транспортных возможностей магистральной системы «Транснефти». Добыча нефти развивалась очень высокими темпами, дополнительно полученное сырье нефтяники пытались отправить всеми возможными способами: речным

Экспорт нефти из России



Каналы экспорта российской нефти в дальнее зарубежье



транспортом, по железной дороге (часто используя для налива цистерн терминалы НПЗ).

Альтернативная транспортировка обходилась дорого, но все равно приносила прибыль. В 2003 году по альтернативным маршрутам было экспортировано 26,8% всего объема, предназначенного для ДЗ, — более 50 млн тонн. Беспрецедентный результат. Особенно он впечатляет в сравнении с 2000 годом, когда через «Транснефть» в ДЗ ушло более 98% экспортных объемов нефти.

В течение последнего пятилетия по «Транснефти» идет, в среднем, около 90% экспортных объемов. У некоторых компаний появились собственные морские терминалы, расположенные в относительной близости от разрабатываемых месторождений. Российские компании имеют доступ (хотя и ограниченный) к системе Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) и магист-

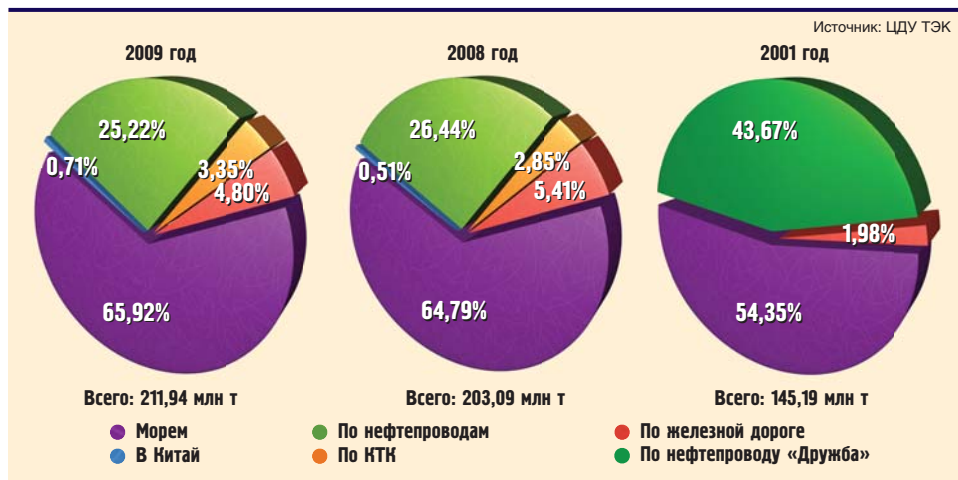
ральному нефтепроводу Казахстан–Китай.

Но самыми крупными «альтернативщиками» являются операторы двух сахалинских СРП, которые создали собственные мощные системы транспортировки и в услугах «Транснефти» объектив-

Откровенно взрывной рост экспортных поставок по системе «Транснефти» отмечен в 2005 и 2006 годах. Это связано со значительным расширением пропускной способности БТС

но не нуждаются. Так, в 2009 году из 25,3 млн тонн нефти, которые ушли за рубеж минуя систему «Транснефти», 13,7 млн тонн — продукция сахалинских СРП.

Пожалуй, главный вывод: трубопроводная система перестала быть дефицитной. Она и сейчас готова принять растущие объемы российской экспортной нефти. С



пуском первой очереди ВСТО возможностей вывезти сырье стало больше, а на очереди — новые пусковые объекты.

Однако по мере расширения трубопроводной системы нефтяники проявляют все меньше заинтересованности в наращива-

Действующая система изъятия в пользу государства нефтяных «сверхдоходов» отучила нефтяников радоваться высоким ценам. Заработать можно на росте цен, но их уровень принципиального значения не имеет

нии экспорта. Вроде бы, странно: цены резко росли, добыча развивалась, нет дефицита транспортных мощностей — а видимой от-

Самым распространенным средством доставки сырья иностранным потребителям был и остается танкерный флот. Доля нефти, отгружаемой через морские терминалы, выросла до 65,9%

дачи нет. Но все объясняется довольно просто.

Во-первых, действующая система изъятия в пользу государства нефтяных «сверхдоходов» отучила нефтяников радоваться высоким ценам и огорчаться низким. Заработать еще можно на росте цен, но их уровень принципиального значения не имеет.

Во-вторых, экспортные пошлины на мазут существенно ниже соответствующих ставок на сырую нефть. Как следствие, компаниям, у которых есть собственные НПЗ, выгоднее гнать на экспорт мазут.

В-третьих, собственная переработка нефти часто приносит большую маржу, чем сырьевой экспорт. Особенно, когда нефтепродукты идут на экспорт, но и работа на внутренний рынок достаточно выгодна. Поэтому компании стараются переработать максимальные возможные объемы нефти.

Проблема лишь в том, что далеко не все компании имеют производственные мощности переработки, адекватные объемам добычи. Да и возможности сбыта за рубежом темных нефтепродуктов не безграничны.

Ситуация изменилась: раньше на отечественные НПЗ нефть поставлялась по остаточному принципу (и чуть ли не из-под палки), теперь на экспорт идет нефть, которой не нашлось более рационального применения. Вроде бы, наступила долгожданная переориентация с сырьевого экспорта на продукцию с высокой долей добавленной стоимости. Но в структуре экспортных нефтепродуктов преобладает мазут — все то же сырье для зарубежных НПЗ.

Что касается структуры экспортных потоков российской нефти в дальнее зарубежье, то самым распространенным средством доставки сырья иностранным потребителям был и остается танкерный флот. Причем, доля нефти,

отгружаемой через морские терминалы, выросла с 54,35% в 2001 году до 65,93% в 2009-м (в основном, благодаря БТС).

Вторыми по значимости остаются поставки непосредственно трубопроводным транспортом. Однако их доля сократилась значительно: с прежних 43,67% до нынешних 25,22%. Часть потоков принял балтийский порт Приморск — конечный пункт БТС. У «Транснефти» появился соперник в лице КТК (большой конкуренции нашему гиганту он не составляет, но до 3,35% отбирает). Еще 1,5 млн тонн идет по трубе в Китай через Казахстан (в общей сложности поставки российской нефти в Поднебесную выросли до 15 млн тонн).

В 3,5 раза выросли объемы транспортировки по железной дороге, что также связано с активизацией торговли с Китаем, куда пока не успели провести трубопровод. Впрочем, доля железнодорожного транспорта все равно не велика — порядка 5% (см. «Структура экспортных потоков в дальнее зарубежье»).

В 2009 году значительных перемен в структуре экспортных потоков не произошло. Несколько выросли доли отгрузки через морские терминалы и по КТК. Сократились поставки по российским нефтепроводам и железной дороге. Почти в 1,5 раза увеличился экспорт в Китай через Казахстан, но доля этого маршрута по-прежнему не велика — 0,7%.

Крупнейшим экспортером нефти стала «Роснефть», которая за 2000-е годы нарастила объемы поставок нефти в ДЗ в 8,7 раза (при том что добыча выросла в 7,8 раза), до 48,4 млн тонн в 2009 году, — только по системе «Транснефти». ТНК-ВР увеличила экспортные поставки почти в 1,8 раза, до 33,8 млн тонн. «Сургутнефтегаз» — на 67,5% (см. «Экспорт нефти российскими ВИНК в дальнее зарубежье»).

Более чем вдвое выросли экспортные объемы у «Газпром нефти». А ЛУКОЙЛ прибавил за восемь лет всего 10,6%: располагая достаточными мощностями переработки, компания стремится оптимизировать маржу, направляя значительные объемы сырья на свои НПЗ.

«Татнефть», которую вытеснили с Кременчугского НПЗ, теперь вынуждена направлять больше сырой нефти в ДЗ. Наполовину сократила экспортные поставки «Башнефть» — в Башкирии избыток производственных мощностей переработки, и теперь они контролируются главным акционером нефтедобывающей компании.

В 2009 году экспортные поставки по системе «Транснефти» сократили четыре ВИНК. Больше всех, на 43,2%, — «Башнефть» (по названной выше причине). Кроме нее — ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз» и «РуссНефть». У двух последних из названных компаний сократились объемы добычи.

Если в начале минувшего десятилетия межправительственные договоренности о транзите через территорию России нефти Казахстана и Азербайджана вызывали бурные протесты отечественных нефтяников (за место в трубе шла жестокая битва), то сейчас места в трубе хватает всем. И это позволило безболезненно увеличить транзитные поставки до 25,42 млн тонн, на 55,3% к уровню 2001 года. В основном, это нефть Казахстана, транзит которой вырос на 55,6%, — до 21,25 млн тонн в 2009 году (см. «Транзит нефти по системе «Транснефти»»).

В 2009 году транзитные объемы выросли на 7,5%. При этом прокачка нефти Азербайджана выросла на 78,4%, объемы нефти для Белоруссии — на 44,4%, поступление в систему «Транснефти» казахстанской нефти увеличилось на скромные 0,8%.

Перспективы

Минэкономразвития считает, что экспорт нефти в 2010–2011 годах будет иметь повышательную тенденцию и закрепится на уровне 247 млн тонн, а в 2012 году снизится до 244 млн тонн, что будет связано со стабилизацией объемов добычи и ожидаемым увеличением объемов переработки нефти в 2012 году.

В соответствии с ЭС-2030, в течение ближайшего десятилетия экспорт нефти (включая вывоз сырья на переработку в ближнее зарубежье) должен сохраниться на уровне 240–252 млн тонн в год

Экспорт нефти российскими ВИНК в дальнее зарубежье, млн тонн (по системе «Транснефти», включая железнодорожные поставки)

	2009 г.	2008 г.	2005 г.	2001 г.	2009/2008	2009/2005	2009/2001
Роснефть	48,38	45,76	34,42	5,53	105,7%	140,6%	в 8,7 раза
ТНК-ВР (ТНК+СИДАНКО)	33,77	31,27	49,27	19,00	108,0%	68,5%	177,7%
Сургутнефтегаз	27,14	32,08	27,69	16,20	84,6%	98,0%	167,5%
ЛУКОЙЛ	24,86	28,10	34,42	22,48	88,5%	72,2%	110,6%
Татнефть	15,91	14,80	12,55	9,20	107,5%	126,8%	172,9%
Газпром нефть (Сибнефть)	14,74	14,26	16,06	7,31	103,4%	91,8%	201,6%
РуссНефть	4,62	4,91	6,08		94,1%	76,0%	
Башнефть	1,92	3,38	4,36	3,95	56,8%	44,0%	48,6%
Славнефть			5,11	5,22			
ЮКОС			1,64	23,50			

Транзит нефти по системе «Транснефти», млн тонн

	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2009/2008	2009/2001
Нефть Казахстана	13,66	14,89	16,37	17,81	18,90	18,81	20,33	21,08	21,25	100,8%	155,6%
Нефть Азербайджана	2,31	2,75	2,62	2,77	4,08	4,45	2,23	1,39	2,48	178,4%	107,4%
Нефть Туркменистана	0,05	0,48	0,06	—	—	0,84	—	—	—	—	—
Для Белоруссии	0,40	0,60	0,70	0,90	0,88	—	0,69	1,17	1,69	144,4%	422,5%
Всего	16,37	18,73	19,76	21,48	23,86	24,10	23,25	23,64	25,42	107,5%	155,3%

(в 2009 году — 246 млн тонн). На следующее десятилетие прогнозируется небольшой спад — до 222–248 млн тонн в год. При этом доля восточного направления, как ожидается, вырастет с 8% в 2008 году до 22–25%.

В переводе на общедоступный язык это означает, что на западном — традиционном — направлении запрограммировано примерно 20%-ное сокращение экспорта нефти. Тогда не понятно, зачем нужны новые дорогостоящие нефтепроводные проекты, ориентированные на европейских потребителей?

Кстати, в соответствии с Долгосрочным прогнозом социально-экономического развития РФ, подготовленным Минэкономразвития в 2005 году, к 2010 году экспорт нефти должен был вырасти до 266–280 млн тонн, а к 2015-му — до 272–300 млн тонн. Этими цифрами обосновывалось расширение системы магистральных нефтепроводов, при этом к 2015 году профицит мощностей составил бы от 34 до 60 млн тонн.

Понятно, жизнь внесла коррективы (кризис, руки не дошли до обеспечения нормального развития нефтедобычи и экспорта). Но не понятно, почему вслед за этим не вносятся соответствующие коррективы в планы развития нефтепроводной системы.

Транспортная инфраструктура экспорта

2000-е годы стали десятилетием форсированного развития транспортной инфраструктуры экспорта нефти. В декабре 2001 года была введена в эксплуата-

На западном направлении запрограммировано примерно 20%-ное сокращение экспорта нефти. Не понятно, зачем нужны новые дорогостоящие нефтепроводные проекты, ориентированные на Европу?

цию первая очередь БТС, а несколькими месяцами раньше — морской терминал КТК под Новороссийском. Завершилось десятилетие пуском в декабре 2009 года первой очереди магистрального нефтепровода ВСТО и нефтеналивного порта Козьмино в районе Находки.

В промежутке было реализовано немало других проектов, кардинально расширивших географию экспортных поставок, минимизировавших транзитные риски, снявших проблему дефицита транспортных мощностей и обеспечивающих выход российской нефти на внешние рынки. Кроме того, были заложены основы для даль-

нейшего расширения возможностей экспортных поставок нефти.

Ни один другой сегмент нефтяной индустрии России не вызывал к себе столь пристального внимания со стороны главы государства и правительства. Ничто в отрасли не развивалось так бурно и целенаправленно.

Безусловно, для этого были объективные причины. В начале прошлого десятилетия дефицит

Гипертрофированное внимание к объектам транспортной инфраструктуры резко контрастирует с формальным отношением к решению проблем эффективности недропользования

транспортных мощностей стал серьезным препятствием для увеличения объемов экспорта, сдерживал рост добычи. Оставшаяся в наследство от СССР нефте-транспортная система вынуждала Россию осуществлять значительную часть поставок нефти на экс-

Складывается впечатление, что в правительстве воспринимают наличие нефти как данность; осталось решить, куда бы еще ее направить

порт через третьи страны, были необоснованно велики транзитные риски. Нефтяники пришли в новые регионы, и им понадобились новые маршруты.

Наконец, безальтернативная ориентация экспортных потоков на запад и юго-запад создавала все большие проблемы — как с точки зрения оптимизации транспортных

Если на первом этапе активное развитие транспортной инфраструктуры экспорта нефти приносило реальную пользу, то сейчас геополитические амбиции все чаще конфликтуют с экономическими интересами

издержек, так и в связи с потребностью расширять рынки сбыта.

К настоящему времени эти проблемы в основном решены. Однако российское правительство продолжает ударное нефтепроводное строительство. Ряд новых про-

ектов не выглядят бесспорными с точки зрения экономической целесообразности. Это, прежде всего, БТС-2 и вторая очередь ВСТО — дорогостоящие проекты, реализация которых началась в конце минувшего десятилетия.

ЭС-2030 ориентирует на 65–70%-ный прирост мощности магистральных трубопроводов для поставок нефти в ДЗ за период с 2005 по 2030 годы. При этом признается, что возможности дальнейшего увеличения объемов экспорта практически исчерпаны. Не сходятся концы с концами.

Гипертрофированное внимание к объектам транспортной инфраструктуры резко контрастирует с формальным отношением к решению проблем ресурсной базы нефтедобычи, эффективности недропользования и освоения новых месторождений.

В ситуации, когда в обозримом будущем не приходится рассчитывать на значительный рост добычи нефти, когда официально объявлен курс на развитие собственной переработки, неудержимое стремление властей расширять транспортную инфраструктуру экспорта нефти вызывает удивление.

Складывается впечатление, что в правительстве воспринимают наличие нефти как данность; осталось решить, куда бы еще ее направить.

Дальнейшее расширение сети экспортных нефтепроводов — это в большей степени вопрос геополитического влияния, нежели отраслевой инфраструктуры. Новые избыточные мощности рассматриваются уже не как элемент развития собственной нефтедобычи, а как инструмент переориентации на Россию транзитных объемов сырья с территорий сопредельных нефтедобывающих государств.

В ЭС-2030 прямо сказано, что уже со второй половины нынешнего десятилетия тенденция к стабилизации объемов экспорта нефти «будет стимулировать расширение использования российской инфраструктуры транспорта нефти (трубопроводы, морские терминалы) для обеспечения транзитных поставок». В следующем десятилетии на фоне снижения объемов экспорта нефти «российский нефтяной комплекс будет активно ис-

пользовать свои мощности для обеспечения транзита нефти».

Хорошие мечты. Только не понятно, чьи дополнительные десятки миллионов тонн нефти мы собираемся пропускать через свою территорию? Казахстана, который последовательно придерживается политики многовекторности транспортных потоков и, сохраняя дружеские отношения с Россией, целенаправленно формирует альтернативные нам маршруты под будущий прирост нефти, чтобы элементарно уравновесить собственные риски? Или Азербайджана, который без помощи Казахстана не в состоянии заполнить и нефтепровод БТД?

Представляется, что надежды на дальнейший рост транзитных потоков после завершения расширения пропускной способности КТК не обоснованны. Складывается впечатление, что строительство новых нефтепроводов стало для правительства и полностью контролируемой им «Транснефти» самодостаточной целью.

Все бы ничего, но «стройки века» оплачиваются за счет нефтяников — соответствующие издержки вбиваются в транспортный тариф. Причем, даже для тех компаний, которые не будут пользоваться новыми маршрутами. Отвлекаются значительные инвестиционные ресурсы, которые с большей пользой можно было бы использовать и на ВМСБ, и на освоение новых месторождений.

Если на первом этапе активное развитие транспортной инфраструктуры экспорта нефти имело четкие практические цели и приносило реальную пользу, то в последнее время геополитические амбиции все чаще вступают в конфликт с экономическими интересами и нефтедобывающих компаний, и самого государства.

Монополия «Транснефти»

Ключевую роль в обеспечении экспорта российской нефти играют магистральные нефтепроводы. Главным игроком здесь является государственный монополист «Транснефть». Компания и ее дочерние общества располагают крупнейшей в мире систе-



Нефтепровод «Дружба» проходит через Россию, Украину, Беларусь, Польшу, Чехию, Словакию, Германию, Венгрию, Латвию, Лит-

Показательно, что реальную поддержку со стороны БТС российские нефтяники почувствовали только в 2004 году. Два предыду-

Впрочем, сейчас через Приморск проходит в пять раз больше нефти, чем в свое время через Вентспилс. Реальная прибав-

Направления экспорта российской нефти по системе «Транснефти», млн тонн

	Вентспилс	Ново- российск	Туапсе	Одесса	СМП Приморск	МНТ Южный	Козьмино	Всего морем	МН «Дружба»
2000	13,62	34,91	5,70	2,53				56,76	64,87
2001	14,97	36,16	5,37	3,20	0,19			59,89	66,05
2002	7,46	38,81	4,96	3,23	11,19			65,65	62,94
2003		41,65	4,86	2,24	16,02	0,91		65,68	73,87
2004		42,53	4,82	1,39	41,92	1,91		92,57	74,68
2005		40,64	4,90	0,43	54,39	5,75		106,10	74,96
2006		38,27	5,09	2,07	62,49	3,67		111,58	70,65
2007		36,47	4,40	2,83	70,60	9,93		124,23	58,19
2008		35,00	4,50	0,76	69,89	7,75		117,89	53,69
2009		44,43	4,17	2,32	74,80	9,45	0,10	135,28	54,91

ка составила 60 млн тонн, что сопоставимо со всем объемом морского экспорта РФ в 2001 году.

Волна растущих объемов добычи и экспорта нефти подняла уровень прокачки нефти по «Дружке» до 75 млн тонн в 2005 году. Но выход БТС на полную проектную мощность снизил жизненную важ-

Россия болезненно относится к появлению конкурентных маршрутов и не скрывает намерений вовлечь в свою нефтепроводную сеть все возможные транзитные объемы

ность «Дружбы» в системе экспорта российской нефти.

В результате, когда в июле 2006 года произошла авария на МН «Дружба», «Транснефть» не спешила с восстановительными работами на участке, обеспечивающем поставки в Литву. Было заявлено, что госкомпания вообще сомневается в целесообразности восстановления аварийного участка.

Нефтепровод Западная Сибирь — Мурманск, пожалуй, единственный случай, когда правительство отказалось от планов строить большую трубу. Частная инициатива наказуема

А в начале 2007 года произошел крупный российско-белорусский конфликт по поводу платы за транзит нефти через территорию Белоруссии. Ультимативным ответом соседу стало появление проекта БТС-2, целью которого является развернуть значительные объемы нефти, идущей по российскому участку «Дружбы» от грани-

цы с Белоруссией к российскому побережью Балтийского моря.

Россия и Белоруссия вскоре помирились. Но идея БТС-2 не была похоронена. В июне 2009 года началось строительство обходного нефтепровода Унеча—Усть-Луга протяженностью 998 км и пропускной способностью 50 млн тонн нефти в год (первый этап — 30 млн тонн). Недавно появилась информация, что ввод в эксплуатацию нового нефтепровода может быть ускорен: вместо второй половины 2012 года — к концу 2011-го.

По словам президента «Транснефти» Н.Токарева, загрузка новой системы может быть обеспечена за счет переориентации объемов нефти с других транзитных направлений — «чужих» портов. Это Одесса (4 млн тонн в год), украинский порт Южный (10 млн тонн), Гданьск (5 млн тонн). Кроме того, БТС-2 позволит снизить нагрузку на порт Приморск, который, по словам главы «Транснефти», перегружен на 6–7 млн тонн.

Между тем, целесообразность создания такого маршрута стоимостью не менее \$2 млрд, как минимум, не бесспорна. Основной задачей БТС-2 является даже не увеличение пропускной способности системы экспорта нефти (в чем сейчас нет острой необходимости), а всего лишь переориентация экспортных потоков.

Причем, новый маршрут будет длиннее и, как следствие, дороже для нефтяников. По сути, единственный практический резон — полностью отказаться от портовых услуг соседних государств (прежде всего, Украины). Похоже, цена вопроса (от \$2 млрд) прави-

тельство не смущает. «Транснефть» — тоже. Ведь за все заплатят нефтяники.

Упомянутый выше порт Южный обеспечивает выход к морю нефтепровода Одесса—Броды, который с 2004 года Россия использует по договоренности с правительством Украины в реверсном режиме. Однако в Украине такое решение вызывает нескончаемые споры. Ситуация остается неустойчивой.

Очевидно, что этот маршрут является временным для экспорта российской нефти. Однако Россия вряд ли откажется от него по своей инициативе. Ведь отказ от использования нефтепровода Одесса—Броды в реверсном режиме создаст условия для активизации переговорного процесса по использованию системы в аверсном режиме, то есть для транспортировки каспийской и казахстанской нефти в обход турецких проливов на НПЗ Восточной и Центральной Европы и в Северную Европу через порт Гданьск. Россия болезненно относится к появлению конкурентных маршрутов и не скрывает намерений вовлечь в свою нефтепроводную сеть все возможные транзитные объемы.

В марте 2007 года премьер-министры России, Болгарии и Греции подписали межправительственное соглашение о сотрудничестве при сооружении и эксплуатации нефтепровода Бургас—Александруполис. Речь идет о создании нового маршрута, который позволит транспортировать российскую и каспийскую нефть из портов Черного моря до порта Бургас (Болгария) танкерами, а затем по нефтепроводу — в порт Александруполис (Греция) с дальнейшей перевалкой в танкеры и транспортировкой на мировые рынки.

Первоначальная проектная мощность нефтепровода — 35 млн тонн в год. Впоследствии она может быть расширена до 50 млн тонн в год. Российскому консорциуму («Транснефть» — 33,34%, «Роснефть» и «Газпром нефть» — по 33,33%) в проекте принадлежит доля в 51%.

Для России это важный проект. Он позволяет снизить объем транспортировки нефти танкера-

ми через перегруженные проливы Босфор и Дарданеллы. Однако прошлым летом в Болгарии сменилось правительство, которое заявило о пересмотре своих обязательств в совместных с Россией энергетических проектах. Да и Греции, экономику которой серьезно подорвал мировой кризис, сейчас, похоже, не до мегапроектов (хотя премьер-министр Греции Г.Папандреу и утверждает, что кризис трубопроводному строительству не помеха). Пока начало строительства перенесено на 2011 год. При самом благоприятном стечении обстоятельств Бургас–Александруполис начнет работать во второй половине 2012 года.

Еще в середине 2003 года «Транснефть», ЮКОС, ЛУКОЙЛ, ТНК, «Сибнефть» и администрация Мурманской области договорились подготовить ТЭО нефтепровода Западная Сибирь — Мурманск, проходящего через Тимано-Печорскую провинцию. Нефтяники считали, что реализация такого проекта позволит привести к 10-кратному росту добычи в Тимано-Печорской провинции. Исходя из этого первоначальный вариант северного трубопровода был рассчитан на прокачку 60 млн тонн нефти в год с возможностью увеличения до 100 млн тонн.

Тогда нефтяников строго отчитали за несанкционированную инициативу: им было заявлено, что нефтепроводы в России не могут быть частными (хотя действовавшее законодательство такого ограничения не содержало). В конце концов, проект был включен в генсхему развития нефтепроводного транспорта на период до 2020 года в сильно видоизмененном и усеченном виде: в планах остался нефтепровод Харьяга–Инди́га мощностью 12 млн тонн.

Однако затем он был отодвинут на задворки трубопроводного строительства. В последнее время о нем не вспоминают, да и ВИНК, работающие в регионе, устав ждать, нашли другие решения актуальной для них проблемы.

Пожалуй, это единственный случай, когда правительство отказалось от планов строить большую трубу. Частная инициатива наказуема. Впрочем, официальные причины потери интереса к

проекту другие: отсутствие гарантий заполнения трубы и высокий тариф.

Однако ровно такие же аргументы не помешали форсированному продвижению проекта нефтепровода ВСТО. Себестоимость транспортировки до порта Козьмино составляет \$130 за тонну. Для пользователей тариф снижен до \$42–45, но за счет перераспределения нагрузки на другие направления.

Под большим вопросом и наполняемость трубы. В.Путин обещает (к большому неудовольствию главы Минфина А.Кудрина) беспрецедентные льготы — вплоть до полного освобождения нефти ВСТО от экспортных пошлин. Регулярно проводятся совещания, на которых от нефтяников требуют реального вклада в наполнение трубы. Помогает мало. Но первая очередь ВСТО уже построена, началась реализация второго этапа.

Правительственное постановление о строительстве ВСТО было подписано 31 декабря 2004 года. Оно дало официальный старт реализации уникального проекта. Строительство идет ударными темпами.

Первая очередь системы была введена в эксплуатацию в конце декабря 2009 года. Построен участок нефтепровода Тайшет (Иркутская область) — Сковородино (2694 км) и нефтеналивной терминал на побережье Тихого океана — порт Козьмино. От Сковородино до Тихого океана нефть перевозится по железной дороге.

Пропускная способность первой очереди — 30 млн тонн в год. В 2010 году планируется прокачать на восток 15 млн тонн.

ВСТО-2 (еще 2,1 тыс. км от Сковородино до побережья Тихого океана) уже строится и, как ожидается, в основном будет завершен в 2012 году. Мощность будет доведена до 50 млн тонн, затем — до 80 млн тонн.

В Восточной Сибири столько нефти в обозримом будущем точно нет. Даже оптимистичная ЭС-2030 не обещает больше 65 млн тонн в перспективе до 2020 года. Придется привлекать нефть Западной Сибири, где добыча снижается.

Для того чтобы перенаправить нефть с новых месторождений Западной Сибири в направлении ВСТО, в 2010 году начинается строительство нефтепровода Пурпе–Самотлор протяженностью 450 км и начальной мощностью 25

Для того чтобы перенаправить нефть с новых месторождений Западной Сибири в направлении ВСТО, в 2010 году начинается строительство нефтепровода Пурпе–Самотлор

млн тонн в год (с перспективой расширения до 50 млн тонн). Он будет играть роль переемычки между западным и восточным участками системы нефтепроводов. Но, прежде всего, он нужен «Роснефти», уже построившей нефтепровод от Ванкорского месторождения до Пурпе.

У «Роснефти» и «Транснефти», получивших при содействии государства многомиллиардные долларовые кредиты от Китая, теперь

Перед началом строительства «Транснефть» подсчитала, что весь проект ВСТО обойдется в \$16 млрд. Сумма вызвала шок и недоумение. На практике получается более чем в 1,5 раза дороже

жесткие обязательства по поставкам нефти в Поднебесную. Помимо нефтепровода Пурпе–Самотлор, выполнить их поможет отвлечение от ВСТО в Китай, которое активно строится. В конце 2010 года этот участок пропускной способностью 15 млн тонн должен вступить в строй.

ВСТО стал катализатором активности в регионе. Но неоправданно дорогим катализатором. Железнодорожники предлагали куда более экономичную альтернативу

В ВСТО-1 инвестировано 350 млрд рублей. Еще 60 млрд рублей — в порт Козьмино. В железнодорожный терминал в Сковородино — 6 млрд рублей. Строительство ВСТО-2 обойдется, как минимум, еще в 350 млрд рублей.

Перед началом строительства «Транснефть» подсчитала, что



весь проект ВСТО обойдется в \$16 млрд. Сумма вызвала шок и недоумение — как в России, так и за рубежом. Например, советник парламента Японии по энергетическим вопросам профессор Коити Ивама заявил, что при такой цене вопроса нефтепровод становится экономически бессмысленным.

Трубопроводная система КТК находится в собственности грузоотправителей.

В этом заключается ее коренное отличие от трубопроводных систем бывшего Советского Союза

На практике получается более чем в полтора раза дороже. Об этом никто не вспоминает. Разумеется, осваивать новые регионы нефтедобычи на Востоке России необходимо. Очевидно, что без создания транспортной инфраструктуры начать этот процесс было невозможно. Конечно же,

Еще три года назад иностранные инвесторы подсчитали, что задержка утверждения проекта расширения системы КТК влечет обесценивание инвестиций на \$50 млн в месяц

ВСТО стал катализатором активности в регионе. Но неоправданно дорогим катализатором.

Железнодорожники предлагали куда более экономичную альтернативу. Они были готовы за 39 млрд рублей модернизировать инфраструктуру Забайкальской и

Восточно-Сибирской железных дорог и к 2010 году обеспечить надежные поставки российской нефти в восточном направлении в объеме до 30 млн тонн.

Вряд ли железнодорожный маршрут можно было рассматривать как долгосрочное и окончательное решение проблемы вывоза российской нефти на рынки АТР. Но в качестве промежуточного варианта он вполне разумен. Строить трубу целесообразно, когда есть уверенность в ее стабильном заполнении (если, конечно, это экономически целесообразно).

Но было принято политическое решение строить сразу и дорого. А железнодорожников все равно привлекли для перевозок от Сковородино до тихоокеанского побережья — пока ВСТО-2 строится.

Альтернативные маршруты

К конкурирующим проектам отношение иное. Это видно на примере Каспийского трубопроводного проекта — единственного транзитного нефтепровода, проходящего через территорию России.

Магистральный нефтепровод Тенгиз—Новороссийск протяженностью 1510 км был введен в эксплуатацию осенью 2001 года. Трубопроводная система КТК находится в собственности грузоотправителей. Она финансировалась и была построена группой акционеров, располагающих или рассчитывающих располагать

объемами нефти для транспортировки. В этом заключается ее коренное отличие от трубопроводных систем бывшего Советского Союза, которые являются транспортировщиками общего пользования, так как по ним транспортируется нефть третьих лиц.

Нефтепровод давно уже вышел на проектную мощность первого этапа (28,2 млн тонн, с использованием присадок — до 35 млн тонн). Казахстан и работающие там компании (прежде всего, «Тенгизшевройл») в течение пяти лет добивались от России согласия на обещанное еще в самом начале расширение пропускной способности до 67 млн тонн в год (с использованием антифрикционной присадки — до 76 млн тонн). Лишь в декабре 2009 года было утверждено решение, дающее старт соответствующему проекту.

Еще три года назад иностранные инвесторы подсчитали, что задержка утверждения проекта расширения системы КТК влечет обесценивание инвестиций на \$50 млн в месяц.

Многочисленные претензии со стороны госорганов стали основной причиной задержки завершения строительства и ввода в эксплуатацию Транссахалинской трубопроводной системы Sakhalin Energy («Сахалин-2»). Возможно, для жестких требований, парализовавших работы, и были основания. Однако смущает, что все препятствия были немедленно сняты, как только страшим партнером проекта стал «Газпром».

Между тем, ввод в эксплуатацию Транссахалинской трубопроводной системы протяженностью около 800 км и терминала отгрузки нефти в заливе Анава стал одним из самых значительных отраслевых событий минувшего десятилетия. Благодаря ему с декабря 2008 года в рамках проекта «Сахалин-2» начата круглогодичная добыча нефти в объеме 90 тыс. баррелей в сутки.

В рамках другого крупного СРП — «Сахалин-1» — летом 2006 года было завершено строительство экспортного нефтяного терминала Де-Кастри (Хабаровский край), к которому сахалинская нефть поступает по трубопроводу общей протяженностью

225 км, проложенному от берегового комплекса подготовки нефти шельфового месторождения Чайво на запад острова Сахалин и далее — по дну Татарского пролива.

В 2009 году через Де-Кастри было отгружено 8,21 млн тонн нефти. По мере увеличения добычи в рамках проекта «Сахалин-1» и после ввода в эксплуатацию остальных шельфовых проектов острова прогнозируется значительное увеличение объема экспортных поставок через Де-Кастри.

С 2002 года ЛУКОЙЛ осуществляет экспорт нефти через терминал Варандей, расположенный на берегу Печорского моря в Ненецком АО. Комплекс, созданный компанией совместно с Мурманским морским пароходством, предназначен для экспорта сырья Тимано-Печоры и в настоящее время состоит из берегового резервуарного парка, рассчитанного на хранение 325 тыс. м³ нефти, насосной станции, трубопровода, вынесенного в море, и стационарного морского ледостойкого отгрузочного причала.

Полностью работы по строительству терминала были завершены в 2008 году. Это позволило перейти на круглогодичную отгрузку нефти и увеличить пропускную способность терминала до 12 млн тонн в год. В 2009 году через терминал было отгружено 7,55 млн тонн нефти.

Кроме того, с ноября 2001 года ЛУКОЙЛ экспортирует нефть через собственный терминал в поселке Ижевское (Калининградская область). Первоначально он был рассчитан на отгрузку до 1,5 млн тонн нефти, затем его пропускная способность была доведена до 6 млн тонн. Однако в 2009 году через него было отгружено всего 1,13 млн тонн нефти.

Экспорт нефтепродуктов

Динамика экспорта российских нефтепродуктов отличается от аналогичных показателей по сырой нефти одновекторностью. Объемы вывоза из России нефтепродуктов из года в год растут.

Если экспорт сырой нефти к концу десятилетия вырос в 1,5 раза, то количество отправляемых

за пределы России нефтепродуктов — в 1,9 раза. Но в период с 2000-го по 2004 год экспорт нефти увеличился в 1,8 раза, а экспорт нефтепродуктов — всего в 1,3 раза. Зато за последнюю пятилетку, когда экспорт нефти снизился на 15%, продажи в другие государства нефтепродуктов выросли на 46,4% (см. «Объемы экспорта нефтепродуктов из России»).

Заинтересованность нефтяников в сырьевом экспорте снижается, но на этом фоне растет стремление продавать за рубеж нефтепродукты. Впрочем, при более внимательном рассмотрении выясняется, что и с экспортом нефтепродуктов активность постепенно затухает. Если в 2005 году экспорт нефтепродуктов вырос более чем на 17%, то в 2007-м — на 8,6%, а в 2009-м — на 5,2%.

Но, в конце концов, возможности не безграничны. Если в 2001 году за рубеж ушло 35,5% произведенных в стране нефтепродуктов, то в 2008 году эта доля выросла до 49,9%.

О причинах, по которым темпы роста вывоза из России нефтепродуктов опережают динамику и производства нефтепродуктов, и экспорта сырой нефти, было сказано выше.

К смене приоритетов подталкивает существующая фискальная система, которая при экстремально высоких мировых ценах на нефть снижает доходность экспорта сырья относительно переработки и тем более реализации нефтепродуктов на внешних рынках.

Кстати, взрывной рост экспорта нефтепродуктов в 2005 году отражает реакцию нефтяников на значительные перемены в фискальной политике: 20%-ное увеличение ставки НДС, установление таможенных пошлин на сырую

нефть на уровне 60% от цены Urals и понижающие коэффициенты для нефтепродуктов (в настоящее время 0,7 от ставки пошлины на экспорт нефти на светлые и 0,4 на темные).

По мере увеличения добычи в рамках проекта «Сахалин-1» и после ввода в эксплуатацию соседних месторождений прогнозируется значительное увеличение экспортных поставок через Де-Кастри

В абсолютных цифрах экспорт нефтепродуктов из России вырос с 62,6 млн тонн в 2000 году до 120,6 млн тонн в 2009-м. При этом доля нефтепродуктов в совокупном объеме экспорта нефти и нефтепродуктов выросла с 30,2% до 34,2%.

В среднем, 95% экспорта российских нефтепродуктов приходится на страны дальнего зару-

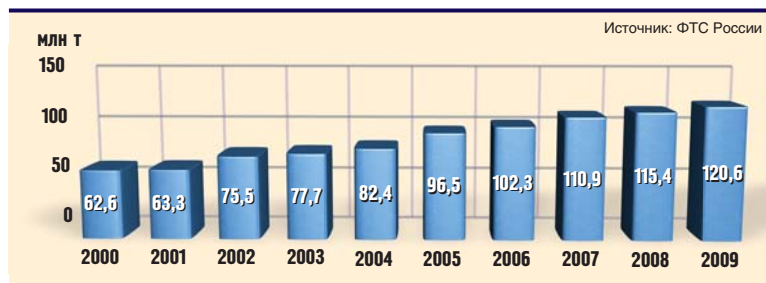
Если экспорт сырой нефти к концу десятилетия вырос в 1,5 раза, то количество отправляемых за пределы России нефтепродуктов — в 1,9 раза

бежья. Объемы устойчиво растут: с 60,8 млн тонн в 2001 году до 115,4 млн тонн в 2009-м. В целом за период — в 1,9 раза (что соответствует общей динамике).

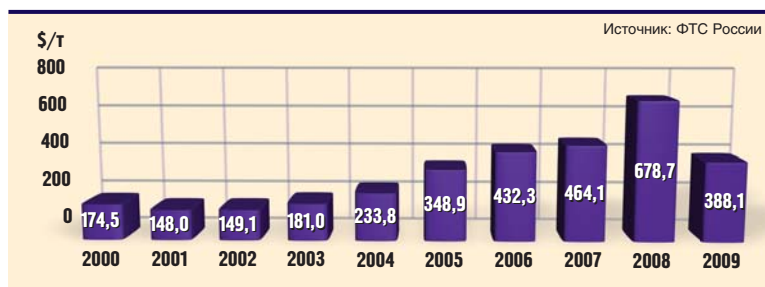
За 2009 год объем экспорта нефтепродуктов в ДЗ вырос на 7%. При этом доля ДЗ выросла до 96% по сравнению с 93% в 2008 году.

Объем экспорта российских нефтепродуктов в СНГ за период с 2001 года увеличился в 2,07 раза. И это притом что за 2009 год поставки в этом направлении сократились на 38,4% (с 7,79 до 5,18 млн тонн). Впрочем, более

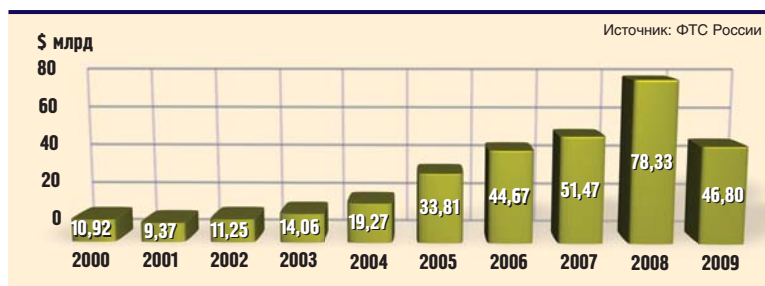
Объемы экспорта нефтепродуктов из России



Средние экспортные цены на российские нефтепродукты



Выручка от экспорта нефтепродуктов из России



высокая за период динамика экспорта в СНГ отнюдь не свидетельствует о предпочтениях экспортеров. Во-первых, объемы не велики. А во-вторых, в принятом за базу отсчета 2001 году произошел резкий спад поставок — до

росли за 2000–2008 годы в 3,9 раза (и это соответствует динамике экспортных цен на нефть). За прошлый год средние цены на вывозимые нефтепродукты упали на 42,8% (а нефть — на 39,5%). Цены 2009 года соответствовали среднему уровню 2005–2006 годов (см. «Средние экспортные цены на российские нефтепродукты»).

Выручка России от экспорта нефтепродуктов выросла с \$10,9 млрд в 2000 году до \$78,33 млрд в 2008 году. Кризисный 2009 год сломал красивую динамику роста: экспорт нефтепродуктов принес всего \$46,8 млрд — на 40% меньше, чем в самом «урожайном» 2008 году (см. «Выручка от экспорта нефтепродуктов из России»).

В целом за «нулевые» годы экспорт нефтепродуктов принес стране \$320 млрд. Это более 30% совокупной валютной выручки России от экспорта нефти и нефтепродуктов.

Любопытно, что средняя цена тонны нефтепродуктов, поставленных в СНГ, выше соответствующего показателя экспорта в ДЗ. Например, в 2009 году разница составляла \$13,9 за тонну (3,6%). Эта разница объясняется качественной структурой поставок: импортерам из дальнего зарубежья малоинтересны наши светлые нефтепродукты, зача-

стую не отвечающие современным европейским требованиям.

Еще более красноречиво ситуацию характеризует сравнение цен на продаваемые в дальнейшем зарубежье нефтепродукты с ценами на экспортируемую туда же сырую нефть. В 2009 году тонна нефтепродуктов стоила на 7,8% (на \$32,6) дешевле сырой нефти. Причем, «уценка» (за порчу нефти?) растет. В начале 2000-х она составляла порядка 2,5%, в 2007 году выросла до 4,4%, а в прошлом году достигла 7,8%.

Правда, на десятилетнем отрезке все же было два года, когда нефтепродукты в ДЗ продавались, в среднем, чутье дороже сырой нефти (на 0,9% в 2005 году и на 0,1% в 2006-м).

Цифры неумолимо опровергают миф о постепенной переориентации отечественной нефтянки с сырьевого экспорта на зарабатывание валюты на продажах продукции с высокой добавленной стоимостью. Зачастую российские нефтепродукты западные покупатели рассматривают всего лишь как сырье для дальнейшей переработки, приобретаемое с некоторым дисконтом. Похоже, такое положение всех устраивает.

Возвращаясь к истории со значительным удешевлением в 2009 году вывезенных в ДЗ нефтепродуктов относительно экспортной цены нефти, стоит назвать причины. Прежде всего, основой российского экспорта в ДЗ нефтепродуктов был и остается мазут.

Он давно уже продается нашим западным покупателям с довольно стабильной, примерно 30%-ной скидкой к цене сырой нефти (благодаря более щадящим таможенным пошлинам позволяют это сделать). В этом смысле ничего не изменилось. Но в условиях кризиса светлые нефтепродукты для ДЗ подешевели более серьезно, чем исходное сырье (бензин подешевел на 46%, дизельное топливо — на 48,2%, а нефть — только на 39,7%). Соответственно, и традиционная скидка на мазут на этот раз проявилась более ярко.

В 2002 году на экспорт ушло по 55% произведенного в России дизельного топлива и мазута, а автомобильного бензина — 10,4%. В 2006 году из России было вы-

Существующая фискальная система при экстремально высоких мировых ценах на нефть снижает доходность экспорта сырья относительно переработки и тем более реализации нефтепродуктов на внешних рынках

2,5 млн тонн по сравнению с 3,5 млн тонн годом ранее.

Стоит также отметить, что в 2008 году произошел разовый всплеск экспортной активности в СНГ: объемы выросли почти на

В целом за «нулевые» годы экспорт нефтепродуктов принес стране \$320 млрд. Это более 30% совокупной валютной выручки России от экспорта нефти и нефтепродуктов

треть, а на следующий год произошел столь же мощный откат. Можно предположить, что связано это с реагированием бизнеса на обвал цен на нефть.

Средние экспортные цены на российские нефтепродукты вы-

везено уже 80% всего мазута, экспортная доля дизельного топлива практически не изменилась (56% от производства), а экспортная доля автомобильного бензина расширилась до 18%.

В 2009 году за рубеж был отправлен практически весь произведенный за год мазут. Доля экспортируемого дизельного топлива остается стабильной — 55,6%. А пропорции по автомобильному бензину изменились в пользу внутреннего рынка (на экспорт ушло 12,6% производства).

За последние четыре года прирост экспорта нефтепродуктов на 75% обеспечен увеличением продаж за рубеж мазута. Причем, за исключением 2009 года этот вклад неуклонно рос: с 29% в 2006 году до 92,6% в 2007-м и 132,4% в 2008-м (в последнем случае за счет мазута был не только полностью обеспечен рост экспорта нефтепродуктов, но и сокращение поставок по другим нефтепродуктам). В 2009 году прирост экспорта нефтепродуктов обеспечен вкладом мазута на более умеренные 46%.

Осенью 2006 года на правительственной комиссии по ТЭК обсуждался доклад Минтопэнерго, посвященный развитию транспортной инфраструктуры. Было заявлено, что экспорт мазута должен сократиться к 2010 году до 30 млн тонн. На практике получили более чем двукратный рост.

Пожалуй, комментарии излишни. Чиновники и бизнес рапортуют о расширении экспорта готовой продукции. Политики радуются мнимым успехам, символизирующим переход от сырьевой зависимости к выпуску конечной продукции, пользующейся спросом за рубежом. «Растет экспорт всех видов российских топливно-энергетических ресурсов, развивается экспорт нефтепродуктов, замещающий экспорт сырой нефти» — это цитата из ЭС-2030. В действительности же, проблемы усугубляются.

Структура российского экспорта нефтепродуктов неуклонно ухудшается. Доля мазута выросла с 32,7% в 2001 году до 53% в 2009-м. Доля бензина снизилась за этот период с 5,6% до 3,7%, дизельного топлива — с 36,4% до

31,1% (см. «Структура российского экспорта нефтепродуктов»).

Не менее удручающая картина по экспорту в ДЗ. В 2005 году бензин имел в структуре экспорта 5,2%, сейчас — 2,4%. Зато доля мазута выросла с 48,9% до 54,8% (см. «Структура российского экспорта нефтепродуктов в дальнее зарубежье»).

Крохотным островком прогресса остается лишь экспорт в ближнее зарубежье. На этом направлении доля бензина с престижных 31,9% (в 2005 году) расширилась до 34%. Доля дизельного топлива выросла с 26,2% до 29,8%. А мазут в структуре экспорта имеет скромные 10,1–12,6% (см. «Структура российского экспорта нефтепродуктов в СНГ»).

Изменить ситуацию способна корректировка таможенной политики. Пока вывоз светлых нефтепродуктов будет наказываться более высокими ставками таможенных пошлин, мазут будет оставаться главным и чрезвычайно выгодным экспортным нефтепродуктом. Однако выравнива-

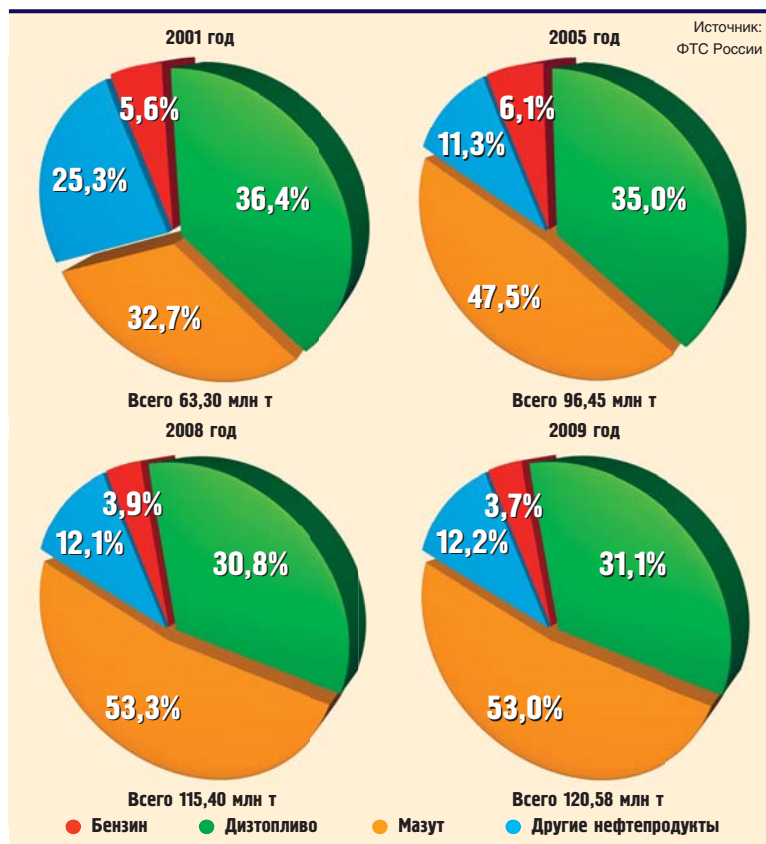
ние таможенных пошлин на светлые и темные нефтепродукты произойдет не раньше 2012 года. Такое волевое решение принял премьер-министр В.Путин.

ЭС-2030 ориентирует на сохранение в течение ближайших 20 лет уровня экспорта жидких углеводородов (нефти и нефте-

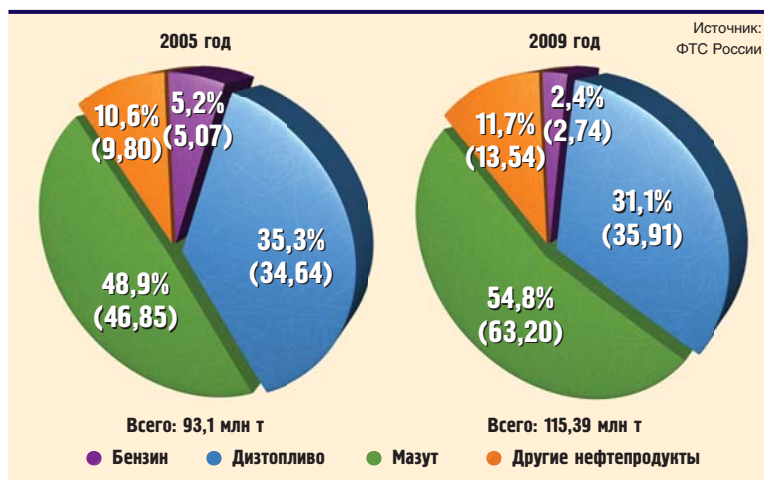
Зачастую российские нефтепродукты западные покупатели рассматривают всего лишь как сырье для дальнейшей переработки, приобретаемое с некоторым дисконтом. Похоже, такое положение всех устраивает

продуктов) в диапазоне 315–330 млн тонн в год (кстати, это ниже среднего уровня последней пятилетки — 346,5 млн тонн). Если вычесть из этих цифр названные выше контрольные показатели по экспорту нефти, то получается, что экспорт нефтепродуктов запланирован в пределах 80–95 млн тонн в год — в перспективе на ближайшие 20 лет.

Структура российского экспорта нефтепродуктов



Структура российского экспорта нефтепродуктов в дальнее зарубежье



Это уровень 2004–2005 годов. При этом Стратегия провозглашает курс на диверсификацию товарной структуры экспорта энергоносителей за счет увеличения доли энергетических продуктов с высокой добавленной стои-

Экспортные маршруты

В логистике светлых нефтепродуктов (дизельного топлива, бензина, керосина) значительную роль играет «Транснефтепродукт». По трубопроводной системе этой дочерней компании государственной «Транснефти» перемещается до 57% производимых в России нефтепродуктов. В 2009 году было транспортировано 28,4 млн тонн нефтепродуктов (годом ранее — 28,4 млн тонн), в том числе на экспорт — 19,7 млн тонн.

К системе нефтепродуктопроводов, имеющей протяженность около 19,5 тыс. км, подключено 15 российских НПЗ и два завода в Белоруссии (см. «Схема магистральных нефтепродуктопроводов»). Нефтяники охотно сотрудничают с «Транснефтепродук-

том», предоставляющим самый экономичный способ доставки продукции: тарифы ТНП не могут превышать 0,7 платы за соответствующие перевозки по железной дороге. В то же время пропускная способность нефтепродуктопроводов (около 59 млн тонн) используется менее чем наполовину.

Непосредственно по трубам нефтепродукты поставляются в Белоруссию, Казахстан, Украину, Латвию и Венгрию. Однако до недавнего времени у России практически не было собственной инфраструктуры для экспорта нефтепродуктов через свои морские порты. Единственным исключением был Санкт-Петербургский терминал, соединенный трубой с заводом в Киришах и способный обеспечивать отправку на экспорт светлых нефтепродуктов в объеме до 3 млн тонн в год.

В то же время через Вентспилский морской порт в Латвии, совладельцем которого (с долей 34%) является ТНП, шло до 45–50% объемов российского экспорта нефтепродуктов в Европу. Российское правительство, стремящееся минимизировать транзитные риски, активно занимается созданием собственной инфраструктуры для транспортировки нефтепродуктов через морские порты. К 2015 году правительство намерено почти весь российский экспорт нефтепродуктов (95%) осуществлять через отечественные порты.

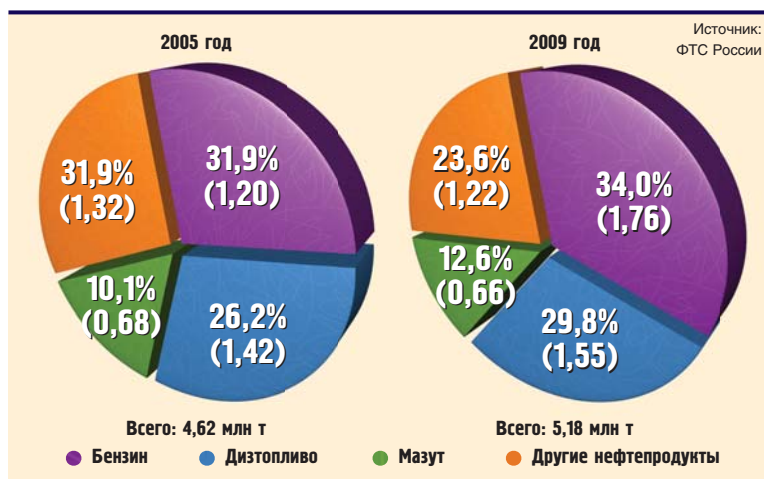
В 2008 году были введены в эксплуатацию экспортный магистральный нефтепродуктопровод Кстово (Второво) — Ярославль — Кириши — Приморск и терминал по перевалке светлых нефтепродуктов в порту Приморска (проект «Север»). Порт на побережье Финского залива оптимален с точки зрения использования крупнотоннажных танкеров.

Комплекс спроектирован на пропускную способность нефтепродуктопровода и мощность терминала 24,6 млн тонн в год. Производительность первого пускового комплекса — 8,4 млн тонн в год. Перспективы дальнейшего расширения проекта «Север» пока не ясны. Они будут зависеть от спроса на соответствующие транспортные услуги со стороны

Крохотным островком прогресса остается лишь экспорт в ближнее зарубежье. На этом направлении доля бензина расширилась до 34%, а мазут в структуре экспорта имеет скромные 10–12%

мостью (в частности, нефтепродуктов). На практике такая головоломка означает одно: процессы будут развиваться стихийно, исключительно под влиянием текущих факторов. Словом, куда кривая выведет.

Структура российского экспорта нефтепродуктов в СНГ



НПЗ. Пока и задача полного заполнения первого пускового комплекса решена только на бумаге.

Ситуацию осложняет то, что этот маршрут ориентирован на экспорт дизельного топлива Евро-5, доля которого в отечественном производстве невелика. К тому же с 2010 года Евросоюз ужесточил требования к качеству топлива, наложив запрет на ввоз и использование дизтоплива 2000 ppm. Наиболее востребованным стал продукт с содержанием серы не более 0,1% (1000 ppm). Естественно, такие ограничения создали дополнительные проблемы даже на тех производствах, которые уже выпускают дизтопливо Евро-5.

В прошлом году через порт Приморск ушло 4,215 млн тонн дизельного топлива. В 2010 году планируется выйти на уровень 6,2–6,5 млн тонн. На полную мощность проект «Север» намечено вывести к середине 2011 года.

В 2009 году основным поставщиком топлива в систему «Север» был Нижегородский НПЗ ЛУКОЙЛа. С 2010 года предприятие увеличило объемы сдачи дизтоплива в экспортный нефтепродуктопровод. После запуска Нижнекамского НПЗ в Татарстане в трубу дополнительно поступит 2,5–3,0 млн тонн дизельного топлива. Это полностью закроет пропускную способность первого пускового комплекса проекта «Север».

В конце 2009 года были подготовлены предварительная документация и обоснование инвестиций проекта «Ю» (нефтепродуктопровод Сызрань–Саратов–Волгоград–Новороссийск). Он ориентирован на создание экспортной инфраструктуры для перевалки светлых нефтепродуктов через черноморский порт Новороссийск. Предполагается, что новый маршрут, проложенный в весьма привлекательном направлении, будет востребован производителями качественных отечественных нефтепродуктов. Проект актуален и с точки зрения дальнейшей диверсификации экспортных потоков.

Предполагаемая максимальная пропускная способность проекта «Юг» 9–9,5 млн тонн, оптимальная — 8,7 млн тонн. Ожидается, что к 2013 году (времени ввода новой транспортной систе-

Схема магистральных нефтепродуктопроводов



мы в эксплуатацию) на Краснодарском, Афи́пском и Новошахтинском НПЗ будут готовы к выпуску дизельного топлива европейского качества. Кроме того, в рамках проекта «Юг» к системе ТНП будут подключены еще два завода — Саратовский и Волгоградский НПЗ.

Летом 2004 года ЛУКОЙЛ ввел в эксплуатацию первый пусковой комплекс терминала порта Высоцк в Ленинградской области мощностью 2,5 млн тонн в год, ориентированного на перевалку светлых и темных нефтепродуктов. Год спустя было завершено строительство второй очереди мощностью 10,7 млн тонн в год.

В 2007 году компания договорилась с РЖД о развитии железнодорожной инфраструктуры с целью обеспечения перевозки к терминалу в Высоцке до 12 млн тонн нефтепродуктов в год. В дальнейшем обсуждалась возможность увеличения железнодорожных поставок в этом направлении до 14 млн тонн. В 2008 году через терминал ЛУКОЙЛА было отгружено 12,6 млн тонн нефтепродуктов.

4–4,5 млн тонн российских нефтепродуктов ежегодно поступает по железной дороге к терминалам на Черном море. Очевидно, что при всей привлекательности трубопроводных поставок железнодорожный транспорт еще долго

будет обслуживать значительные объемы поставок нефтепродуктов. В том числе, и на экспорт. Это связано и с тем, что дальнейшее развитие сети нефтепродуктопроводов с целью подключения к ней

Цифры неумолимо опровергают миф о переориентации отечественной нефтянки с сырьевого экспорта на продажи продукции с высокой добавленной стоимостью

удаленных НПЗ экономически нецелесообразно. В частности, не удастся принять положительное решение даже о подключении Ачинского НПЗ, хотя он и принадлежит контролируемой государством «Роснефти».

Структура российского экспорта нефтепродуктов неуклонно ухудшается. Доля мазута выросла с 32,7% в 2001 году до 53% в 2009-м

Доля транспортировки нефтепродуктов речным транспортом невелика — менее 2%. Короткий срок навигации (не более 3–4 месяцев) и несовпадение направлений концентрированных грузопотоков нефтепродуктов с начертанием внутренних водных путей снижают привлекательность речных перевозок. 

ИНВЕСТИЦИИ

Инвестиционная активность — это, пожалуй, один из немногих индикаторов, который позволяет оценить, насколько прочны позиции сектора и каковы перспективы его развития. Нефтяников привычно обвиняют в том, что они проедают наследство, полученное от советской власти, и мало заботятся о будущем. Попробуем разобраться, насколько справедливы такие претензии.

Общепромышленная динамика капиталовложений ВИНК показывает, что в течение всего минувшего десятилетия — и особенно во второй половине — наблюдался рост инвестиционной активности. Если в 2000 году сумма капиталовложений составляла немногим более 116 млрд рублей,

новых проектов нефтяники вложили 2,72 трлн рублей. Причем, 28% этой суммы за первую половину периода и 72% — за последнюю пятилетку.

События 2003 года (было начато «дело» ЮКОСа, стало известно о серьезном ужесточении налогового пресса) создавали риски «бегства капитала». Однако шок не был продолжительным. В 2004 году рост капиталовложений ВИНК, действительно, остановился. Но уже в 2005 году возобновилось бурное развитие инвестиционного процесса.

Рост цен на нефть и новые каналы сырьевого экспорта смикшировали негативный эффект налоговых нововведений. У компаний появились деньги, которые можно было вкладывать в развитие. С другой стороны, ухудшение ресурсной базы нефтедобычи и удручающее состояние НПЗ требовали значительных капиталовложений.

Нужно было исправлять запущенную ситуацию и наращивать объемы добычи, и у нефтяников

появились на это деньги. К тому же нефтяники поверили, что «дело» ЮКОСа — это частный случай, массового отъема бизнеса не произойдет.

Впрочем, когда государство продолжило ненавязчиво «закручивать гайки», когда протекционизм в пользу госкомпаний превратился в игру в одни ворота, стремление развивать инвестиционную активность стало угасать. Если в 2006 году капиталовложения ВИНК выросли на 39,5%, то в течение трех следующих лет динамика постепенно затухала: до 31,5%, 18,8% и 10,7% соответственно.

Хотя, конечно, для кризисного 2009 года и такой рост является хорошим результатом. Все ожидали, что инвестиции сократятся, а они не только не упали, но и немного подросли. Конечно, помогли рост цен на нефть, дешевый рубль и осознание острой необходимости поддержания инвестиционного процесса в связи с необходимостью постоянно преодолевать тенденцию падения добычи на старых месторождениях.

Уровень инвестиций привычнее оценивать в долларовом эквиваленте. Даже в ЭС-2030 (как и в ЭС-2020) потребности отрасли в капиталовложениях измеряются в твердой (как раньше считалось) валюте.

Капиталовложения ВИНК выросли с \$4,16 млрд в 2000 году до \$19,47 млрд в 2008-м — в 4,7 раза. В то же время в прошлом году они уменьшились на 13,3%, до \$16,88 млрд. В целом за «нулевые» годы капиталовложения увеличились более чем в четыре раза. Суммарный объем капиталовложений за 10 лет достиг \$97,3 млрд. 26,5% этих средств освоено за первую пятилетку, 73,5% — за вторую.

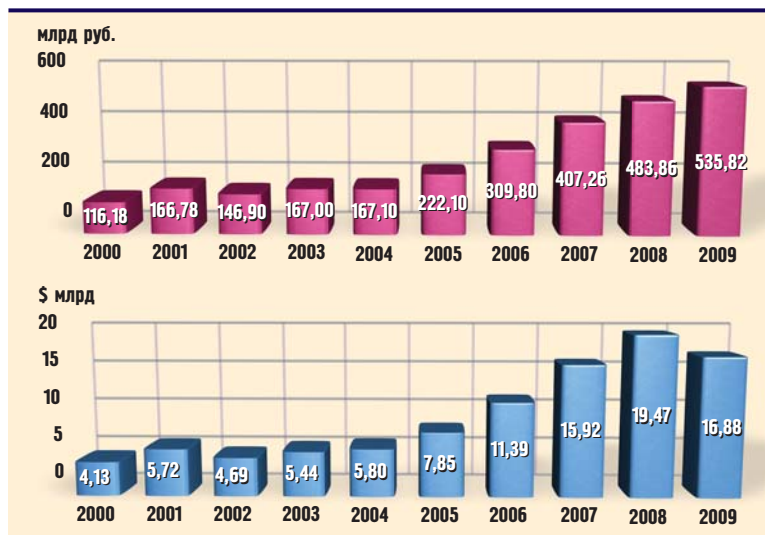
Когда государство продолжило ненавязчиво «закручивать гайки», когда протекционизм в пользу госкомпаний превратился в игру в одни ворота, стремление развивать инвестиционную активность стало угасать

то в 2009 году она была близка к 536 млрд рублей. За «нулевые» годы уровень капиталовложений вырос в 4,6 раза (см. «Капиталовложения ВИНК России»).

Главный вектор

В целом за 10 лет в реализацию собственных инвестицион-

Капиталовложения ВИНК России



Прогноз потребности в капвложении для развития нефтяного комплекса, который содержал один из предварительных вариантов ЭС-2030, говорит о том, что за период с 2006 по 2010 годы только в развитие добычи и ГРП необходимо вложить \$74–77 млрд. И еще \$20–22 млрд — в расширение и модернизацию перерабатывающих мощностей. Причем, в ценах 2005 года.

В то же время фактически за 2005–2009 годы ВИНК освоили \$71,5 млрд. Это дает повод для вывода, что за десятилетие нефтяники, развившие с низкого старта бурную инвестиционную активность, прошли путь от вопиющего недофинансирования проектов развития до умеренной недостаточности инвестиций. Капиталовложений по-прежнему меньше необходимого, но между желаемым и действительным уже нет непреодолимой пропасти.

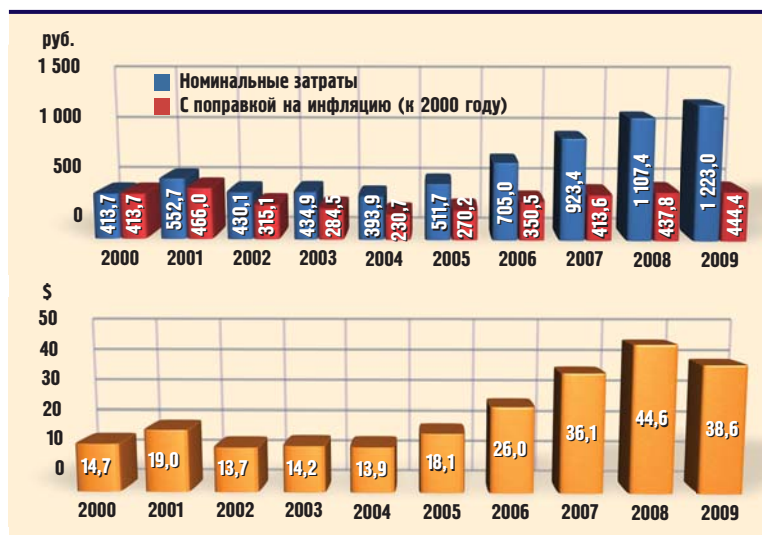
Впрочем, в ЭС-2030 низкая степень инвестирования в развитие отраслей ТЭК названа одной из основных проблем в сфере энергетической безопасности: «За последние 5 лет объем инвестиций в топливно-энергетический комплекс составил около 60% от объема, предусмотренного ЭС-2020».

В связи с этим уместно вспомнить, что покупка «Сибнефти» обошлась «Газпрому» в \$13 млрд — в 1,6 раза больше, чем суммарные производственные капиталовложения ВИНК страны в 2005 году. На аукционах 2007 года «Роснефть» израсходовала на приобретение активов ЮКОСа около \$21 млрд — в дополнение к \$9,35 млрд, ранее потраченному на «Юганскнефтегаз». Сумма этих трех сделок сопоставима с объемом капиталовложений всех ВИНК страны за три года (2006–2008).

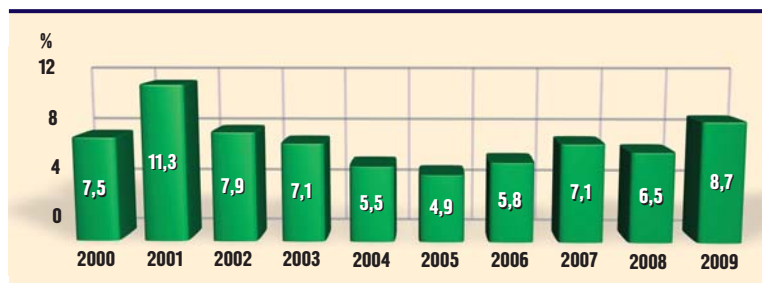
На фоне этих колоссальных затрат расходы ВИНК на реализацию собственных инвестиционных проектов выглядят довольно скромно.

Известно, что реальный рост добычи в течение минувшего десятилетия значительно превзошел самые смелые ожидания. В этой связи имеет смысл оценить динамику капитальных затрат

Капитальные затраты ВИНК России на тонну добычи



Доля капитальных затрат в цене барреля нефти Urals



ВИНК в расчете на тонну добычи. Видно, что и с корректировкой на рост добычи капитальные затраты довольно активно росли в течение последнего пятилетия — более чем в три раза (до 1,22 тыс. рублей в расчете на тонну добычи). Притом что в начале периода относительный уровень капвложений снижался: на 4,8% за 2000–2004 годы (см. «Капитальные затраты ВИНК России на тонну добычи»).

Впрочем, с поправкой на инфляцию динамика роста капитальных затрат в расчете на тонну добытой нефти выглядит значительно менее триумфально: за 2000–2004 годы ситуация ухудшилась на 44,2%, уровень 2000 года был восстановлен лишь в 2007 году, а результат 2001 года с поправкой на инфляцию так и не был достигнут до конца десятилетия.

Таким образом, номинальный рост капиталовложений и реальная динамика, скорректированная на увеличение объемов добы-

чи и инфляционные потери, — две большие разницы. Серьезного прогресса так и не случилось. Просто бурный рост добычи требовал адекватного увеличения объема капвложений — что и происходило.

В ЭС-2030 низкая степень инвестирования в развитие отраслей ТЭК названа одной из основных проблем в сфере энергетической безопасности

Осталось посмотреть, как на инвестиционную активность отряда ВИНК влиял рост цен на нефть (см. «Доля капитальных затрат в цене барреля нефти Urals»).

Можно заметить, что четкой зависимости между ростом выручки от продаж нефти и инвестиционной активностью нет. В среднем за 10 лет ВИНК направляли в развитие 7,2% условной выручки от реализации сырой нефти. Причем, в первой половине, ко-

гда цены были ниже, в цене барреля нефти «сидело» 7,9% расходов на капитальные затраты, а во второй половине, когда цены зашкаливали, — только 6,6%. Пик «щедрости» приходился на не самый благополучный 2001 год (11,3%) и на кризисный 2009 год (8,7%).

Бурный рост добычи требовал адекватного увеличения объема капвложений — что и происходило

Такой результат — во многом следствие фискальной политики. «Сверхдоходы» отбираются в государственную казну, лишая нефтяников возможности тратить большую часть выручки на инвестиционные нужды.

Это совпадает с выводом авторов ЭС-2030. В одном из предварительных вариантов стратегии они обратили внимание на

Номинальный рост капиталовложений и реальная динамика, скорректированная на увеличение объемов добычи и инфляционные потери, — две большие разницы. Серьезного прогресса так и не случилось

рост налоговой нагрузки на ТЭК при сохранении стабильного объема инвестиций в его развитие. Было подсчитано, что с 2003 года соотношение доли ТЭК в налоговых поступлениях в бюджет и его доли в общем объеме инве-

Дополнительные доходы от роста цен на нефть изымаются в казну, но не участвуют в инвестиционном процессе. Государство относится к сектору, как к дойной корове, но, мягко говоря, не перекармливает

стиций в основной капитал ухудшилось с 1,7:1 до 2,6:1.

Иначе говоря, дополнительные доходы от роста цен на нефть изымаются в казну, но не участвуют в инвестиционном процессе. Государство относится к сектору, как к дойной корове (или как к курице, несущей золотые яйца — такой образ больше нравится В.Путину), но, мягко говоря, не перекармливает.

Собственно, дело даже не в нехватке денег на качественный рост инвестиций. Жесткая фискальная политика резко сужает круг проектов, инвестиции в которые принесут нормальную рентабельность. Протекционизм в пользу госкомпаний, отсутствие стабильности в правилах игры и неуверенность представителей частного бизнеса в будущем также не располагают к росту инвестиционной активности.

Разумеется, не все ВИНК шагали в ногу. Корпоративное инвестиционное поведение отражает индивидуальные особенности, их возможности и желание вкладываться в развитие.

Корпоративные особенности

За минувшее десятилетие роль отдельных компаний в инвестиционном процессе изменилась. В некоторых случаях очень серьезно.

Не будем пока надолго останавливаться на примере «Роснефти», вклад которой в капитальные расходы группы ВИНК вырос с 8,6% в 2000 году до 39,3% в 2009-м. За последние годы компания много чего купила из готовых активов.

Производственные мощности выросли в разы, в результате доля «Роснефти» в общероссийской нефтедобыче увеличилась в 5,6 раза, в переработке нефти на собственных заводах — в 4,9 раза. На этом фоне рост доли участия в инвестиционном процессе в 4,6 раза не выглядит сенсационным. Пусть не смущает более чем 20-кратный рост объема инвестиций на десятилетнем отрезке.

Бессменным лидером по объему капиталовложений в течение всего 10-летия оставался «Сургутнефтегаз». Правда, темпы роста у компании замедлились. Соответственно, и доля в объеме капвложений ВИНК уменьшилась за «нулевые» годы с 26,9% до 20,2%. За этот период объем ежегодных инвестиций у СНГ вырос в 3,5 раза: с 31,25 до 108,1 млрд рублей (см. «Динамика капиталовложений основных нефтяных компаний России», верхняя часть).

Самый значительный (после «Роснефти») рост инвестиционной активности в прошлом десятилетии показал ЛУКОЙЛ: объем капиталовложений увеличился в 5,4 раза, с 20,13 до 107,9 млрд рублей. За 10 лет вклад компании в суммарные капвложения ВИНК вырос с 17,3% до 20,1%. По этому показателю ЛУКОЙЛ практически догнал СНГ.

Ни одна другая компания за «нулевые» годы не превзошла средний по отрасли темп роста капиталовложений. Все остальные ВИНК уменьшили доли в суммарном объеме ежегодных инвестиций ВИНК.

«Славнефть» стала единственной крупной компанией, у которой за 10 лет капиталовложения снизились в абсолютном выражении. За первую половину периода они выросли с 4,4 до 16 млрд рублей, за следующие три года упали до 6 млрд рублей, а в 2009 году — еще более чем вдвое, до 2,6 млрд (последний результат на 41,5% меньше капвложений 2000 года).

Не вызывает сомнений, что столь удручающая инвестиционная пассивность связана с переходом «Славнефти» в совместную собственность двух других ВИНК — «Газпром нефти» и ТНК-ВР. Новые собственники «выжимают соки» из некогда одной из самых динамичных компаний отрасли, но держат ее на голодном инвестиционном пайке.

Очень сильно сбавила инвестиционную активность «Татнефть». За 10 лет она превратилась из одного из лидеров отрасли по объему капвложений (с долей 10,1% в 2000 году) в «среднячка» (2,4% в 2009-м). Собственно, основной провал произошел в первой половине десятилетия (к 2005 году капвложения упали до 7,9 млрд рублей по сравнению с 11,8 млрд в 2000 году). Однако последующий рост позволил компании лишь незначительно улучшить стартовый показатель: в целом за период годовые капвложения выросли всего на 11,3%.

Влияние кризиса на уровень капиталовложений ВИНК оказалось значительным, но не катастрофичным. Всего три компании («Рос-

нефть», «Сургутнефтегаз» и ТНК-ВР) объем капиталовложений увеличили. Еще три не самые крупные — резко сократили уровень капвложений: «Башнефть» — более чем на 30%, «РуссНефть» — на 43%, «Славнефть» — на 57%. На их фоне сокращение капвложений по ЛУКОЙЛу, «Газпром нефти» и «Татнефти» выглядит как умеренное.

Пожалуй, это тот случай, когда размер имеет значение. Крупные компании легче адаптировались к работе в условиях кризиса, у них не возникло серьезных проблем с поиском источников финансирования. Небольшим ВИНК пришлось «затянуть пояса».

Можно заметить, что за «нулевые» годы ситуация с капвложениями ВИНК стала более контрастной. В 2000 году доли компаний распределялись довольно-таки плавно. Сейчас же проявился четкий водораздел между лидерами и аутсайдерами. Без малого 40% за «Роснефтью», еще по 20% у СНГ и ЛУКОЙЛа, 10% — у ТНК-ВР. Оставшиеся 10% делят пять ВИНК. Кризис лишь увеличил разрыв между группами, тенденция начала формироваться много раньше.

Если очистить динамику капвложений от фактора инфляции, то окажется, что со значительным отрывом от других компаний по инвестиционной активности лидируют «Роснефть», масштабы бизнеса которой кардинально изменились за последние годы, и ЛУКОЙЛ, у которого объем инвестиций почти удвоился.

СНГ, ТНК-ВР и «Газпром нефть» идут практически вровень с приростом в интервале 22,3–25,7%. В то же время три компании резко снизили уровень капиталовложений: «Башнефть» — на 44%, «Татнефть» — почти на 60% и особенно сильно «Славнефть» — практически в 5 раз.

В кризисном 2009 году с поправкой на инфляцию всего две компании объемы капвложений увеличили — «Роснефть» (+12,9%) и СНГ (+6,8%). Практически удержала уровень 2008 года ТНК-ВР (–0,5%). Остальные — в серьезном минусе (см. «Динамика капиталовложений основных нефтяных компаний России», нижняя часть).

Довольно сложно сравнивать уровни инвестиционной активности крупных и относительно небольших компаний. Для таких сравнений больше подходит показатель объемов капиталовложений на тонну добычи.

На протяжении всего десятилетия по этому показателю лидировали «Сургутнефтегаз» и «Роснефть». Причем, темпы прироста у контролируемой государством компании были выше, чем у СНГ. В результате за 10 лет разрыв сократился с 27 руб. на тонну добытой нефти до 1 рубля в 2009 году (или с 3,8% до 0,06%).

Самая высокая динамика по этому показателю принадлежит ЛУКОЙЛу: компания улучшила результат 2000 года в 3,6 раза. Но это позволило ей всего лишь подняться в рейтинге с шестого на третье место. Причем, по «инвестиционной щедрости» ЛУКОЙЛ все еще сильно уступает лидеру: в 2000-м отставание было более чем на половину, сейчас — на треть (см. «Капиталовложения основных нефтяных компаний России на тонну добычи»).

Вместе с тем, в последние годы никто кроме трех названных компаний не вкладывает в развитие более 1000 рублей из расчета на тонну добытой нефти. Практически не изменился относительный уровень капиталовложений у «Татнефти» (с поправкой на инфляцию — это безусловный минус). В 2,6 раза уменьшился относительный уровень капвложений у «Славнефти».

Крупные компании легче адаптировались к работе в условиях кризиса, у них не возникло серьезных проблем с поиском источников финансирования. Небольшим ВИНК пришлось «затянуть пояса»

В «твердой» валюте кроме «Славнефти» уровень капвложений на тонну добычи уменьшился и у «Татнефти»: с \$17,2 в 2000 году до \$15,8 в 2009-м. Впрочем, в 2008 году «Татнефть» еще была в небольшом плюсе — подвели ослабший рубль и антикризисная оптимизация расходов.

Динамика капиталовложений основных нефтяных компаний России

млрд рублей	2009 г.	2008 г.	2005 г.	2000 г.	2009/2008	2009/2005	2009/2000
Роснефть	210,74	171,50	47,96	9,98	122,9%	439,4%	в 21 раз
Сургутнефтегаз	108,10	93,03	48,05	31,25	116,2%	225,0%	345,9%
ЛУКОЙЛ	107,90	109,47	44,85	20,13	98,6%	240,6%	536,0%
ТНК-ВР (ТНК+СИДАНКО)	52,88	48,85	28,95	15,40	108,2%	182,7%	343,4%
Газпром нефть (Сибнефть)	19,18	21,60	13,23	5,70	88,8%	145,0%	336,5%
Татнефть	13,08	14,31	7,92	11,75	91,4%	165,2%	111,3%
Башнефть	7,82	11,30	6,99	5,08	69,2%	111,9%	153,9%
РуссНефть	3,71	6,52	4,80		56,9%	77,3%	
Славнефть	2,58	6,00	15,96	4,41	43,0%	16,2%	58,5%
ЮКОС			3,41	8,28			
Всего ВИНК	535,82	483,86	222,12	116,18	110,7%	241,2%	461,2%
млрд рублей, с поправкой на инфляцию (к 2000 году)	2009 г.	2008 г.	2005 г.	2000 г.	2009/2008	2009/2005	2009/2000
Роснефть	76,57	67,80	25,32	9,98	112,9%	302,4%	в 7,7 раза
Сургутнефтегаз	39,28	36,78	25,37	31,25	106,8%	154,8%	125,7%
ЛУКОЙЛ	39,21	43,28	23,68	20,13	90,6%	165,6%	194,8%
ТНК-ВР (ТНК+СИДАНКО)	19,21	19,31	15,29	15,40	99,5%	125,7%	124,8%
Газпром нефть (Сибнефть)	6,97	8,54	6,99	5,70	81,6%	99,8%	122,3%
Татнефть	4,75	5,66	4,18	11,75	84,0%	113,7%	40,4%
Башнефть	2,84	4,47	3,69	5,08	63,6%	77,0%	55,9%
РуссНефть	1,35	2,58	2,53	0,00	52,3%	53,2%	
Славнефть	0,94	2,37	8,43	4,41	39,5%	11,1%	21,3%
ЮКОС			1,80	8,28			
Всего ВИНК	194,69	191,28	117,28	116,18	101,8%	166,0%	167,6%

Справедливости ради нужно признать, что все без исключения ВИНК в 2009 году снизили долларовый уровень капвложений на тонну добычи: более чем на 5,5% «Роснефть» и СНГ, на 17% ТНК-ВР, на 24% ЛУКОЙЛ.

Небольшие ВИНК инвестируют не просто меньше крупных, они в разы отстают от лидеров и по относительному уровню инвестиционной активности

Остальные — и того больше (см. «Капиталовложения основных нефтяных компаний России на тонну добычи»).

Разрыв между лидерами и аутсайдерами по показателю относительных капвложений колоссальный. «Роснефть» и СНГ в прошлом году вкладывали в реализацию собственных проектов по \$57,2 на тонну добычи, а «Славнефть» — только \$4,3, в 13 раз меньше. Даже ЛУКОЙЛ сильно уступает «двойке» лидеров: \$36,9 — это в 1,6 раза меньше, чем у СНГ и «Роснефти». Да и у

ТНК-ВР результат в 2,4 раза хуже, чем у лидеров.

Можно сколько угодно упрекать «Роснефть» в том, что она хорошо устроилась под боком у государства. Но проведенный мини-анализ убедительно показывает, что такие проекты, как Ванкор, не дар Божий. В инвестиционном отношении он потребовал от компании очень больших самостоятельных усилий.

И если «Роснефть» сконцентрировала финансовые ресурсы на развитии проектов, связанных с добычей, то «Сургутнефтегаз» более равномерно распределял капвложения по разным корзинам: вкладывая деньги и в освоение месторождений Якутии, и в масштабную модернизацию «Киришинефтеоргсинтеза», и в геологоразведку.

Вряд ли можно ожидать, что компании из второй половины рейтинга инвестиционной активности реализуют прорывные проекты — значимые даже с поправкой на масштабы бизнеса этих компаний. Небольшие ВИНК инвестируют не просто меньше

крупных (это вполне закономерно), но они в разы отстают от лидеров и по относительному уровню инвестиционной активности.

Это состояние неустойчивого равновесия. Если ничего не менять, компании-аутсайдеры обречены на постепенное сползание к пропасти. В этой связи представляется весьма актуальной идея объединения активов «РуссНефти» и «Башнефти» (о чем в последнее время вроде бы пытаются договориться собственники этих компаний). Новый масштаб бизнеса, возможно, привлечет новые инвестиционные идеи и упростит решение вопросов с их финансированием.

Похоже, и ТНК-ВР с «Газпром нефтью» давно уже пора окончательно «распилить» активы «Славнефти», чтобы вернуть ее нынешним дочерним предприятиям возможность нормально развиваться.

Капвложения: экономия на разведке

Что касается структуры капиталовложений, то она за 10 лет претерпела некоторые изменения (см. «Структура капиталовложений ВИНК России»).

Ключевая роль капитальных затрат на промышленное строительство не только сохранилась, но и стала более выраженной. Если в 2000 году на этом направлении осваивалось 35% капиталовложений, то в 2009-м — уже 46%. Компании стали уделять больше внимания обустройству месторождений и модернизации перерабатывающих производств. В результате вложения в промышленное строительство выросли за «нулевые» годы в 5,4 раза: с 45,3 до 246,7 млрд рублей за 2000-й и 2009 год соответственно.

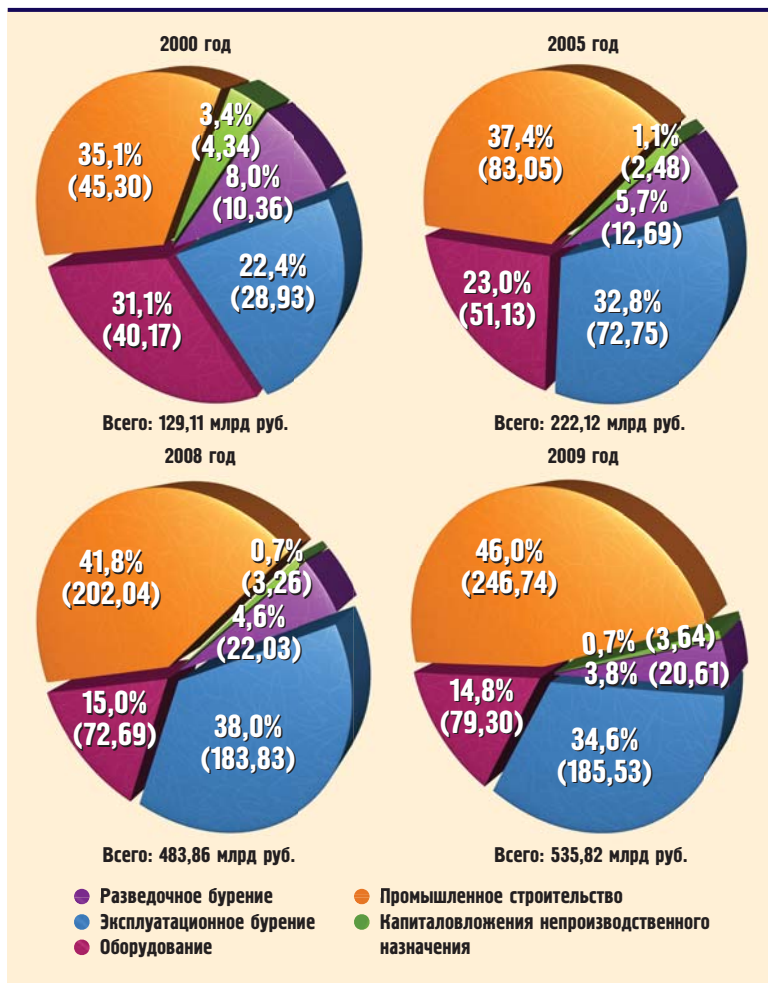
Выросла и роль второй по значимости для ВИНК статьи капитальных затрат — эксплуатационное бурение. Доля этого сегмента в структуре капиталовложений ВИНК выросла с 22,4% в 2000 году до 38% в 2008-м (в прошлом году она немного сжалась, до 34,6%, однако в абсолютных цифрах затраты все равно немного подросли).

В целом за «нулевые» годы вложения в эксплуатационное бу-

Капиталовложения основных нефтяных компаний России на тонну добычи

В рублях							
	2009 г.	2008 г.	2005 г.	2000 г.	2009/2008	2009/2005	2009/2000
Роснефть	1 812	1 506	644	741	120,3%	281,2%	244,6%
Сургутнефтегаз	1 813	1 508	752	769	120,2%	240,9%	235,6%
ЛУКОЙЛ	1 171	1 213	508	324	96,5%	230,4%	361,6%
ТНК-ВР (ТНК+Сиданко)	753	710	384	314	106,0%	195,8%	239,7%
Газпром нефть (Сибнефть)	642	703	401	331	91,3%	160,1%	193,7%
Татнефть	501	549	313	483	91,2%	160,2%	103,8%
Башнефть	639	963	586	425	66,4%	109,1%	150,3%
РуссНефть	292	458	346		63,9%	84,5%	
Славнефть	137	307	661	353	44,5%	20,7%	38,7%
ЮКОС			143	167			
Всего ВИНК	1223	1107	512	414	110,4%	239,0%	295,6%
В долларах США							
	2009 г.	2008 г.	2005 г.	2000 г.	2009/2008	2009/2005	2009/2000
Роснефть	57,2	60,6	22,8	26,3	94,3%	251,0%	217,0%
Сургутнефтегаз	57,2	60,7	26,6	27,4	94,2%	215,0%	209,0%
ЛУКОЙЛ	36,9	48,8	18,0	11,5	75,6%	205,6%	320,7%
ТНК-ВР (ТНК+Сиданко)	23,7	28,6	13,6	11,2	83,1%	174,8%	212,7%
Газпром нефть (Сибнефть)	20,2	28,3	14,2	11,8	71,6%	142,9%	171,8%
Татнефть	15,8	22,1	11,1	17,2	71,5%	143,0%	92,1%
Башнефть	20,2	38,7	20,7	15,1	52,1%	97,4%	133,3%
РуссНефть	9,2	18,4	12,2	0,0	50,1%	75,4%	
Славнефть	4,3	12,3	23,4	12,5	34,9%	18,5%	34,3%
ЮКОС	0,0	0,0	5,1	5,9			
Всего ВИНК	38,6	44,6	18,1	14,7	86,6%	213,3%	262,2%

Структура капиталовложений ВИНК России



рение выросли в 6,4 раза — это самый динамично растущий сегмент капиталовложений ВИНК. Что понятно — поддерживать уровень добычи становится все сложнее. Да и сами буровые работы сильно подорожали. Так, за последние пять лет объемы эксплуатационного бурения увеличились по метражу в 1,6 раза, а расходы выросли в 2,6 раза.

Расходы на оборудование, не входящее в сметы строек, выросли за 10 лет в два раза. Однако доля вложений в этот сегмент сократилась очень значительно — с 31,1% до 14,8%.

Хуже всего обстоят дела с разведочным бурением. Мало того, что этот сегмент традиционно финансируется в значительно меньших объемах, чем другие статьи сметы капитальных затрат, так еще и с годами доля вложений в разведочное бурение снижается.

Если в 2000 году на геологоразведку направлялось 8% капитальных затрат, то в 2009-м — всего 3,8%.

Сегмент разведочного бурения стал единственной статьей сметы капитальных затрат ВИНК, которая в 2009 году была урезана в рамках антикризисной оптимизации по сравнению с предыдущим годом. Вложения в промышленное строительство были увеличены на 22%, в новое оборудование — на 9%. Затраты на эксплуатационное

бурение подросли менее чем на 1%, а на разведочное бурение — уменьшились на 6,4%.

Правда, не очень понятно, что дала ВИНК экономия 1,4 млрд рублей на разведочном бурении. Это менее 0,3% от суммарного объема капиталовложений. Наверное, это в большей степени индикатор отношения значительной части ВИНК к воспроизводству ресурсной базы.

ЭС-2030 оценивает потребность нефтяного комплекса в капитальных вложениях в перспективе до 2030 года в объеме \$609–625 млрд (в ценах 2007 года). За вычетом вложений в развитие нефтепроводной системы это \$538–551 млрд. В среднем за год — \$24,5–25 млрд, в том числе в разведку и добычу — \$22,3–22,7 млрд (см. «Прогноз потребности в капвложениях»).

В 2008 году капитальные затраты ВИНК России достигли \$19,5 млрд. Поэтому ориентиры, обозначенные ЭС-2030, уже не выглядят недостижимыми. Особенно, если государство создаст условия для развития независимого сегмента нефтедобычи, укоротит запретительные барьеры для иностранных инвесторов.

Единственное, что смущает, — пропорции «инвестиционного портфеля» 10:1 в пользу нефтедобычи. Задача кардинальной модернизации перерабатывающего сегмента нефтяной отрасли все еще в силе?

Все-таки, странно, что на развитие переработки, перевод этого сегмента на принципиально новый качественный уровень требуется денег в полтора раза меньше, чем на трубопроводное строительство. На предусмотренные ЭС-2030 деньги можно построить еще два-три ВСТО. Грядут новые стройки века?

Прогноз потребности в капвложениях (\$ млрд, в ценах 2007 года)

Капиталовложения	1-й этап (до 2013–2015 гг.)	2-й этап (до 2020–2022 гг.)	3-й этап (до 2030 г.)	Всего 2009–2030 гг.
Всего	162–165	134–139	313–321	609–625
в том числе:				
Добыча и ГРП	110–111	109–112	272–278	491–501
Переработка	21–22	8–9	18–19	47–50
Транспорт	31–32	17–18	23–24	71–74
Источник: ЭС-2030				

Добыча нефти с газовым конденсатом, тыс. тонн

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Специализированные нефтедобывающие компании										
ЛУКОЙЛ	62177.7	62916.4	75473.8	79033.5	84068.4	88293.0	91137.5	91431.8	90245.3	92176.3
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, в т. ч.	44740.0	45100.0	45396.1	46599.7	52162.3	53761.7	53559.9	53177.1	50708.9	47955.8
ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	27135.4	27426.6	27767.1	28767.1	33715.9	34807.1	34183.7	32565.1	30195.8	28580.9
ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз	7206.3	7288.9	7270.2	7425.5	7783.7	8214.6	8369.1	8379.3	7452.4	6894.9
ЛУКОЙЛ-Лангеласнефтегаз	5896.9	5833.5	5622.9	5598.5	5658.6	5703.8	5817.5	6314.4	6581.7	6265.2
ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз	4501.3	4550.9	4599.9	4693.5	4889.5	4947.9	5110.4	5113.3	5737.4	5667.7
ЛУКОЙЛ-Ямалнефтегаз								805.0	741.6	547.1
Еганойл			136.1	115.2	114.6	88.3	79.2			
ЛУКОЙЛ-АИК			1950.2	2162.4	2380.4	2460.0	2622.7	2792.8	2817.7	2746.1
ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть	72.7	73.3	72.1							
ЛУКОЙЛ-Бурение-Пермь			10.5	8.0						
ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз									3041.0	2848.4
ЛУКОЙЛ-Заполярье							704.4			
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	674.2	665.0	649.2	633.9	700.9	1188.4	1413.0	1421.7	1425.3	1315.9
ЛУКОЙЛ-Коми			3277.5	5885.0	6651.2	8059.1	9721.3	9874.0	11920.9	13373.3
ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть	2961.4	2945.3	2944.3	2976.4	2969.0	3001.0	3000.8	3016.5	0.0	
ЛУКОЙЛ-Пермнефть	5344.6	5364.7	5294.8	5249.3						
ЛУКОЙЛ-Пермь	2691.9	2802.0	3603.8	6628.8	9349.4	9571.2	10170.0	10448.0	10785.2	11226.1
ЛУКОЙЛ-Север							161.9	1527.3	131.5	
Аксаитовнефть (Башкортостан)			105.8	103.7	99.3	97.6	94.6	86.7	95.0	96.0
АмКоми			125.8	151.7	1.5					
Архангельскгеолдобыча						211.5				
Архангельскгеолдобыча (Нарьянмарнефтегаз (с 01.04)), всего, в т. ч.			569.9	956.2	1488.5					
Арктикнефть			89.3	82.4	73.1					
Бовэл			172.9	357.0	621.2					
Варандейнефтегаз			204.8	70.6						
Калининградская ГДНГЭ			75.4							
Колвагеолдобыча			9.6	9.9						
Лукойл-Север			17.8	15.4						
Нарьянмарнефтегаз				420.9	794.2					
Байтек-Силур			424.8	602.5	743.6	38.7				
Битран	484.0	487.0	484.1	485.6	500.1	535.4	564.0	565.9	640.4	670.0
Бовэл						881.6	248.3			
Ватойл			3004.4							
Вишеранефтегаз			36.6	37.9						
Вишерская нефтегазодобывающая компания			17.0							
Волгодеминойл			438.4	418.8	412.3	418.4	426.7	445.8	444.5	447.9
Геойлбент						1064.0	1201.0	291.4		
Данао Инжиниринг						11.3	0.0			
ЗападУралОйл					74.2					
Инвестнафта			62.7	42.9						
ИНЗ							255.1	7.9		
Калининградская ГДНГЭ				91.9	79.6					
Кама-нефть			144.3							
КАМА-ойл										7.5
Колвагеолдобыча					20.6	9.2				
КомиКуэст			20.5	7.4						
КомиТЭК	3951.6	4197.9	2446.9							
Майкорское			9.4							
Назымгеолдобыча								20.8		
Нарьянмарнефтегаз						600.0	500.0	617.0	2207.5	7577.5
Нижеомринская нефть							2.2			
НМНГ-МНА									12.3	29.3
Нобель Ойл	1257.3	1281.1								
Пайтых Ойл							10.9	14.6	4.3	
Парма-Ойл			75.3							
ПермТОИнефть			139.5	142.2	143.2	145.4	134.6	146.9	154.1	160.6
Пермьтекс			417.3	170.7						
РИТЭК, всего			1287.0	1835.5	2461.4	2589.5	2584.4	2727.4	2927.0	2927.8
РИТЭК			1268.0	1826.5	2439.4					
РИТЭКСандибанефть			19.0							
РИТЭК-Внедрение				9.0	22.0					
РКМ Ойл				110.2	132.1	11.9				
РТК			101.2							
СеверТэк			12.8	494.1	1364.1	1508.2	1438.5	1981.3	1767.3	
Тулванефть				2.7	10.3	10.1	7.3			
Турсунт			313.7	281.4	321.8	291.4	240.0	210.0	188.8	146.7
Тэбукнефть			1047.6	1134.2	1248.9					
Тэбук-УНГ						1250.8				
УралОйл			45.0	73.3	477.1	555.5	583.5	640.7	667.7	635.8
УсинскАрктика			920.5	680.9						
УХТАНЕФТЬ				235.9	248.0					
ХантымансийскНГТ							1486.8	1407.3	300.0	
Харьяга-нефть			0.5	9.3						
Шаймгеонефть			19.1	16.2	13.5	5.0				
ЮГРАнефть				798.8						
ЯНТК			5.5	6.1	15.3	16.2	5.5	10.7	5.9	11.6

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Роснефть	13473.1	14941.6	16112.2	20143.4	21601.6	74417.7	85678.3	110382.9	113846.6	116285.5
РН-Северная нефть				2267.1	3403.2	4875.0	5610.1	5616.3	5349.6	4759.0
Роснефть-Дагнефть	326.5	344.9	337.3	341.8	288.3	286.8	288.6	246.7	188.6	165.2
Роснефть-Краснодарнефтегаз	1207.1	1265.8	1300.1	1292.0	1160.1	1472.0	1604.5	1559.2	1255.2	1053.3
Роснефть-Маланинская группа									110.0	97.7
Роснефть-Пурнефтегаз	8950.9	9640.5	9985.3	9855.4	9645.8	9455.3	9032.7	9170.1	8285.4	7813.1
Роснефть-Сахалинморнефтегаз	1473.2	1512.1	1590.3	1652.8	1836.1	1870.0	1901.6	1767.4	1764.1	1636.8
Роснефть-Ставропольнефтегаз	1020.0	1075.0	1014.0	1025.0	1003.0	979.0	1127.3	1069.3	1036.2	1000.2
Роснефть-Термнефть	132.6	132.9	131.0	130.0	130.0					
НК Роснефть				1779.2	1974.5	2200.0	2119.4	2136.7	1900.0	1559.5
Архангельскгеолодобыча	61.9									
Ванкорнефть								2.5	8.4	3640.2
Востсибнефтегаз								39.0	28.0	46.0
Грознефтегаз		705.4	1492.5							
Дагнефтегаз					59.8	49.2	42.5	38.9	31.6	30.1
Комсомольскнефть							6.3	11.8		
Полярное Сияние				1332.7	1333.3	1275.6	1199.8	1166.7	1062.9	911.8
Пуровская НК				5.7						
Самаранефтегаз								9391.3	9495.9	9992.9
Селькупнефтегаз				195.0	494.2	744.8	778.5			
Томск Петролеум унд Газ								303.4	381.2	410.1
Томскнефть (ВНК)								11326.7	11004.1	10458.9
Удмуртнефть							5970.4	6145.3	6287.3	6354.0
Ченеко-Грознефть	40.7									
Юганскнефтегаз						51210.0	55996.5	60391.7	65658.3	66356.7
Юнефтегаз	260.2	265.1	261.8	266.7	273.5					
ТНК-ВР Холдинг	30842.3	40607.3	37501.2	42961.2	70515.3	75306.6	68453.1	69437.9	68794.1	70236.5
Бугурасланнефть								756.9	1446.9	1453.1
Ваньеганнефть								2166.3	1973.3	1760.3
Варьеганнефтегаз					3420.9	3643.1	3469.0	3224.8	3087.1	2892.1
Верхнечонскнефтегаз								37.6	156.3	1180.9
Корп. Югранефть					515.4	592.1	634.8	625.2	600.6	531.1
Малосикторское										25.6
Нижевартовское НГДП	4392.5	5215.0	5589.6	5846.7	6379.1	6248.6	5560.5	5092.7	4549.8	3919.9
Новосибирскнефтегаз					928.1	1354.4	1804.5	2004.5	2077.9	1861.7
Оренбурггеология			661.0	956.7	1245.1	1046.6	944.6	937.0	240.9	
Оренбургнефть		7641.1	9485.0	12074.9	13933.9	14767.4	15825.9	15341.5	15628.7	16950.5
Самотлорнефтегаз	14951.9	15938.2	16461.5	18364.3	20984.0	23231.8	23676.7	22562.6	22194.3	21199.4
Саратов-Бурение						384.8				
Саратовнефтегаз					1609.0	1220.5				
Севернонефтегаз								52.5	140.8	181.7
Тагульское								0.2		0.3
Тарховское										302.0
ТНК			0.8		16.1					
ТНК-ВР Технологии						136.7	156.1	118.0	134.3	94.3
ТНК-Нижевартовск	6425.5	6493.0			9013.2	8715.5	7949.6	8137.3	8275.5	7635.2
ТНК-Нягань	2954.2	3118.7	3130.2	3637.0	4365.4	5189.4	5662.3	5830.8	5897.5	6206.3
ТНК-Уват								1.1	6.0	1973.0
Тюменнефтегаз	2118.2	2201.2	2173.1	2081.6	2301.3	2829.6	2769.1	2548.9	2384.2	2069.3
Удмуртнефть					5735.2	5946.2				
Удмуртская НК					68.6					
Газпром нефть	17198.8	20592.9	26327.0	31393.5	33997.7	33002.2	32669.1	32570.4	30735.0	29879.7
Арчинское					28.0	34.8	191.3	208.7	351.0	482.5
Шингинское								74.6	115.9	193.0
Газпром нефть		328.5	739.5	1312.9	1557.0	2022.9	2167.2	2068.2	2070.1	1773.6
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз		20264.3	25409.3	28709.3	25943.7	23466.5	21360.6	19164.0	16577.4	14790.2
Заполярьефть				717.1	4862.2	4691.0	4497.8	4463.9	4191.9	4101.4
Газпромнефть-Хантос							11.7	128.5	141.3	216.0
Сибнефть-Югра			178.3	654.3	1606.8	2787.0	4440.5	6462.5	7287.3	8323.0
Сургутнефтегаз	40620.8	44027.6	49207.5	54025.3	59619.9	63858.7	65552.3	64495.2	61683.6	59633.5
Сургутнефтегаз	40620.8	44027.6	49147.6	54025.3	59425.5	63600.0	65309.4	64271.7	61086.0	57872.6
СургутНГ (ЛенаНГ)					194.4	258.7	242.8	223.5	597.6	1760.9
Юрьевскнефть			59.9							
Татнефть	24336.7	24611.8	24612.0	24668.7	25099.5	25332.0	25405.1	25740.6	26060.4	26106.5
Илекнефть									13.4	28.2
Калмтатнефть									0.7	
Татнефть-Самара									276.1	222.6
Татнефть-Северный									3.9	5.3
Татнефть им. В. Д. Шашина									25766.2	25850.4
Башнефть	11940.5	11864.0	12015.2	12046.4	12073.2	11934.4	11727.4	11605.8	11738.0	12233.7
АНК Башнефть									11541.6	12037.7
Башминерал									60.7	64.7
Зирган									6.8	7.2
Геонефть									129.0	124.1
Славнефть	12497.2	14927.5	14700.0	17731.9	22008.3	24162.5	23300.6	20910.1	19571.1	18893.9
Славнефть-Мегионнефтегаз	12100.0	12517.0	13008.9	16370.8	20119.2	20495.4	18435.3	15253.7	13112.8	11999.1
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	1.8	3.9	5.8	17.3	66.7	915.7	1369.3	1478.1	1453.7	1160.3
Славнефть-Нижевартовск			324.0	478.4	802.1	1082.5	1295.3	966.6	875.0	1052.1
Славнефть-Красноярскнефтегаз		3.7	10.1	14.0	16.1	19.4	27.0	26.7	31.4	32.6
Славнефть (Собств.)					0.4	2.6	146.1	565.9	1145.2	1344.0
Обьнефтегазгеология						74.9	325.0	977.9	1485.2	2184.1
Обьнефтегазгеология	42.5	235.6	353.4	394.9	421.4	877.2	970.1	1156.5	1113.2	841.7

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Соболь	289.5	430.0	474.6	453.3	582.4	694.9	732.4	484.5	354.5	280.0
Нефтеразведка		4.6	6.0	3.2						
Нафта-Ульяновск		92.2	205.2							
Ульяновскнефть			312.0							
Ариголнефтегеология	63.4	215.6								
Узуннефть		26.8								
Варьеганнефть		1398.2								
РуссНефть				2614.9	8789.1	13872.7	14755.3	14169.3	14246.5	12687.0
Аганнефтегазгеология						1216.8	1019.5	1326.8	1897.5	1046.6
Арчнефтегеология					267.6	231.7	227.5	173.9	142.6	114.4
Белкамнефть					2007.8	2282.4	2314.3	2300.0	2271.1	2259.3
Белые ночи					898.4	1013.1	939.6	878.6	988.8	967.4
Бенодет Инвестментс ЛТД					710.9	403.7	293.7	227.5	170.4	
Валюнинское								18.1	12.4	32.9
Варьеганнефть				1704.4	1747.1	1618.1	1585.4	1503.0	1469.7	1285.8
Волганефть					147.9	219.9				
Голойл				347.7	395.8	457.1	400.8	350.2	363.3	312.1
Грушовое					2.9	31.6	33.4	22.9	20.1	17.3
Дуклинское					1.2	5.4	12.3	20.0	25.6	23.5
Западно-Малобалыкское						2737.7	2615.5	2400.3	1999.7	1503.3
Комнедра (УПК Недра)					116.1	196.7	221.9			
Кондурчанефть (Самара)					9.4	16.7	0.0			
Мохтикнефть					222.5	292.3	299.4	281.2	340.9	507.2
НАК АКИ-ОТЫР					13.2	16.2	196.0	309.5	460.5	1069.7
Нафта-Ульяновск				268.8	294.0	348.5	289.3	254.6	238.1	200.7
НГДУ Пензанефть						195.1	191.7	169.7	158.3	158.6
Нефтеразведка					2.2	2.5	2.6	3.6	0.7	
Ново-Аганское								0.0	0.0	
Окуновское										6.6
Поселковое					0.5	1.0	2.6	0.2	0.0	
Регион-й нефтяной консорциум					930.4	1211.7	1245.8	1260.9	1209.4	1028.9
Саратов-Бурение							399.7	364.4	240.6	124.5
Саратовнефтегаз							1115.1	1099.5	1092.3	925.6
Севернефть-Ярайнер								5.0	4.1	
Севернонефтегаз (Новос.)					10.9	82.6	28.1			
Соболиное					174.9	135.9	79.8	57.6	41.9	33.1
Столбовое					1.8	27.3	48.3	33.1	44.8	45.6
Томская нефть						99.1	92.4	100.5	88.9	65.3
Удмуртгеология							136.7	124.8	143.5	135.0
Удмуртская ННК					120.1	154.7	182.1	184.7	165.7	133.3
Удмуртская НК						53.6	58.7	65.8	84.4	155.7
Ульяновскнефть				294.0	304.7	404.6	381.5	362.6	350.0	353.4
Уральская нефть					73.9	76.9	66.7	59.6	57.3	46.7
Федюшкинское					1.6	29.4	25.2	17.1	5.2	4.0
Черногорское						333.3	310.5	249.3	193.5	130.6
ЮКОС	49547.4	58112.5	69387.0	80747.0	85678.5	23861.3	21533.0			
ЮКОС (Собств.)	439.1	740.8	1317.6	681.1	670.0	427.3	323.8			
Самаранефтегаз	7939.0	9489.8	10993.3	12313.4	12399.5	9583.3	9308.7			
Востсибнефтегаз		40.8	38.4	37.6	43.3	29.3	42.0			
Томскнефть (ВНК)	11001.1	11657.8	13885.1	16084.8	17539.2	13150.0	11230.7			
Юганскнефтегаз	30168.3	36183.4	42929.0	49734.5	51794.8					
Томск Петролеум унд Газ			168.3	368.3	643.3	401.0	347.3			
Томскнефтегазгеология			55.4							
Арктикгаз				222.0	189.7	172.8	180.6			
Уренгойл ИНК				64.3	101.7	97.6	99.9			
Западно-Малобалыкское				1241.0	2297.0					
Сиданко	10688.5	9134.6	16263.1	18617.8						
Варьеганнефтегаз	2659.2	2542.0	2645.6	2944.0						
Варьеганнефть	1376.1									
Удмуртнефть	5209.7	5059.6	4989.0	5434.6						
Саратовнефтегаз	1408.8	1455.0	1533.4	1802.1						
Новосибирскнефтегаз	34.7	78.0	235.0	481.6						
ТНК-Нижневартовск			6800.4	7888.5						
Удмуртская НК			59.8	66.9						
ВНК	235.6									
Томскнефтегазгеология	235.6									
ОНАКО	7505.7									
Оренбургнефть	6803.9									
Восток-Урал-Нефть	25.8									
Нефтепромпродукт	676.0									
Ингушнефтегазпром	164.2									
Арктикморнефтегазразведка	20.1									
Востсибнефтегаз	40.7									
Нефтяные компании, всего	281289.4	301736.2	341599.1	383983.6	423451.5	434041.2	440211.4	440743.9	436920.5	438132.6
ГАЗПРОМ	10010.1	10186.4	10790.5	11022.0	11963.7	12788.4	13401.8	13154.1	12723.0	12032.6
Ростопром	496.8	605.8								
Минприродресурсы	318.4	243.6								
НОВАТЭК						2395.5	2609.0	2610.4	2735.6	3322.1
Прочие производители	28921.6	32707.5	25336.5	24253.1	21020.5	17970.7	19234.8	20974.3	24124.8	25983.3
Операторы СРП	2187.6	2587.4	1902.4	2088.1	2369.5	2790.5	5071.4	13823.6	11982.9	14776.5
ВСЕГО	323223.9	348066.8	379628.4	421346.8	458805.3	469986.2	480528.5	491306.3	488486.7	494247.2

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»,
Москва, Россия



13-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ

21 – 25 июня 2010

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

www.neftegaz-expo.ru

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия)

«Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



Генеральный
информационный
партнер:

ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ

Стратегический
информационный
партнер:

НЕФТЬ
КАПИТАЛ

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин за декабрь, всего, кол-во

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Специализированные нефтедобывающие компании										
ЛУКОЙЛ	23699	24881	28179	27473	26502	26619	26964	27451	28097	28237
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, в т. ч.	14779	15319	15529	14851	14616	14670	14831	15351	16018	16023
ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	6898	7207	7330	7205	7259	7522	7565	7781	7884	7978
ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз	2130	2188	2193	2000	2035	2050	2146	2327	2447	2405
ЛУКОЙЛ-Лангеласнефтегаз	3727	3739	3770	3470	3149	2932	2907	2863	2918	2879
ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз	2024	2185	2211	2151	2148	2141	2188	2214	2623	2619
ЛУКОЙЛ-Ямалнефтегаз								166	146	142
Еганойл			25	25	25	25	25			
ЛУКОЙЛ-АИК			215	231	240	267	282	294	306	321
ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть	39	44	41	43	42					
ЛУКОЙЛ-Бурение-Пермь			4							
ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз									854	843
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	258	273	259	263	296	302	311	314	315	316
ЛУКОЙЛ-Коми			2297	2410	2490	3326	3116	3104	3306	3282
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	929	1182	1113	1060	1034	1040	987	891		
ЛУКОЙЛ-Пермнефть	4485	4677	4417	4307						
ЛУКОЙЛ-Пермь	941	1016	1588	1705	5560	5515	5522	5634	5739	5863
ЛУКОЙЛ-Север								64		
Аксаитовнефть (Башкортостан)			141	141	139	139	138	138	141	141
АмКоми			53	59						
Архангельскгеолдобыча						7				
Архангельскгеолдобыча (Нарьянмарнефтегаз (с 01.04)), всего, в т. ч.			90	87	103					
Арктикнефть			40	39	39					
Бовэл			9	13	19					
Варандейнефтегаз			18	26						
Калининградская ГДНГЭ			13							
Колвагеолдобыча			3	3						
Лукойл-Север			7	6						
Нарьянмарнефтегаз					45					
Байтек-Силур			31	35	39					
Бовэл						28				
Ватойл			624							
Вишеранефтегаз			37	37						
Волгодеминойл			12	11	11	11	14	15	15	14
Геойлбент						160	175			
Данао Инжиниринг						1				
Инвестнафта			17							
Калининградская ГДНГЭ				14						
КАМА-ойл										3
Колвагеолдобыча					3					
КомиКуэст			17							
КомитЭК	1641	1710	199							
Назымгеодобыча							16			
Нарьянмарнефтегаз						47	102	58	67	74
НМНГ-МНА									11	11
Нобель Ойл	627	660								
Пайтых Ойл							11	11		
ПермТОТИнефть			60	63	64	66	69	71	74	77
Пермьтекс			67							
РИТЭК, всего			466	518	585	507	564	674	719	769
РИТЭК			466	513	573					
РИТЭК-Внедрение				5	12					
РКМ Ойл				10	15					
СеверТэк			3	18	28	32	38	55		
Тулванефть				4	4	4	4			
Турсунт			78	82	87	85	88	89	90	83
Тэбукнефть			641	660	660					
УралОйл			84	86	375	380	401	412	439	414
УсинскАрктика			74							
УХТАНЕФТЬ				90	90					
ХантымансийскНГГ							263	271		
Шаимгеонефть			2	1	2					
ЮГРАнефть				669						
ЯНТК			20	18	19	32	32	5	3	3
Роснефть	8678	9006	8599	8836	8529	17210	21289	29777	29271	29035
РН-Северная нефть				119	171	204	226	255	280	287
Роснефть-Дагнефть	114	126	127	135	117	108	102	78	77	69
Роснефть-Краснодарнефтегаз	2137	2277	2306	2272	2265	3052	2934	2935	2064	1727
Роснефть-Маланинская группа									18	20

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Роснефть-Пурнефтегаз	2494	2744	2452	2525	2237	2163	2115	2223	2279	2212
Роснефть-Сахалинморнефтегаз	2385	2372	2287	2320	2250	1748	1726	1609	1421	1395
Роснефть-Ставропольнефтегаз	690	642	546	529	461	450	458	427	425	437
Роснефть-Термнефть	608	610	611	609	608					
НК Роснефть				77	138	213	222	253	239	209
Архангельскгеолдобыча	42									
Ванкорнефть								1	2	72
Востсибнефтегаз								8	8	8
Грознефтегаз		31	62							
Дагнефтегаз					22	25	28	29	30	31
Комсомольскнефть							6			
Полярное Сияние				20	20	23	24	25	26	27
Самаранефтегаз								5438	5357	5190
Селькупнефтегаз				22	32		50			
Томск Петролеум унд Газ								33	37	35
Томскнефть (ВНК)								2811	2872	2906
Удмуртнефть							3984	4004	4054	4147
Ченеко-Грознефть	8									
Юганскнефтегаз						9224	9414	9648	10082	10263
Югнефтегаз	200	204	208	208	208					
ТНК-ВР Холдинг	15440	18963	16033	16162	25749	26199	22489	22166	21519	21230
Бугурасланнефть								413	383	363
Ваньеганнефть								401	359	363
Варьеганнефтегаз					1229	1248	1270	1276	1268	1236
Верхнечонскнефтегаз								19	31	62
Корп. Югранефть					227	230	230	209	152	186
Малосикторское										14
Нижевартовское НГДП	1429	1505	1440	1442	2128	2113	2145	2109	2053	1384
Новосибирскнефтегаз					36	38	50	68	84	95
Оренбурггеология			47	59	73	82	77	57		
Оренбургнефть		2855	2830	2826	2831	2724	2665	2006	2045	1966
Самотлорнефтегаз	8107	8424	7975	7788	7949	8263	8627	8656	8385	8590
Саратов-Бурение						18				
Саратовнефтегаз					340	325				
Североенефтегаз								9	13	10
ТНК-Нижевартовск	2411	2421			2541	2538	2404	2259	2186	2196
ТНК-Нягань	2747	2954	2966	3271	3602	3845	4196	3859	3751	3962
ТНК-Уват								8	13	71
Тюменнефтегаз	746	804	775	776	787	810	825	817	796	732
Удмуртнефть					3977	3965				
Удмуртская НК					29					
Газпром нефть	7425	7630	7856	7997	8099	4602	5037	5459	5508	5717
Арчинское					6	8	11	18	26	40
Шингинское								11	17	29
Газпром нефть		18	53	60	67	76	89	117	163	161
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз		7612	7736	6814	6854	3620	3757	3803	3569	3526
Заполярьефть				1013	1009	643	755	881	958	938
Газпромнефть-Хантос								9	21	36
Сибнефть-Югра			67	110	163	255	419	620	754	987
Сургутнефтегаз	15719	16408	16929	16964	16719	16693	17198	17597	18124	18556
Сургутнефтегаз	15719	16408	16918	16964	16690	16659	17158	17572	18101	18533
СургутНГ (ЛенаНГ)					29	34	40	25	23	23
Юрьевскнефть			11							
Татнефть	20554	21333	21572	21477	21682	21460	21424	21560	21804	21957
Абдулинскнефтегаз									3	3
Илекнефть									9	12
Калмтатнефть									4	
Татнефть-Самара									35	51
Татнефть-Северный									2	6
Татнефть им. В.Д.Шашина									21751	21885
Башнефть	17993	18469	18379	18505	18600	18310	18584	18810	19194	19041
АНК Башнефть									19103	18948
Башминерал									41	43
Зирган									33	33
Геонефть									17	17
Славнефть	3922	5339	4420	3953	3978	4020	4013	4091	4175	4149
Славнефть-Мегионнефтегаз	3840	4054	4032	3762	3767	3736	3653	3633	3609	3496
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	1	1	2		11	36	61	83	84	84
Славнефть-Нижевартовск			62	75	74	89	104	110	133	143
Славнефть-Красноярскнефтегаз		2	3	2	2	4	4	4	8	7
Славнефть (Собств.)						2	7	28	44	60
Обьнефтегазгеология						9	36	76	122	198
Обьнефтегеология		40	60	42	54	65	76	89	104	93
Соболь	57	70	70	65	70	79	72	68	71	68
Нефтеразведка		7	7	7						

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Нафта-Ульяновск		48	57							
Ульяновскнефть			127							
Аригонефтегеология	24	54								
Узуннефть		20								
Варьеганнефть		1043								
РуссНефть				1352	4084	4466	4361	4410	4470	4272
Аганнефтегазгеология						93	79	91	86	78
Арчнефтегеология					56	62	65	60	57	57
Белкамнефть					1373	1293	1281	1280	1276	1283
Белые ночи					426	517	434	469	470	358
Бенодет Инвестментс ЛТД					17	17	18	17	21	
Валюнинское								5	8	8
Варьеганнефть				1148	1277	1286	836	844	854	796
Волганефть					11	14				
Голойл				20	20	23	22	22	25	24
Грушовое					4	4	4	4	4	3
Дуклинское					3	3	3	3	3	3
Западно-Малобалыкское						127	135	145	147	143
Комнедра (УПК 'Недра')					11	14	12			
Кондурчанефть (Самара)					3	4				
Мохтикнефть					21	28	27	27	35	30
НАК АКИ-ОТЫР					19	28	37	35	65	105
Нафта-Ульяновск				58	60	61	59	64	67	66
НГДУ Пензанефть						41	42	39	39	38
Нефтеразведка					7	4	5	6	6	6
Ново-Аганское								1	1	1
Окуновское										2
Поселковое					1	1	1.0	1	1	1
Регион-й нефтяной консорциум					287	295	307	323	331	330
Саратов-Бурение							22	27	26	22
Саратовнефтегаз							365	369	358	353
Севернефть-Ярайнер								1	3	4
Севернонефтегаз (Новос.)					5	7	9			
Соболиное					13	15	14	11	10	8
Столбовое					3	4	4	4	4	4
Томская нефть						22	21	21	23	20
Удмуртгеология							59	59	59	59
Удмуртская ННК					81	80	85	86	86	85
Удмуртская НК						28	31	34	46	50
Ульяновскнефть				126	130	136	136	133	133	120
Уральская нефть					158	158	147	147	148	147
Федюшкинское					3	3	3	3	3	1
Черногорское					95	98	98	79	75	67
ЮКОС	18734	18665	17898	17797	17366	8205	8277			
ЮКОС (Собств.)	56	73	45	50	52	51	55			
Самаранефтегаз	5580	5596	5606	5609	5573	5538	5451			
Востсибнефтегаз				10	10	8	8			
Томскнефть (ВНК)	3905	3947	3101	2744	2515	2557	2711			
Юганскнефтегаз	9193	9049	9129	9266	9060					
Томск Петролеум унд Газ			17	26	32	32	32			
Томскнефтегазгеология										
Арктикгаз				16	16	13	13			
Уренгойл ИНК				6	6	6	7			
Западно-Малобалыкское				70	102					
Сиданко	6924	5668	8082	8121						
Варьеганнефтегаз	1136	1161	1190	1210						
Варьеганнефть	1081									
Удмуртнефть	4323	4094	3999	3975						
Саратовнефтегаз	378	403	397	380						
Новосибирскнефтегаз	6	10	15	29						
ТНК-Нижневартовск			2454	2498						
Удмуртская НК			27	29						
ОНАКО	2791									
Оренбургнефть	2554									
Восток-Урал-Нефть	3									
Нефтепромпродукт	234									
Нефтяные компании, всего	141879	146362	147947	148637	151308	147784	149636	151321	152162	152194
ГАЗПРОМ						98	114	127	140	157
Ростопром	45									
НОВАТЭК						47	75	80	82	81
Прочие производители	6722		6343	6613	4350	4665	5352	5564	6013	6270
Операторы СРП			13	13	13	18	26	37	47	53
ВСЕГО	148646		154303	155263	155671	152612	155203	157129	158444	158755

Фонд добывающих нефтяных скважин за декабрь, кол-во

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Специализированные нефтедобывающие компании										
ЛУКОЙЛ	19884	21105	22794	22439	21761	22151	22799	23238	23964	24038
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, в т. ч.	12380	12964	12276	12171	12214	12676	12951	13434	14038	14148
ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	5739	6072	5960	6133	6192	6548	6581	6766	6962	7061
ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз	1809	1871	1777	1752	1729	1748	1839	2015	2100	2104
ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз	3002	3029	2585	2387	2328	2411	2454	2447	2470	2495
ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз	1830	1992	1931	1875	1943	1949	2057	2068	2381	2366
ЛУКОЙЛ-Ямалнефтегаз								138	125	122
Еганойл			23	24	22	20	20			
ЛУКОЙЛ-АИК			192	208	210	232	248	275	285	300
ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть	34	38	40	43	41					
ЛУКОЙЛ-Бурение-Пермь			4							
ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз									770	768
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	255	266	250	257	294	300	310	308	301	310
ЛУКОЙЛ-Коми			1227	1254	1311	1854	2004	2108	2328	2234
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	880	1132	1013	991	930	940	881	775		
ЛУКОЙЛ-Пермнефть	4253	4472	4008	3756						
ЛУКОЙЛ-Пермь	853	925	1410	1524	4945	4807	4782	4713	4834	4808
ЛУКОЙЛ-Север								60		
Аксаитовнефть (Башкортостан)			127	133	125	115	100	103	101	123
АмКоми			31	23						
Архангельскгеолдобыча						5				
Архангельскгеолдобыча (Нарьянмарнефтегаз (с 01.04)), всего, в т.ч.			74	60	86					
Арктикнефть			34	31	32					
Бовзл			8	12	19					
Варандейнефтегаз			15	15						
Калининградская ГДНГЭ			13							
Колвагеолдобыча			1	0						
Лукойл-Север			3	2						
Нарьянмарнефтегаз					35					
Байтек-Силур			25	28	30					
Бовзл						28				
Ватойл			582							
Вишеранефтегаз			36	35						
Волгодеминойл			11	11	11	11	14	15	15	14
Геойлбент						130	141			
Инвестнафта			17							
Калининградская ГДНГЭ				14						
КАМА-ойл										3
Колвагеолдобыча					1					
КомиКуэст			11							
КомиТЭК	797	861	171							
Нарьянмарнефтегаз						38	90	43	60	60
НМНГ-МНА									4	3
Нобель Ойл	432	447								
Пайтых Ойл							8	9		
ПермТОТИнефть			53	60	59	61	64	64	67	70
Пермьтекс			60							
РИТЭК, всего			422	496	557	492	550	640	708	759
РИТЭК			422	491	545					
РИТЭК-Внедрение				5	12					
РКМ ОЙЛ				7	13					
СеверТэк			0	16	25	28	37	52		
Тулванефть				4	4	4	4			
Турсунт			78	80	85	80	83	79	78	67
Тэбукнефть			532	522	401					
УралОйл			78	70	347	335	348	345	373	368
УсинскАрктика			49							
УХТАНЕФТЬ				63	54					
ХантымансийскНГГ							182	212		
Шаимгеонефть			2	1	2					
ЮГРАНефть				598						
ЯНТК			15	14	16	15	2	3	2	3
Роснефть	7838	8394	7983	8233	7956	14472	18280	24122	23659	22851
РН-Северная нефть				102	150	181	211	229	263	262
Роснефть-Дагнефть	79	87	96	106	91	90	81	67	55	63
Роснефть-Краснодарнефтегаз	2045	2191	2216	2184	2174	2920	2813	1710	1556	1311
Роснефть-Маланинская группа									18	19
Роснефть-Пурнефтегаз	2260	2576	2285	2358	2091	2066	1995	2095	1902	1738

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Роснефть-Сахалинморнефтегаз	2085	2148	2040	2112	2047	1605	1627	1505	1268	1137
Роснефть-Ставропольнефтегаз	564	591	507	495	430	332	316	293	298	287
Роснефть-Термнефть	577	579	581	579	578					
НК Роснефть				72	135	207	207	244	230	188
Архангельскгеолдобыча	32									
Ванкорнефть								1	0	68
Востсибнефтегаз								2	3	4
Грознефтегаз		31	62							
Дагнефтегаз					19	19	25	27	27	27
Комсомольскнефть							5			
Полярное Сияние				17	17	21	20	20	24	27
Самаранефтегаз								4164	3985	3685
Селькупнефтегаз				12	27		50			
Томск Петролеум унд Газ								28	32	33
Томскнефть (ВНК)								2151	2166	2145
Удмуртнефть							3445	3583	3658	3767
Ченeko-Грознефть	8									
Юганскнефтегаз						7031	7485	8003	8174	8090
Югнефтегаз	188	191	196	196	197					
ТНК-ВР Холдинг	9149	12017	9434	9432	15383	16292	13532	14957	15224	15066
Бугурасланнефть								313	341	330
Ваньеганнефть								289	290	279
Варьеганнефтегаз					451	488	540	618	608	591
Верхнечонскнефтегаз								0	27	56
Корп. Югранефть					107	114	124	146	135	140
Малосикторское										14
Нижневартовское НГДП	954	976	710	747	1172	1187	1299	1404	1369	952
Новосибирскнефтегаз					30	35	48	65	79	93
Оренбурггеология			44	53	54	50	47	49		
Оренбургнефть		2048	2015	1964	1922	1836	1863	1677	1754	1656
Самотлорнефтегаз	4974	5588	4807	4764	4715	5048	5433	5944	6225	6402
Саратов-Бурение						16				
Саратовнефтегаз					283	285				
Северноенефтегаз								3	6	7
ТНК-Нижневартовск	1230	1353			1458	1645	1703	1760	1845	1873
ТНК-Нягань	1418	1437	1300	1378	1504	1734	1950	2111	2013	2105
ТНК-Уват								0	0	60
Тюменнефтегаз	573	615	558	526	510	502	525	578	532	508
Удмуртнефть					3150	3352				
Удмуртская НК					27					
Газпром нефть	4050	4263	3831	3480	3456	3904	4433	4806	4960	4989
Арчинское					3	5	7	8	18	25
Шингинское								10	12	21
Газпром нефть		18	42	46	53	68	81	105	146	149
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз		4245	3747	2916	2830	3063	3283	3320	3201	3015
Заполярьефть				431	436	557	662	757	837	802
Газпромнефть-Хантос								9	18	33
Сибнефть-Югра			42	87	134	211	396	597	728	944
Сургутнефтегаз	13677	14367	14650	14827	14734	15144	15788	16261	16763	17306
Сургутнефтегаз	13677	14367	14640	14827	14734	15144	15788	16261	16750	17306
СургутНГ (ЛенаНГ)					0	0	0	0	13	0
Юрьевскнефть			10							
Татнефть	17912	18931	18891	18357	17778	17888	18237	18690	18667	19015
Илекнефть									2	1
Калмтатнефть									0	
Татнефть-Самара									33	42
Татнефть-Северный									1	2
Татнефть им. В.Д.Шашина									18631	18970
Башнефть	14051	14673	14896	15020	15398	16279	16603	16918	17399	16828
АНК Башнефть									17312	16740
Башминерал									41	42
Зирган									32	30
Геонефть									14	16
Славнефть	3519	4534	3826	3311	3217	3346	3444	3570	3658	3666
Славнефть-Мегионнефтегаз	3442	3730	3498	3156	3055	3111	3137	3151	3134	3069
Славнефть-Мегионнефтегазгеология	1	1	2		9	34	53	80	81	78
Славнефть-Нижневартовск			50	57	59	74	94	98	118	132
Славнефть-Красноярскнефтегаз		2	2	2	2	4	4	3	8	7
Славнефть (Собств.)						0	7	26	41	55
Обьнефтегазгеология						9	31	68	116	184
Обьнефтегеология		30	39	35	32	45	54	79	93	76
Соболь	53	68	61	60	60	69	64	65	67	65
Нефтеразведка		1	4	1						

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Нафта-Ульяновск		43	56							
Ульяновскнефть			114							
Аригоннефтегеология	23	50								
Узуннефть		14								
Варьеганнефть		595								
РуссНефть				803	2822	3274	3945	3936	3904	3666
Аганнефтегазгеология						75	79	87	78	71
Арчнефтегеология					52	53	57	50	54	44
Белкамнефть					1128	1158	1149	1169	1133	1147
Белые ночи					186	228	394	423	425	251
Бенодет Инвестментс ЛТД					12	15	15	14	0	
Валюнинское								3	2	4
Варьеганнефть				614	619	690	735	722	744	675
Волганефть					11	13				
Голойл				15	18	21	19	21	23	22
Грушовое					3	1	4	2	3	3
Дуклинское					1	1	1	3	2	2
Западно-Малобалыкское						123	132	136	142	136
Комнедра (УПК 'Недра')					5	8	9			
Кондурчанефть (Самара)					3	3				
Мохтикнефть					19	19	24	19	29	27
НАК АКИ-ОТЫР					3	2	28	32	58	94
Нафта-Ульяновск				57	59	59	57	64	67	66
НГДУ Пензанефть						37	38	37	36	35
Нефтеразведка					2	2	4	6	0	0
Окуневское										2
Поселковое					1	0	1	0	0	0
Регион-й нефтяной консорциум					271	292	305	315	322	320
Саратов-Бурение							19	23	21	18
Саратовнефтегаз							319	293	277	301
Севернефть-Ярайнер								1	0	0
Севернонефтегаз (Новос.)					2	4	5			
Соболиное					10	11	12	10	8	8
Столбовое					3	4	4	3	4	4
Томская нефть						22	19	20	23	20
Удмуртгеология							58	56	58	58
Удмуртская ННК					81	77	83	83	80	81
Удмуртская НК						26	29	29	44	43
Ульяновскнефть				117	118	127	127	115	126	112
Уральская нефть					131	113	129	125	74	62
Федюшкинское					2	3	3	2	1	1
Черногорское					82	87	87	73	70	59
ЮКОС	12563	12065	11736	12261	12826	5836	6308			
ЮКОС (Собств.)	56	66	40	44	48	41	50			
Самаранефтегаз	4029	4053	3964	3886	3875	3741	4095			
Востсибнефтегаз				1	2	4	4			
Томскнефть (ВНК)	2232	1944	1778	1865	2052	2005	2115			
Юганскнефтегаз	6246	6002	5940	6361	6716					
Томск Петролеум унд Газ			14	19	26	28	27			
Арктикгаз				13	12	11	11			
Уренгойл ИНК				5	5	6	6			
Западно-Малобалыкское				67	90					
Сиданко	5334	4534	5675	5635						
Варьеганнефтегаз	468	506	458	465						
Варьеганнефть	501									
Удмуртнефть	3992	3627	3452	3351						
Саратовнефтегаз	367	393	372	345						
Новосибирскнефтегаз	6	8	12	26						
ТНК-Нижнеартовск			1356	1422						
Удмуртская НК			25	26						
ОНАКО	1962									
Оренбургнефть	1797									
Восток-Урал-Нефть	3									
Нефтепромпродукт	162									
Нефтяные компании, всего	109939	114883	113716	113798	115331	118586	123369	126498	128198	127425
ГАЗПРОМ						97	111	122	138	152
Ростоппром	42									
НОВАТЭК						32	57	65	63	49
Прочие производители	5446		4456	5115	3524	3926	4420	4638	4649	5233
Операторы СРП			13	13	13	16	26	20	37	39
ВСЕГО	115427		118185	118926	118868	122657	127983	131343	133085	132898

Фонд простаивающих нефтяных скважин за декабрь, кол-во

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Специализированные нефтедобывающие компании										
ЛУКОЙЛ	3815	3776	5385	5034	4741	4468	4165	4213	4133	4199
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, в т. ч.	2399	2355	3253	2680	2402	1994	1880	1917	1980	1875
ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	1159	1135	1370	1072	1067	974	984	1015	922	917
ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз	321	317	416	248	306	302	307	312	347	301
ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз	725	710	1185	1083	821	521	453	416	448	384
ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз	194	193	280	276	205	192	131	146	242	253
ЛУКОЙЛ-Ямалнефтегаз								28	21	20
Еганойл			2	1	3	5	5			
ЛУКОЙЛ-АИК			23	23	30	35	34	19	21	21
ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть	5	6	1		1					
ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз									84	75
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	3	7	9	6	2	2	1	6	14	6
ЛУКОЙЛ-Коми			1070	1156	1179	1472	1112	996	978	1048
ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть	49	50	100	69	104	100	106	116		
ЛУКОЙЛ-Пермнефть	232	205	409	551						
ЛУКОЙЛ-Пермь	88	91	178	181	615	708	740	921	905	1055
ЛУКОЙЛ-Север								4		
Аксаитовнефть (Башкортостан)			14	8	14	24	38	35	40	18
АмКоми			22	36						
Архангельскгеолдобыча						2				
Архангельскгеолдобыча (Нарьянмарнефтегаз (с 01.04)), всего, в т.ч.			16	27	17					
Арктикнефть			6	8	7					
Бовэл			1	1						
Варандейнефтегаз			3	11						
Колвагеолдобыча			2	3						
Лукойл-Север			4	4						
Нарьянмарнефтегаз					10					
Байтек-Силур			6	7	9					
Ватойл			42							
Вишеранефтегаз			1	2						
Волгодеминойл			1							
Геойлбент						30	34			
Данао Инжиниринг						1				
Колвагеолдобыча					2					
КомиКуэст			6							
КомиТЭК	844	849	28							
Назымгеодобыча							16			
Нарьянмарнефтегаз						9	12	15	7	14
НМНГ-МНА									7	8
Нобель Ойл	195	213								
Пайтых Ойл							3	2		
ПермТОТИнефть			7	3	5	5	5	7	7	7
Пермьтекс			7							
РИТЭК, всего			44	22	28	15	14	34	11	10
РИТЭК			44	22	28					
РИТЭК-Внедрение				0	0					
РКМ ОЙЛ				3	2					
СеверТэк			3	2	3	4	1	3		
Турсунт			0	2	2	5	5	10	12	16
Тэбукнефть			109	138	259					
УралОйл			6	16	28	45	53	67	66	46
УсинскАрктика			25							
УХТАНЕФТЬ				27	36					
ХантымансийскНГГ							81	59		
ЮГРАнефть				71						
ЯНТК			5	4	3	17	30	2	1	
Роснефть	840	612	616	603	573	2738	3009	5655	5612	6184
РН-Северная нефть				17	21	23	15	26	17	25
Роснефть-Дагнефть	35	39	31	29	26	18	21	11	22	6
Роснефть-Краснодарнефтегаз	92	86	90	88	91	132	121	1225	508	416
Роснефть-Маланинская группа										1
Роснефть-Пурнефтегаз	234	168	167	167	146	97	120	128	377	474
Роснефть-Сахалинморнефтегаз	300	224	247	208	203	143	99	104	153	258
Роснефть-Ставропольнефтегаз	126	51	39	34	31	118	142	134	127	150
Роснефть-Термнефть	31	31	30	30	30					

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
НК Роснефть				5	3	6	15	9	9	21
Архангельскгеолдобыча	10									
Ванкорнефть									2	4
Востсибнефтегаз								6	5	4
Дагнефтегаз					3	6	3	2	3	4
Комсомольскнефть							1			
Полярное Сияние				3	3	2	4	5	2	0
Самаранефтегаз								1274	1372	1505
Селькупнефтегаз				10	5					
Томск Петролеум унд Газ								5	5	2
Томскнефть (ВНК)								660	706	761
Удмуртнефть							539	421	396	380
Юганскнефтегаз						2193	1929	1645	1908	2173
Югнефтегаз	12	13	12	12	11					
ТНК-ВР Холдинг	6291	6946	6599	6730	10366	9907	8957	7209	6295	6164
Бугурасланнефть								100	42	33
Ваньеганнефть								112	69	84
Варьеганнефтегаз					778	760	730	658	660	645
Верхнечонскнефтегаз								19	4	6
Корп. Югранефть					120	116	106	63	17	46
Нижневартовское НГДП	475	529	730	695	956	926	846	705	684	432
Новосибирскнефтегаз					6	3	2	3	5	2
Оренбурггеология			3	6	19	32	30	8		
Оренбургнефть		807	815	862	909	888	802	329	291	310
Самотлорнефтегаз	3133	2836	3168	3024	3234	3215	3194	2712	2160	2188
Саратов-Бурение						2				
Саратовнефтегаз					57	40				
Северноенефтегаз								6	7	3
ТНК-Нижневартовск	1181	1068			1083	893	701	499	341	323
ТНК-Нягань	1329	1517	1666	1893	2098	2111	2246	1748	1738	1857
ТНК-Уват								8	13	11
Тюменнефтегаз	173	189	217	250	277	308	300	239	264	224
Удмуртнефть					827	613				
Удмуртская НК					2					
Газпром нефть	3375	3367	4025	4517	4643	698	604	653	548	728
Арчинское					3	3	4	10	8	15
Шингинское								1	5	8
Газпром нефть			11	14	14	8	8	12	17	12
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз		3367	3989	3898	4024	557	474	483	368	511
Заполярьефть				582	573	86	93	124	121	136
Газпромнефть-Хантос									3	3
Сибнефть-Югра			25	23	29	44	23	23	26	43
Сургутнефтегаз	2042	2041	2279	2137	1985	1549	1410	1336	1361	1250
Сургутнефтегаз	2042	2041	2278	2137	1956	1515	1370	1311	1351	1227
СургутНГ (ЛенаНГ)					29	34	40	25	10	23
Юрьевскнефть			1							
Татнефть	2642	2402	2681	3120	3904	3572	3187	2870	3137	2942
Абдулинскнефтегаз									3	3
Илекнефть									7	11
Калмтатнефть									4	
Татнефть-Самара									2	9
Татнефть-Северный									1	4
Татнефть им. В.Д.Шашина									3120	2915
Башнефть	3942	3796	3483	3485	3202	2031	1981	1892	1795	2213
АНК Башнефть									1791	2208
Башминерал										1
Зирган									1	3
Геонефть									3	1
Славнефть	403	805	594	642	761	674	569	521	517	483
Славнефть-Мегионнефтегаз	398	324	534	606	712	625	516	482	475	427
Славнефть-Мегионнефтегазгеология					2	2	8	3	3	6
Славнефть-Нижневартовск			12	18	15	15	10	12	15	11
Славнефть-Красноярскнефтегаз			1					1		
Славнефть (Собств.)						2		2	3	5
Обьнефтегазгеология							5	8	6	14
Обьнефтегеология		10	21	7	22	20	22	10	11	17
Соболь	4	2	9	5	10	10	8	3	4	3
Нефтеразведка		6	3	6						
Нафта-Ульяновск		5	1							
Ульяновскнефть			13							
Ариголнефтегеология	1	4								

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Узуннефть		6								
Варьеганнефть		448								
РуссНефть				549	1262	1192	416	474	566	606
Аганнефтегазгеология						18		4	8	7
Арчнефтегеология					4	9	8	10	3	13
Белкамнефть					245	135	132	111	143	136
Белые ночи					240	289	40	46	45	107
Бенодет Инвестментс ЛТД					5	2	3	3	21	
Валюнинское								2	6	4
Варьеганнефть				534	658	596	101	122	110	121
Волганефть						1				
Голойл				5	2	2	3	1	2	2
Грушовое					1	3		2	1	
Дуклинское					2	2	2		1	1
Западно-Малобалыкское						4	3	9	5	7
Комнедра (УПК 'Недра')					6	6	3			
Кондурчанефть (Самара)						1				
Мохтикнефть					2	9	3	8	6	3
НАК АКИ-ОТЫР					16	26	9	3	7	11
Нафта-Ульяновск				1	1	2	2			
НГДУ Пензанефть						4	4	2	3	3
Нефтеразведка					5	2	1		6	6
Ново-Аганское								1	1	1
Поселковое						1		1	1	1
Регион-й нефтяной консорциум					16	3	2	8	9	10
Саратов-Бурение							3	4	5	4
Саратовнефтегаз							46	76	81	52
Севернефть-Ярайнер									3	4
Севернонефтегаз (Новос.)					3	3	4			
Соболиное					3	4	2	1	2	
Столбовое								1		
Томская нефть							2	1		
Удмуртгеология							1	3	1	1
Удмуртская ННК						3	2	3	6	4
Удмуртская НК						2	2	5	2	7
Ульяновскнефть				9	12	9	9	18	7	8
Уральская нефть					27	45	18	22	74	85
Федюшкинское					1			1	2	
Черногорское					13	11	11	6	5	8
ЮКОС	6171	6600	6162	5536	4540	2369	1969			
ЮКОС (Собств.)		7	5	6	4	10	5			
Самаранефтегаз	1551	1543	1642	1723	1698	1797	1356			
Востсибнефтегаз				9	8	4	4			
Томскнефть (ВНК)	1673	2003	1323	879	463	552	596			
Юганскнефтегаз	2947	3047	3189	2905	2344					
Томск Петролеум унд Газ			3	7	6	4	5			
Арктикгаз				3	4	2	2			
Уренгойл ИНК				1	1		1			
Западно-Малобалыкское				3	12					
Сиданко	1590	1134	2407	2486						
Варьеганнефтегаз	668	655	732	745						
Варьеганнефть	580									
Удмуртнефть	331	467	547	624						
Саратовнефтегаз	11	10	25	35						
Новосибирскнефтегаз		2	3	3						
ТНК-Нижнеартловск			1098	1076						
Удмуртская НК			2	3						
ОНАКО	829									
Оренбургнефть	757									
Восток-Урал-Нефть										
Нефтепромпродукт	72									
Нефтяные компании, всего	31940	31479	34231	34839	35977	29198	26267	24823	23964	24769
ГАЗПРОМ						1	3	5	2	5
Ростопром	3									
НОВАТЭК						15	18	15	19	32
Прочие производители	1276		1887	1498	826	739	932	926	1364	1037
Операторы СРП						2		17	10	14
ВСЕГО	33219		36118	36337	36803	29955	27220	25786	25359	25857

Проходка в разведочном бурении, тыс. м

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.*	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
ЛУКОЙЛ	276.6	269.0	138.7	125.3		103.6	116.0	125.1	118.9	61.7
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, в т. ч.	164.1	135.0	34.1	39.8		31.3	46.7	51.7	47.2	23.7
ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	57.2	42.6	13.4	12.9		6	12.1	18.2	21.3	6.8
ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз	28.5	33.3	4.4	6.0		2.5	5.4	2.9	4.4	6.7
ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз	33.8	18.8	3.5	6.8		6.4	4.7	11.0	5.1	3.0
ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз	44.5	40.3	12.8	14.1		16.4	24.6	13.7	12.5	7.2
ЛУКОЙЛ-Ямалнефтегаз								5.8	3.9	
ЛУКОЙЛ-АИК							0.2		3.0	
ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть	3.6	9.0	1.7	1.1						
ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз										2.2
ЛУКОЙЛ-Заполярье							2.6			
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	19.7	18.5	9.3	9.2		5.4	5.6	4.5	6.1	0.0
ЛУКОЙЛ-Коми			7.1	8.5		6.8	12.1	11.8	17.4	9.7
ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть	24.7	25.4	21.8	16.9		15.6	17.3	18.4	9.0	0.1
ЛУКОЙЛ-Пермнефть	28.3	37.3	4.5	7.8						
ЛУКОЙЛ-Пермь	20.4	22.3	5.9	2.5		11.3	8.8	8.6	9.5	5.6
ЛУКОЙЛ-Север							0.7	6.3	0.1	
Архангельскгеолдобыча (Нарьянмарнефтегаз (с 01.04), всего, в т.ч.			16.8	11.6						
Архангельскгеолдобыча			14.1	8.8						
Калининградская ГДНГЭ			2.1	1.9						
Колвагеолдобыча			0.6							
Лукойл-Север				0.9						
Байтек-Силур			0.1							
Ватойл				3.0						
Волгодеминойл			5.5	0.0		4.5	9.5	11.9	7.0	7.2
Геойлбент							3.4	0.7		
Данао Инжиниринг						4.7				
ИНЗ							2.0			
КАМА-ойл										2.4
КомиТЭК	11.9	18.4	0.5							
Назымгеолдобыча							1.6			
Нарьянмарнефтегаз						0.2	1.4			
Находканефтегаз						5.6	1.0			
Нобель Ойл	4.1	3.2	0.0							
РИТЭК, всего			26.8	19.6		12.2	3.2	11.1	15.1	10.7
РИТЭК			19.0	16.3		12.2	3.2	11.1	15.1	10.7
РИТЭК-Внедрение			7.8	3.3						
СеверТЭК						2				
Турсунт				1.8		1.9				
УсинскАрктика			3.8							
ХантымансийскНГГ									4.5	
Шаимгеонефть			0.8	3.5		1.8				
Роснефть	76.2	69.2	55.6	39.1		41.2	61.2	79.7	55.4	27.9
РН-Северная нефть						0.9	2.2	3.7	3.6	1.2
Роснефть-Дагнефть	6.0	5.7	7.3	1.5		3.1	4.0	1.8		
Роснефть-Краснодарнефтегаз	20.5	21.7	24.7	26.7		17.4	13.1	6.4	5.6	
Роснефть-Пурнефтегаз	17.6	20.5	6.2	8.4		1.0		3.2	3.5	
Роснефть-Сахалинморнефтегаз	12.7	9.4	7.2	1.7						
Роснефть-Ставропольнефтегаз	6.1	6.9	8.0	0.9						
Роснефть-Термнефть	2.6									
НК Роснефть						0.7	4.4	1.0		
Архангельскгеолдобыча	8.6									
Ванкорнефть							13.8	12.5	5.9	8.4
Востсибнефтегаз										1.7
Дагнефтегаз						2.4	1.7	0.5		
Полярное Сияние							9.9	3.4	3.8	
Самаранефтегаз								13.0	4.3	
Томскнефть (ВНК)								20.1	13.2	2.8
Удмуртнефть									1.5	1.6
Юганскнефтегаз						15.6	12.0	14.4	14.0	12.2
Югнефтегаз	2.1	5.1	2.2							
ТНК-ВР Холдинг	49.9	102.9	11.3	21.9		37.9	40.8	102.2	114.9	37.6
Варьеганнефтегаз						2.2	2.8		5.6	2.3
Корп. Югранефть						2.7				
Нижевартовское НГДП	11.1	14.4					5.9	2.6	4.6	
Оренбурггеология			0.3	3.5			2.8	9.2	5.1	
Оренбургнефть		28.7	4.8	14.3		15.8	8.7	13.0	36.8	20.9
Самотлорнефтегаз	14.7	20.5					1.5	1.6	9.1	3.0
Саратовнефтегаз						0.5				

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.*	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Тагульское								5.1		
ТНК			4.2							
ТНК-Нижнеартовск	14.5	17.1						2.5	2.5	
ТНК-Нягань	2.7	4.2					5.6			2.4
ТНК-Уват								46.8	44.7	9.1
Тюменнефтегаз	7.0	18.0	2.1	4.1		16.1	13.5	21.4	6.6	
Удмуртнефть						0.5				
Газпром нефть	6.2	25.2	14.7	50.6		22.8	31.3	53.4	67.8	17.0
Арчинское							0.8			
Газпром нефть										
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	6.2	25.2	14.7	50.6		22.8	30.5	53.4	60.1	13.8
Газпромнефть-Хантос									7.8	3.2
Сургутнефтегаз	224.4	270.1	285.4	244.1		163	164.2	168.1	169.2	182.8
Сургутнефтегаз	224.4	270.1	285.4	244.1		163	164.2	168.1	169.2	182.8
Татнефть	55.1	63.6	45.1	48.2		48.3	50.5	53.9	62.1	47.2
Татнефть-Самара									11.1	22.5
Татнефть-Северный									2.2	
Татнефть им. В.Д.Шашина									48.8	24.8
Башнефть	101.2	110.5	77.1	70.9		42.4	21.6	35.1	34.0	10.5
Славнефть	69.4	93.0	39.9			39	58.4	49.2	56.9	11.5
Славнефть-Мегионнефтегаз	69.4	68.9	31.8			17.6	10.7	2.9	5.9	
Славнефть-Мегионнефтегазгеология			3.0			2.6	2.4	2.6		
Славнефть-Нижнеартовск						4.3	11.1	11.7	2.5	
Славнефть-Красноярскнефтегаз		3.1	5.1			11.4	24.8	23.3	39.3	8.8
Славнефть (Собств.)							3.1			0.0
Обьнефтегазгеология								5.7	5.8	2.7
Обьнефтегеология		3.1				3.1	3.3	2.9	3.4	
Соболь		2.8					3.0			
Нафта-Ульяновск		1.4								
Ариголнефтегеология		7.3								
Узуннефть		2.9								
Варьеганнефть		3.5								
РуссНефть						34.4	27.3	32.2	24.0	5.6
Аганнефтегазгеология						3.3	4.4		3.8	
Арчнефтегеология						2.6	2.1			
Белкамнефть							14.0	1.5		
Белые ночи							2.9	18.8	2.9	3.2
Бенодет Инвестментс ЛТД									6.9	
Валюнинское									3.9	
Варьеганнефть						5.5	0.2	2.8		
Голойл						0.5	2.3	2.7		
НАК АКИ-ОТЫР						2.9	2.8			
Нафта-Ульяновск							1.6			
Нефтеразведка							1.1	0.4		
Регион-й нефтяной консорциум						11.6	1.4	1.6	2.3	
Саратовнефтегаз							3.3	2.0	2.5	2.4
Томская нефть						3.0				
Удмуртская ННК						0.6	1.5			
Удмуртская НК								1.1	1.8	
Ульяновскнефть						1.6		1.4		
Уральская нефть							2.2			
Черногорское						2.7				
ЮКОС	65.6	117.8	51.7	43.1		7.6	57.6			
Самаранефтегаз	29.5	45.0	14.2	13.4		7.6	46.5			
Томскнефть (ВНК)	2.8	10.3	24.1	29.8			11.1			
Юганскнефтегаз	33.3	62.5	13.4							
Сиданко	48.0	23.8	1.1							
Варьеганнефть	16.6									
Удмуртнефть	11.3	3.5								
Саратовнефтегаз	15.1	20.3	1.1							
Черногорнефть	5.0									
ОНАКО	41.1									
Оренбургнефть	34.4									
Нефтепромпродукт	6.7									
Нефтяные компании, всего	1013.7	1145.0	720.5	643.2		540.2	628.9	698.9	703.4	401.8
ГАЗПРОМ							2.0		3.0	
Ростолпром	0.8	2.6								
НОВАТЭК						3.3	5.3	1.5	14.8	0.3
Прочие производители	101.4	112.8	45.8	37.4		91.8	85.8	166.2	130.4	62.3
Операторы СРП	2.5						0.3			
ВСЕГО	1118.4	1260.4	766.4	680.5		635.2	722.3	866.5	851.7	464.4

Проходка в эксплуатационном бурении, тыс. м

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
ЛУКОЙЛ	952.6	1110.9	1076.4	1073.4	1028.9	1201.6	2097.0	2637.9	2973.6	2382.8
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, в т. ч.	750.4	852.5	475.6	516.8	588.1	674.4	1304.1	1878.7	2218.5	1781.8
ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	475.0	498.1	194.0	200.1	241.0	373.0	864.0	1104.0	1119.9	921.4
ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз	129.3	142.0	107.0	74.0	107.0	144.2	157.0	282.6	412.8	396.8
ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз	52.9	66.8	74.5	138.7	138.1	97.0	157.1	259.0	309.1	289.1
ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз	93.1	145.6	100.0	104.0	102.0	60.2	126.0	196.4	350.7	156.9
ЛУКОЙЛ-Ямалнефтегаз								36.7	26.1	17.6
ЛУКОЙЛ-АИК			64.4	98.3	60.8	88.0	94.7	93.6	92.4	109.7
ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть	2.9	2.9	0.8							
ЛУКОЙЛ-Заполярьефть							4.2			
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	9.7	8.2	14.5	13.1	21.6	22.2	18.9	15.1	9.3	5.4
ЛУКОЙЛ-Коми			1.2	25.7	22.8	64.3	136.8	86.2	136.8	153.9
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть				4.4	4.5	11.3	6.7	5.2	3.0	
ЛУКОЙЛ-Пермнефть	34.2	51.8	5.1	17.6						
ЛУКОЙЛ-Пермь	87.0	90.4	62.9	74.4	81.0	74.3	75.5	82.4	116.5	150.7
ЛУКОЙЛ-Север							3.8	50.7	3.7	
АмКоми			3.9	2.7						
Архангельскгеолдобыча(Нарьянмарнефтегаз (с 01.04)), всего, в т.ч.			41.7	23.0	11.4					
Арктикнефть			16.3	2.8						
Бовзл			7.1	7.0						
Варандейнефтегаз			13.0	8.3						
Калининградская ГДНГЭ			5.3	1.7						
Колвагеолдобыча			0.0							
Лукойл-Север				3.3						
Байтек-Силур			6.6	6.6						
Бовзл					1.1	24.2	6.5			
Ватойл			127.9	74.3						
Волгодеминойл			0.5							
Геойлбент						20.2	45.5	14.0		
ИНЗ							19.4			
КАМА-ойл										3.9
КомитЭК	56.8	72.3	32.1	2.7						
Нарьянмарнефтегаз					10.3	6.1	37.2	73.9	58.8	45.3
Находканефтегаз						33.0	11.5			
Нобель Ойл	11.6	32.8								
ПермТОТИнефть			4.4	4.5	4.5	4.9	4.4	0.7	5.1	7.5
Пермьтекс			29.6	9.9						
РИТЭК, всего			185.7	192.2	224.0	167.3	202.3	269.1	232.6	124.5
РИТЭК			185.7	183.4	208.7		202.3	269.1		
РИТЭК-Внедрение				8.8	15.3					
СеверТЭК						0.0	22.4	41.9	35.2	
Турсунт			2.0	5.9	8.2	3.5	10.1	7.1	5.8	
УралОйл				1.5	1.9	7.8	18.1	14.5	15.7	
УсинскАрктика			15.1							
ХантымансийскНГГ							74.8	4.7	40.1	
Роснефть	676.7	749.3	523.7	483.2	468.1	1059.2	1398.2	2513.9	2488.5	2587.3
РН-Северная нефть				64.0	182.7	117.1	65.0	88.6	82.7	22.6
Роснефть-Дагнефть	3.5	3.2	2.0	3.8	3.4					
Роснефть-Краснодарнефтегаз	47.8	84.8		13.4	6.1			11.1	2.1	
Роснефть-Пурнефтегаз	556.5	617.5	482.2	285.2	208.1	40.2	60.5	155.5	128.1	38.2
Роснефть-Сахалинморнефтегаз	17.3	23.3	26.0	22.3	25.0	26.4	25.1	15.4	16.5	21.0
Роснефть-Ставропольнефтегаз		3.3								
Роснефть-Термнефть	11.2									
НК Роснефть				0.1			3.7	4.0	0.9	
Архангельскгеолдобыча	23.6									
Ванкорнефть							17.7	78.4	141.8	277.0
Востсибнефтегаз										0.8
Дагнефтегаз					1.1	0.9	0.0		2.2	1.3
Полярное Сияние						14.0	0.2	7.2	0.0	3.4
Самаранефтегаз								37.4	44.9	63.6
Селькупнефтегаз				75.8	22.6	36.5				
Томскнефть (ВНК)								402.0	331.7	231.7
Удмуртнефть							9.8	47.3	54.7	73.2
Юганскнефтегаз						824.0	1216.1	1666.8	1682.9	1854.4
Югнефтегаз	16.8	17.1	13.6	18.5	19.1					
ТНК-ВР Холдинг	1016.7	1054.7	208.7	399.2	772.6	833.1	918.4	1106.1	1318.7	1333.0
Бугурасланнефть									4.3	5.4
Ваньеганнефть								28.8		
Варьеганнефтегаз					100.5	134.3	76.8	59.3	93.9	101.7
Верхнечонскнефтегаз								32.5	74.1	107.7
Корп. Югранефть						13.1	15.7	15.9		
Нижневартовское НГДП	378.3	344.8		50.4	175.1	74.8	100.2	82.0	76.6	77.4
Оренбурггеология			26.0	27.7	32.2	8.2	0.7	20.0	6.1	
Оренбургнефть		203.1	113.7	136.4	88.7	62.5	121.4	167.6	214.4	312.2
Самотлорнефтегаз	241.1	269.0	66.0	164.7	178.0	231.6	244.0	204.0	215.5	178.3
Саратовнефтегаз					3.7	7.0				
Севернонефтегаз									15.1	

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
ТНК-Нижневартовск	51.4	62.9			82.3	102.6	143.2	218.8	202.9	41.4
ТНК-Нягань	170.6	45.2			69.6	143.7	172.8	180.7	203.2	292.0
ТНК-Уват								60.3	190.3	210.0
Тюменнефтегаз	175.4	129.8	2.9	20.0	20.3	44.8	30.4	36.2	22.4	6.8
Удмуртнефть					22.3	10.4	13.3			
Газпром нефть	725.0	931.7	844.7	687.8	804.3	726.5	1428.7	1693.7	2036.3	2158.5
Арчинское							101.0	96.7	184.0	109.2
Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз	725.0	931.7	844.7	687.8	804.3	726.5	660.8	780.1	784.2	699.7
Газпромнефть-Хантос							666.8	816.9	1068.2	1349.7
Сургутнефтегаз	2119.4	2266.4	2589.3	2777.5	2822.0	2963.1	3068.9	3191.4	3126.9	3657.1
Сургутнефтегаз	2119.4	2266.4	2546.3	2777.5	2822.0	2963.1	3068.9	3191.4	3126.9	3657.1
Юрьевскнефть			43.0							
Татнефть	622.8	839.3	661.2	602.5	504.6	460.2	470.8	487.8	448.5	394.1
Татнефть-Самара									21.3	13.3
Татнефть им. В.Д.Шашина									427.2	380.9
Башнефть	361.5	431.3	411.3	333.9	364.5	375.6	290.4	298.2	426.4	245.7
АНК Башнефть									426.4	245.7
Славнефть	591.8	757.0	369.5	251.8	284.5	626.0	649.4	866.7	743.0	765.8
Славнефть-Мегионнефтегаз	516.3	528.7	284.7	154.5	228.7	351.2	260.2	269.1	231.7	174.6
Славнефть-Мегионнефтегазгеология			14.7		16.2	93.3	139.5	128.1	6.0	38.5
Славнефть-Нижневартовск			12.1	70.0	4.8	56.0	49.5	38.9	98.2	29.0
Славнефть-Красноярскнефтегаз									0.0	3.1
Славнефть (Собств.)							35.3	139.1	114.4	87.9
Обьнефтегазгеология						31.7	108.7	213.3	232.3	425.6
Обьнефтегеология		23.7	29.1	2.7	17.3	62.7	54.1	78.2	49.3	7.1
Соболь	10.0	36.7	15.2	24.6	17.4	31.1	2.0		11.1	
Нафта-Ульяновск		14.2	13.2							
Ульяновскнефть			0.6							
Ариголнефтегеология	65.5	79.5								
Узуннефть		10.4								
Варьеганнефть		63.8								
РуссНефть				6.9	145.1	355.1	140.7	202.6	369.5	178.2
Аганнефтегазгеология						28.3		69.7	38.3	10.1
Арчнефтегеология						27.3				
Белкамнефть					12.1	1.2	10.2	5.0	10.0	1.9
Белые ночи					38.6	42.6	24	26.6	65.9	3.3
Валюнинское									9.2	
Варьеганнефть				6.9	29.5		6			
Волганефть						6.2				
Голойл					3.4	12.3		1.6	13.5	
Западно-Малобалыкское						98.0	29.9	54.3	21.2	9.0
Комнедра (УПК 'Недра')						7.7	2.8			
Мохтикнефть						15.1		2.6	43.7	
НАК АКИ-ОТЫР						19.5	29.6	16.2	111.7	145.0
Нафта-Ульяновск					6.2	5.2	1.5	1.4	4.6	
НГДУ Пензанефть						2.3	1.4			
Регион-й нефтяной консорциум					54.9	18.9	17.3	12.6	16.6	
Саратов-Бурение							4.7			
Саратовнефтегаз							2.3	4.6	1.5	
Севернонефтегаз (Новос.)						2.3				
Соболиное						9.5				
Томская нефть									8.7	
Удмуртская ННК						1.2	0.1	3.7		
Удмуртская НК							8.6	3.5	18.7	9.0
Ульяновскнефть					0.4	51.4			5.8	
Черногорское						6.1	2.3	0.6		
ЮКОС	780.1	673.0	911.3	1180.9	747.0	105.7	467.1			
ЮКОС (Собств.)	49.4	66.3	36.6							
Самаранефтегаз	111.0	44.4	48.1	70.4	21.6	1.6	26.2			
Томскнефть (ВНК)	117.0	159.7	241.1	453.2	207.1	92.0	440.9			
Юганскнефтегаз	502.5	402.5	585.6	497.3	379.2					
Томск Петролеум унд Газ				30.1	16.1					
Западно-Малобалыкское				129.8	122.9	12.1				
Сиданко	278.0	197.4	125.1	131.9						
Варьеганнефтегаз	95.1	94.1	31.7	54.7						
Варьеганнефть	69.5									
Удмуртнефть	69.5	71.7	12.7	14.5						
Саратовнефтегаз	42.2	31.6	14.1							
Новосибирскнефтегаз			2.9							
ТНК-Нижневартовск			57.4	59.6						
Удмуртская нефтяная компания			6.4	3.1						
Черногорнефть	1.8									
ОНАКО	162.1									
Оренбургнефть	151.0									
Нефтепромпродукт	11.0									
Нефтяные компании, всего	8286.6	9011.0	7721.1	7929.1	7941.6	8706.1	10929.6	12998.2	13931.2	13702.5
ГАЗПРОМ						38.8	40.8	56.9	68.6	50.0
Ростопром	2.3	13.4								
НОВАТЭК						5.2	3.8	0.5	34.2	42.6
Прочие производители	886.1	961.2	599.8	643.1	451.6	402.7	514.6	628.8	507.4	267.3
Операторы СРП	5.2		0.5	3.9	20.5	20.7	93.8	76.4	61.4	28.6
ВСЕГО	9180.2	9985.6	8321.4	8576.2	8413.7	9173.5	11582.6	13760.9	14602.7	14090.9



25-28
мая



XVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ-2010

г. УФА



БВК БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

БАШКОРТОСТАН
ВЫСТАВОЧНЫЙ КОМПЛЕКС

Генеральный партнер:

БашИнвест
ГРУППА КОМПАНИЙ

ОРГКОМИТЕТ:

Тел./факс: (347) 253 11 01, 253 38 00, 253 14 34
gasoil@bvkexpo.ru, www.bvkexpo.ru

Освоение капитальных вложений, всего, млн руб.

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Нефтяные компании										
ЛУКОЙЛ	20134.3	32642.7	23138.8	30341.3	36095.7	44851.0	69486.6	106810.9	109474.6	107899.7
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, в т. ч.	10890.1	15342.9	7586.0	9833.0	13643.5	17075.7	27502.0	46228.0	55177.9	46787.8
ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	5123.0	7244.5	3194.6	3858.2	5779.2	7076.0	12972.2	24348.4	26734.8	20845.5
ЛУКОЙЛ-Лангеласнефтегаз	1423.0	2408.5	1459.6	2283.7	2858.1	4511.5	5878.8	7227.3	8547.1	7459.0
ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз	1705.4	2682.8	1370.8	1697.0	2414.6	3447.8	5032.6	8563.0	11816.1	12433.2
ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз	2638.7	3007.1	1561.0	1994.1	2591.6	2040.4	3618.4	6089.3	8079.9	6050.1
ЛУКОЙЛ-АИК									1771.6	1817.9
ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть	215.6	400.0	109.4							
ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз									271.4	763.8
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	1207.8	1949.5	1527.4	4883.1	2966.5	2386.9	4996.7	4715.5	2488.1	1355.3
ЛУКОЙЛ-Коми			328.5	3921.7	4797.7	6059.3	10886.7	18579.4	20807.8	20028.4
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	850.2	1782.6	616.6	1668.7	1889.7	4003.5	4275.8	8680.3	12081.6	20292.2
ЛУКОЙЛ-Пермнефть	1624.6	2958.9	1361.9	1844.6						
ЛУКОЙЛ-Пермь	1917.6	2559.5	3707.0	2782.9	3831.7	4271.8	7826.7	11237.2	10689.9	11813.8
ЛУКОЙЛ-Север						3450.9	9685.6	15279.2	2978.2	
КомитЭК	2873.2	5825.9	3736.1							
Нобель Ойл	555.2	1616.7								
Битран		206.7	35.6	0.0						
УсинскАрктика			392.8							
Тэбукнефть			153.6							
Архангельскгеолодобыча (ИНЗ)			3583.9	5407.3		1809.9	989.6			
Нарьянмарнефтегаз					8966.6					0.0
Находканефтегаз						5793.0	3323.5	2091.3	3208.1	5040.5
ЮКОС	8276.8	17292.9	23315.9	27661.1	18670.7	3408.8	13237.2			
Юганскнефтегаз	4510.2	10770.1	13069.2	15375.5	10917.3					
Самаранефтегаз	1741.4	2003.9	1686.9	2493.9	1774.0	1295.9	3998.1			
ЮКОС (Собств.)			976.6		60.3	20.1	258.5			
Томскнефть	2025.2	4518.9	7583.2	9791.7	5919.1	2092.8	8980.6			
Газпром нефть (Газпромнефть-ННГ)	5699.3	3666.4	15504.9	18496.0	12295.1	13233.4	16256.1	17379.0	21603.7	19182.6
Сургутнефтегаз	31251.9	40125.5	36271.6	35643.1	40274.8	48052.8	65059.4	83668.0	93031.9	108095.5
Сиданко	2785.5	3243.7	3751.5	4067.2						
Варьеганнефтегаз	642.1	913.8	817.7	1194.9						
Варьеганнефть	516.2									
Удмуртнефть	1046.3	1394.0	1040.9	871.0						
Саратовнефтегаз	580.9	935.9	401.5	443.5						
ТНК-Нижневартовск			1491.4	1557.8						
ТНК-ВР Холдинг	12617.1	20071.6	10517.0	11541.1	19623.0	28946.0	30440.2	40370.3	48850.7	52881.8
Ваньеганнефть										223.1
Варьеганнефтегаз					2278.7	3197.5	0.0	821.0	909.6	571.7
Удмуртнефть					1186.2	1697.7				
Саратовнефтегаз					819.2	800.8				
Новосибирскнефтегаз										965.0
Бугурусланнефть										169.6
Верхнечонскнефтегаз								3169.0	10594.1	11633.2
Нижневартовское НГДП	3380.2	4514.3	1684.4	1083.2	2820.0	3365.1	3223.4	4160.2	1417.5	1430.9
Самотлорнефтегаз	5106.7	6487.1	3630.6	5266.2	6955.8	10839.8	13711.9	19274.7	23953.0	15862.5
Севернонефтегаз								37.0		120.9
ТНК-Нягань	1535.7	2130.9	1127.0	976.5	1995.8	4201.5	6794.6	1754.7	2558.8	3678.7
Тюменнефтегаз	940.9	1273.4	397.5	331.4	1032.1	1678.1	1774.2	2842.5	198.7	753.7
ТНК-Нижневартовск	1653.6	1931.8			2535.2	3165.5	4936.1	8311.2	9219.0	5501.7
ТНК-Уват										5016.6
Тагульское										689.5
Оренбургнефть		3734.1	3677.5	3883.8						6264.7
Татнефть	11746.8	17745.3	10180.8	8408.6	7776.4	7919.1	8277.3	11152.1	14308.8	13077.9
Башнефть	5080.2	9591.3	7554.0	7600.6	6654.3	6989.1	6963.5	8128.3	11301.6	7821.7

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Роснефть	9977.7	12160.6	11602.0	18858.9	18049.9	47961.3	75213.1	128037.0	171499.3	210740.0
Роснефть-Пурнефтегаз	6113.6	7056.2	7590.1	10420.1	5414.9	5908.9	5527.0	10273.2	12781.7	12661.2
Полярное Сияние								1232.9	1021.0	937.0
Роснефть-Ставропольнефтегаз	1001.0	935.7	653.8	535.6	539.7	773.9	1503.4	1400.5	797.8	802.2
Роснефть-Сахалинморнефтегаз	1230.9	1852.2	1679.8	1336.6	959.3	1637.3	2210.5	1861.7	1925.7	3351.1
Селькупнефтегаз					1330.0	1557.5	155.4			
РН-Северная нефть				3968.8	7919.3	5851.1	6523.1	5627.5	5468.5	2820.2
Роснефть-Дагнефть	253.3	416.2	359.8	459.4	271.8	223.5	297.8	299.8	121.7	62.9
Роснефть-Термнефть	184.0	155.8	38.6	57.5	21.4					
Дагнефтегаз					129.9	177.8	229.6	162.3	143.3	144.5
Самаранефтегаз								4507.9	6292.7	6397.0
Томскнефть (ВНК)								4638.3	13612.3	0.0
Роснефть-Краснодарнефтегаз	1194.9	1590.5	907.1	1021.9	999.9	1296.8	2193.4	2618.9	2292.1	1237.7
Удмуртнефть							1551.2	4022.4	3280.5	3524.7
Юганскнефтегаз						29562.1	44717.0	65256.0	75002.3	82866.5
Ванкорнефть							8320.0	24300.3	46291.1	93737.9
Востсибнефтегаз									1206.6	1524.1
НК Роснефть (Грознефтегаз)		154.0	372.8	1059.0	463.7	972.4	1984.7	1835.3	1262.0	673.0
Славнефть	4405.5	7287.1	5160.9	3997.2	6350.8	15956.6	19940.0	5582.9	6001.9	2578.8
Славнефть-Мегионнефтегаз	4405.5	6711.1	5011.9	3997.2	6350.8	15956.6	19940.0	5582.9	6001.9	2578.8
Варьеганнефть		576.0	149.0							
ОНАКО	4203.8									
Оренбургнефть	4203.8									
РуссНефть				414.8	1303.9	4799.8	4958.9	6129.1	6523.9	3710.5
Аганнефтегазгеология						522.5	443.9	1044.0	1478.2	515.3
АКИ-ОТЫР						872.2		1211.8	915.6	2108.8
Арчнефтегеология						13.1	23.2	35.5	57.5	
Белкамнефть					648.5	742.0	1599.7	1499.4	1353.2	501.1
Белые ночи						351.5	83.0	903.9	205.1	
Бенодет Инвестментс ЛТД							51.8	73.8	75.8	25.0
Валюнинское								32.6	77.6	
Варьеганнефть				414.8	655.4	348.2	557.0	28.7	87.3	382.1
Волганефть						19.0				
Голойл						0.0	94.8	78.8	17.0	
Западно-Малобалыкское						1105.1	722.2	414.1	808.3	
Комнедра						52.8				
Кондурчанефть (Самара)						4.4				
Нафта-Ульяновск							123.5	54.1		
Нефтеразведка								1.2		
Ново-Аганское								3.1	4.7	
Мохтикнефть						174.1	129.3	193.3	703.9	
Северноенефтегаз						128.8	21.7			
Соболиное							44.8	23.2	10.8	
НГДУ Пензанефть							20.6	4.4		
Столбовое									12.7	
Томская нефть						93.3	42.1	40.1	10.3	0.0
Ульяновскнефть						319.8	127.0	66.0	41.4	95.7
Саратовнефтегаз							824.1	394.9	654.1	82.5
Черногорское						53.0	50.2	26.2	10.4	
Нефтяные компании, итого	116178.9	163827.1	146997.4	167029.9	167094.6	222117.9	309832.3	407257.6	482596.4	525988.5
Прочие производители, в т.ч.										
Архангельскгеолдобыча		2905.2								
РМНТК Нефтеотдача	63.4	48.1								
СИБУР(Сибнефтегазпереработка)	45.8	483.6								
Транснефть	12616.4	15285.8	16494.5							
Тзбукнефть	207.6	217.6								
Прочие									1262.4	9831.1
Прочие производители, итого	12933.2	18940.3	16494.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1262.4	9831.1
ВСЕГО	129112.1	182767.4	163491.9	167029.9	167094.6	222117.9	309832.3	407257.6	483858.8	535819.6

Освоение капитальных вложений, разведочное бурение, млн руб.

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Нефтяные компании										
ЛУКОЙЛ	2735.4	4235.7	2339.5	3479.1	3204.4	3511.6	4773.2	5889.7	6047.2	4269.2
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, в т. ч.	1456.1	1877.7	524.9	501.6	486.1	562.9	926.8	1178.9	1271.9	639.9
ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	511.6	700.0	194.0	185.5	136.4	127.7	280.5	420.0	438.3	209.4
ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз	310.8	321.0	90.2	71.7	81.7	147.1	153.8	285.6	157.3	92.4
ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз	292.4	436.4	108.8	93.4	48.6	50.3	68.8	131.8	271.9	164.6
ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз	341.3	420.3	131.9	151.0	219.4	237.8	423.7	341.5	404.4	173.5
ЛУКОЙЛ-АИК									88.0	6.9
ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть	63.8	215.2	63.0						51.4	149.9
ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз										12.6
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	97.0	145.8	56.3	153.9	108.8	147.4	156.1	111.0	225.9	12.6
ЛУКОЙЛ-Коми			68.5	203.7	210.6	367.0	985.6	2070.3	1752.0	1322.7
ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть	286.7	475.5	300.6	989.4	393.4	864.3	1160.4	1711.0	1174.1	1597.0
ЛУКОЙЛ-Пермнефть	292.5	497.5	153.5	80.8						
ЛУКОЙЛ-Пермь	291.0	422.1	140.6	83.3	208.5	238.0	249.7	294.8	529.3	196.6
ЛУКОЙЛ-Север						474.2	606.8			
КомитЭК	165.6	455.4	140.7							
Нобель Ойл	82.7	146.5								
УсинскАрктика			90.8							
Тэбукнефть			42.4							
Архангельскгеолодобыча (ИНЗ)			758.2	1466.4		440.8	278.5			
Нарьянмарнефтегаз					1797.0					
Находканефтегаз						417.0	409.3	523.7	954.6	343.6
ЮКОС	651.8	1675.9	617.3	665.8	315.2	109.4	1276.5			
Юганскнефтегаз	420.2	984.1	192.6	9.3	52.9					
Самаранефтегаз	199.7	525.0	117.2	144.6	18.9	101.4	913.6			
ЮКОС (Собств.)					0.0	0.0	116.2			
Томскнефть	31.9	166.8	307.5	511.9	243.4	8.0	246.7			
Газпром нефть (Газпоромнефть-ННГ)	73.1	53.8	365.2	425.3	678.2	2921.2	835.2	1174.9	1061.6	655.1
Сургутнефтегаз	4035.8	6152.9	3908.9	3578.6	3642.7	3471.3	5072.4	7321.0	7823.2	8360.9
Сиданко	305.3	371.7	42.9							
Варьеганнефтегаз	58.8	151.3								
Варьеганнефть	48.3									
Удмуртнефть	117.7	20.7								
Саратовнефтегаз	80.5	199.7	42.6							
ТНК-Нижевартовск			0.3							
ТНК-ВР Холдинг	303.6	1649.2	151.1	436.1	478.5	484.7	547.8	720.4	584.7	1071.2
Варьеганнефтегаз					48.9	176.5		25.4	27.5	86.2
Удмуртнефть					10.9	10.9				
Саратовнефтегаз					46.1					
Новосибирскнефтегаз										4.6
Бугурусланнефть										
Нижевартовское НГДП	126.6	264.2	9.4	51.1	59.5	0.6	97.9	4.8	233.6	
Самотлорнефтегаз			4.1		39.1	1.0	63.1	55.7	158.4	65.8
ТНК-Нягань	79.9	579.5	13.2	23.4	31.0	30.5	75.9			
Тюменнефтегаз				119.0	243.0	265.2	310.4	566.1	51.7	102.8
ТНК-Нижевартовск	97.1	266.3					0.5	68.4	113.5	36.7
ТНК-Уват										191.4
Тагульское										167.9
Оренбургнефть		539.2	124.4	242.6						415.8
Татнефть	55.0	184.0	211.3	315.3	298.0	385.9	597.3	610.9	700.3	548.1
Башнефть	654.5	939.8	945.6	733.6	442.7	390.8	304.5	512.4	617.3	258.4
Роснефть	1060.4	997.0	813.0	888.6	664.5	970.5	3384.6	6045.2	4927.4	3646.4
Роснефть-Пурнефтегаз	399.2	205.7	129.6	256.1	42.0	0.9		305.8	493.2	227.3
Полярное Сияние								230.1	189.3	31.8
Роснефть-Ставропольнефтегаз	70.0	69.5	66.5	40.3	0.2				24.1	22.4
Роснефть-Сахалинморнефтегаз	247.6	263.6	137.0	47.3			69.0	11.7	142.2	188.4
РН-Северная нефть				7.6	108.5	14.8	535.5	583.7	538.5	315.3
Роснефть-Дагнефть	115.9	136.1	114.8	90.0	27.9	64.1	90.0	102.1		
Роснефть-Термнефть	26.1	17.3	0.2							
Дагнефтегаз					41.2	92.8	137.2	68.6	15.1	24.2
Самаранефтегаз								477.4	235.7	273.8
Томскнефть (ВНК)								1139.0	619.3	
Роснефть-Краснодарнефтегаз	201.6	304.8	364.9	421.0	404.7	452.9	607.6	521.2	653.0	57.4
Удмуртнефть							16.2	48.9	164.5	209.6
Юганскнефтегаз						277.0	445.8	879.1	1079.2	1428.2
Ванкорнефть							1335.3	1503.7	595.8	368.5
Востсибнефтегаз									164.5	470.0
НК Роснефть (Грознефтегаз)				26.3	40.0	68.0	148.0	173.9	13.0	29.5
Славнефть		64.6		111.5	42.9	448.4	597.9	33.3	37.1	15.4
Славнефть-Мегийоннефтегаз		64.6		111.5	42.9	448.4	597.9	33.3	37.1	15.4
Варьеганнефть										
ОНАКО	394.5									
Оренбургнефть	394.5									
РуссНефть					3.8					1746.7
АКИ-ОТЫР										1709.2
Белкамнефть										12.5
Бенодет Инвестментс ЛТД										25.0
Варьеганнефть					3.8					
Итого Нефтяные компании	10269.4	16324.6	9394.8	10633.9	9770.9	12693.8	17389.4	22307.8	21798.8	20571.4
Прочие производители, в т.ч.										
Архангельскгеолодобыча		409.6								
РМНТК Нефтеотдача	1.6	33.8								
Тэбукнефть	92.8	32.5								
Прочие									232.5	38.2
Прочие производители, итого	94.4	475.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	232.5	38.2
ВСЕГО	10363.8	16800.5	9394.8	10633.9	9770.9	12693.8	17389.4	22307.8	22031.3	20609.6

Освоение капитальных вложений, эксплуатационное бурение, млн руб.

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Нефтяные компании										
ЛУКОЙЛ	5802.3	10686.9	7013.2	7886.1	12386.0	17214.5	28219.4	38934.2	52241.0	42495.3
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, в т. ч.	3781.0	6706.4	3409.6	4062.7	6008.9	8597.9	16133.2	26073.5	35997.2	26229.4
ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	2376.7	3973.9	1480.2	1468.5	2243.8	3670.7	8001.5	12905.2	15876.7	12176.9
ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз	280.4	564.8	505.8	980.0	1269.4	1832.7	3371.1	4700.1	6372.8	4421.1
ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз	625.8	1117.1	661.9	695.2	1405.3	2364.5	3152.7	5787.8	7976.8	7404.1
ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз	498.1	1050.6	761.7	919.0	1090.4	730.0	1607.9	2680.4	5770.9	2227.3
ЛУКОЙЛ-АИК									769.2	760.7
ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть	28.7	40.9	8.1						63.0	164.5
ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз									361.0	198.8
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	77.6	105.8	159.3	198.0	980.2	1129.3	1227.6	957.0	9770.6	8390.3
ЛУКОЙЛ-Коми			5.8	678.3	1353.1	2337.6	5265.8	7930.8	167.5	332.8
ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть			2.0	74.5	170.2	379.1	163.4	298.9		
ЛУКОЙЛ-Пермнефть	364.6	620.6	78.2	373.2						
ЛУКОЙЛ-Пермь	576.6	901.5	1528.0	1429.8	1510.2	1700.0	2441.8	3109.2	4638.1	5526.6
ЛУКОЙЛ-Север						1157.1	2107.4			
КомитЭК	831.4	1838.9	710.5							
Нобель Ойл	142.4	472.8								
УсинскАрктика			212.6							
Тэбукнефть			41.4							
Архангельскгеолодобыча (ИНЗ)			857.7	1069.6		768.1	437.3			
Нарьянмарнефтегаз					2363.4					
Находканефтегаз						1145.4	442.9	564.8	474.4	892.2
ЮКОС	1527.0	3805.4	6139.7	9000.3	7008.0	808.2	5115.7			
Юганскнефтегаз	799.0	2704.3	3938.7	5120.4	4922.0					
Самаранефтегаз	307.8	241.7	284.3	529.2	272.0	37.1	404.9			
ЮКОС (Собств.)			164.1		49.2	6.5	111.3			
Томскнефть	420.2	859.4	1752.6	3350.7	1764.8	764.6	4599.5			
Газпром нефть (Газпромнефть-ННГ)	2667.1	1428.8	4745.7	7031.6	2793.8	493.4	4350.3	4372.9	6147.9	9217.7
Сургутнефтегаз	5228.3	7398.5	9292.2	11035.0	13285.6	16045.4	19686.5	24387.2	30046.4	36707.3
Сиданко	1124.8	910.3	841.5	1235.5						
Варьеганнефтегаз	324.6	386.8	247.6	577.5						
Варьеганнефть	283.4									
Удмуртнефть	243.1	282.1	99.4	140.6						
Саратовнефтегаз	273.7	241.4	130.7	7.0						
ТНК-Нижневартовск			363.8	510.4						
ТНК-ВР Холдинг	4693.3	7012.3	1850.8	3802.1	6607.1	8498.2	11083.5	18602.1	20237.4	22144.5
Варьеганнефтегаз					1006.6	1533.3		493.8	547.5	333.5
Удмуртнефть					238.6	100.5				
Саратовнефтегаз					35.0					
Новосибирскнефтегаз										617.0
Верхнеюганскнефтегаз								1554.2	3250.5	5121.1
Нижневартовское НГДП	1934.6	2009.3	48.8	376.2	1198.2	755.5	1162.4	640.3	721.7	
Самотлорнефтегаз	1372.7	2168.6	768.0	1872.3	2383.5	2977.5	4788.8	9027.0	9727.7	8231.9
Севернонефтегаз										18.1
ТНК-Низзянь	558.6	343.9			491.7	1431.7	2025.3	588.2	877.1	1183.2
Тюменнефтегаз	521.4	556.4	23.8	91.9	152.4	312.7	390.1	964.3	21.7	86.8
ТНК-Нижневартовск	306.0	585.0			1101.1	1387.0	2716.9	5334.3	5812.9	1270.5
ТНК-Уват									1125.7	
Тагульское										206.6
Оренбургнефть		1349.1	1010.2	1461.7						3228.4
Татнефть	2081.3	4230.6	2930.5	2663.8	2748.2	3138.4	3899.7	5001.4	5748.7	6302.1
Башнефть	721.6	1187.8	1396.3	1284.9	1735.1	2275.3	2255.6	2320.9	4794.4	2882.1
Роснефть	2661.2	4241.2	4250.0	5711.1	6342.3	17552.7	23495.1	45124.4	60664.4	62835.3
Роснефть-Пурнефтегаз	2065.0	3234.9	3595.4	4232.8	2073.5	632.2	1551.2	3521.0	5313.9	2844.9
Поларное Сияние								397.5	205.5	177.7
Роснефть-Ставропольнефтегаз		15.5	0.3							
Роснефть-Сахалинморнефтегаз	237.2	451.1	637.7	565.3	739.7	979.4	1420.2	1041.8	1050.7	1367.9
Селькупнефтегаз					424.0	372.4				
РН-Северная нефть				738.4	2983.6	2698.8	1820.3	2539.5	3252.7	1346.8
Роснефть-Дагнефть	17.9	19.4	16.6	45.5	80.0	4.5				
Роснефть-Термнефть	49.3									
Дагнефтегаз					2.6	23.8	17.0	33.6	98.6	97.0
Самаранефтегаз								758.1	1700.1	2739.3
Томскнефть (ВНК)								1446.9	6561.2	
Роснефть-Краснодарнефтегаз	291.8	520.3		113.0	38.9		0.9	149.5	38.4	114.8
Удмуртнефть							251.7	1331.7	1049.4	1458.6
Юганскнефтегаз						12811.6	17688.2	30198.6	33683.2	34533.5
Ванкорнефть							625.6	3574.3	7341.6	18072.9
Востсибнефтегаз									221.6	15.3
НК Роснефть (Грознефтегаз)				16.1		30.0	120.0	131.9	147.5	66.6
Славнефть	1354.0	2465.5	1873.0	1242.4	2297.3	5244.8	6820.2	1190.4	1288.8	552.1
Славнефть-Мегийоннефтегаз	1354.0	2157.9	1836.2	1242.4	2297.3	5244.8	6820.2	1190.4	1288.8	552.1
Варьеганнефть		307.6	36.8							
ОНАКО	1054.6									
Оренбургнефть	1054.6									
РуссНефть				225.6	822.1	1481.1	1024.8	3277.5	2276.8	710.2
Аганнефтегазгеология						231.7	94.4	554.6	761.5	284.0
АКИ-ОТЫР		690.4						452.8	423.5	
Арчннефтегеология								1.2	11.0	
Белкамнефть					376.8		364.3	751.5	404.3	181.4
Белые ночи								801.0	50.9	
Бенодет Инвестментс ЛТД						241.5		22.1		
Валюнинское								16.8	56.9	
Варьеганнефть			225.6	445.3	56.9	3.7	3.7	7.0	11.7	183.9
Голойл								76.5		
Западно-Малобалыкское						610.2	330.4	250.4	268.2	
Нафта-Ульяновск							2.9	34.8		
Ново-Аганское								1.9		
Мохиткинефть						109.2		37.0	115.7	
Соболиное								13.8		
Томская нефть						42.3			3.0	
Ульяновскнефть					189.3			35.5		60.9
Саратовнефтегаз							229.1	201.1	167.6	
Черногорское								19.5	2.5	
Итого Нефтяные компании	28915.5	43367.3	40332.9	51118.4	56025.5	72752.0	105950.8	143211.0	183445.8	183846.6
Прочие производители, в т. ч.										
Архангельскгеолодобыча		690.4								
РМНТК Нефтеотдача										
СИБУР (Сибнефтегазпереработка)										
Транснефть										
Тэбукнефть	14.4	24.6								
Прочие									387.9	1687.1
Прочие производители, итого	14.4	715.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	387.9	1687.1
ВСЕГО	28929.9	44082.3	40332.9	51118.4	56025.5	72752.0	105950.8	143211.0	183833.7	185533.7

Освоение капитальных вложений, оборудование, не входящее в сметы строек, млн руб.

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Нефтяные компании										
ЛУКОЙЛ	4913.7	6329.1	4082.5	4610.9	5880.9	5948.3	12152.8	12769.0	11456.2	15744.2
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, в т. ч.	2971.7	3030.3	1662.0	2353.4	2767.7	3113.5	5865.9	6291.7	6074.3	5460.3
ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	1385.4	1030.5	657.8	1038.3	1349.0	1563.5	3054.0	3346.7	3266.7	2889.4
ЛУКОЙЛ-Лангеласнефтегаз	622.8	777.5	384.6	501.6	559.2	593.7	903.1	998.4	1000.1	831.1
ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз	377.7	576.3	311.7	327.6	343.7	533.7	944.2	1052.2	1052.7	1030.9
ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз	585.8	646.0	307.9	485.9	515.8	422.6	964.6	894.4	754.8	708.9
ЛУКОЙЛ-АИК									237.6	241.4
ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть	15.1	37.9	6.0						98.8	207.9
ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз									1755.3	962.4
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	283.8	405.3	203.6	222.2	324.8	660.3	3243.7	3087.0	1741.1	1973.8
ЛУКОЙЛ-Коми			74.2	890.4	1016.2	972.7	1465.4	1935.5	356.4	5854.8
ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть	194.0	670.4	113.3	163.6	265.2	224.7	260.8	417.0		
ЛУКОЙЛ-Пермнефть	282.1	734.4	370.0	518.0						
ЛУКОЙЛ-Пермь	243.1	262.5	583.9	348.2	558.9	511.7	843.8	943.0	896.3	895.7
ЛУКОЙЛ-Север						206.1	282.4	5.3	144.2	
КомиТЭК	836.0	831.8	809.4							
Нобель Ойл	87.9	230.0								
Битран		126.5	11.4							
УсинскАрктика			29.6							
Тэбукнефть			27.4							
Архангельскгеолдобыча (ИНЗ)			191.7	115.1						
Нарьянмарнефтегаз					948.1					
Находканефтегаз						259.3	190.8	89.5	152.2	147.9
ЮКОС	3153.6	3342.2	2806.9	3358.6	3086.7	1144.1	1811.4			
Юганскнефтегаз	1849.2	2249.5	1660.2	2100.9	1994.1					
Самаранефтегаз	577.8	496.4	450.1	448.0	413.9	423.9	1098.0			
ЮКОС (Собств.)			58.5							
Томскнефть	726.6	596.3	638.1	809.7	678.7	720.2	713.4			
Газпром нефть (Газпромнефть-ННГ)	1847.9	1129.3	4722.1	4487.3	5074.1	6358.1	5081.4	5524.1	6619.1	4925.9
Сургутнефтегаз	12583.3	11392.7	8848.0	6604.5	7854.0	9265.3	12287.5	16750.6	18912.9	24062.8
Сиданко	761.8	1255.8	1747.1	1542.1						
Варьеганнефтегаз	123.9	305.2	363.2	493.3						
Варьеганнефть	143.1									
Удмуртнефть	379.3	664.0	599.5	394.4						
Саратовнефтегаз	115.5	286.6	120.7	98.7						
ТНК-Нижневартовск			663.7	555.7						
ТНК-ВР Холдинг	4301.7	6122.6	4773.5	4076.8	7017.0	11969.0	7564.6	9193.2	8341.4	11180.0
Варьеганнефтегаз					667.0	540.3		144.6	173.3	60.4
Удмуртнефть					527.9	898.8				
Саратовнефтегаз					340.9	688.4				
Верхнеюганскнефтегаз								143.9	638.0	722.9
Нижневартовское НГДП	430.8	804.0	978.6	349.6	998.8	1881.7	902.6	2103.9	390.6	264.1
Самотлорнефтегаз	2400.0	2464.0	1895.8	2152.2	2793.7	5432.7	3767.6	4651.3	5156.4	4799.6
Севернонефтегаз										
ТНК-Нягань	611.2	528.8	456.2	514.8	823.1	1386.9	1587.4	510.8	633.6	726.3
Тюменнефтегаз	115.0	349.2	123.8	50.2	75.9	94.7	138.7	224.2	19.7	6.0
ТНК-Нижневартовск	744.7	691.2			789.7	1045.5	1168.3	1414.5	1329.8	3465.6
ТНК-Уват										1135.1
Оренбургнефть		1285.4	1319.1	1010.0						
Татнефть	2948.0	3218.4	1176.3	1067.3	794.4	1136.0	1024.4	1731.5	3488.2	2410.5
Башнефть	1416.4	3107.7	2585.7	1700.1	1225.5	1139.2	1391.5	2614.7	2395.1	2341.2
Роснефть	2151.3	2056.9	2868.2	3684.2	3531.1	10129.2	13879.3	17613.0	19422.1	18370.5
Роснефть-Пурнефтегаз	1231.8	1066.2	1697.4	1335.1	1031.0	1237.2	1680.8	2152.4	2239.7	2290.3
Полярное Сияние								49.3	89.7	200.8
Роснефть-Ставропольнефтегаз	326.5	274.0	142.9	203.9	228.2	347.8	805.0	694.9	388.9	336.1
Роснефть-Сахалинморнефтегаз	272.5	194.7	471.3	357.7	166.8	414.7	441.0	379.5	413.8	531.8
Селькупнефтегаз						40.0				
РН-Северная нефть				904.0	1598.0	736.4	662.0	472.2	485.0	458.2
Роснефть-Дагнефть	97.0	209.0	149.7	250.0	149.1	103.0	87.0	131.7	112.0	54.2
Роснефть-Термнефть	54.3	59.8	13.1	29.4	15.3					
Дагнефтегаз					62.8	33.3	10.2	18.7	14.9	13.0
Самаранефтегаз								1159.7	2005.0	1357.6
Томскнефть (ВНК)								670.0	903.2	
Роснефть-Краснодарнефтегаз	169.2	99.2	93.8	220.0	153.2	161.8	225.4	684.9	382.9	452.3
Удмуртнефть							738.5	1325.4	1005.5	935.8
Юганскнефтегаз						6864.9	7026.1	8099.8	9120.1	9074.6
Ванкорнефть							1923.3	1316.0	2001.6	2415.2
Востсибнефтегаз									144.9	75.8
НК Роснефть (Грознефтегаз)		154.0	300.0	384.1	126.7	190.1	280.0	458.5	114.9	174.8
Славнефть	1347.5	1897.3	1460.3	1171.2	1806.2	3215.7	3657.5	525.1	570.6	260.8
Славнефть-Мегионнефтегаз	1347.5	1702.9	1404.0	1171.2	1806.2	3215.7	3657.5	525.1	570.6	260.8
Варьеганнефть		194.4	56.3							
ОНАКО	976.4									
Оренбургнефть	976.4									
РуссНефть				137.9	186.9	830.0	1138.8	144.3	1260.9	
Аганнефтегазгеология						97.6	164.2			
Арчнефтегеология						5.0			19.1	
Белкамнефть					40.3	202.4	255.2	114.7		
Белые ночи						65.7			61.2	
Бенодет Инвестментс ЛТД								2.0		
Варьеганнефть				137.9	146.6	216.5	92.4			
Голойл							11.5	2.3		
Западно-Малобалыкское						181.2	260.2		307.8	
Комнедра						3.7				
Нафта-Ульяновск							25.0			
Мохтикефть						4.1			520.0	
Севернонефтегаз						11.1				
Соболиное								0.6		
Томская нефть						7.2	5.0			
Ульяновскнефть						35.5	27.1			
Саратовнефтегаз							298.2	24.7	352.8	
Итого Нефтяные компании	36401.6	39852.0	35070.6	32440.9	36456.8	51134.9	59989.2	66865.5	72466.5	79295.9
Прочие производители, в т. ч.										
Архангельскгеолдобыча		249.9								
РМНТК Нефтеотдача	30.4	2.3								
СИБУР(Сибнефтегазпереработка)	9.9									
Транснефть	3662.3	3665.8	3214.5							
Тэбукнефть	70.3	120.5								
Прочие									219.6	
Прочие производители, итого	3772.9	4038.5	3214.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	219.6	0.0
ВСЕГО	40174.5	43890.5	38285.1	32440.9	36456.8	51134.9	59989.2	66865.5	72686.1	79295.9

Освоение капитальных вложений, промышленное строительство, млн руб.

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Нефтяные компании										
ЛУКОЙЛ	6385.6	10646.7	9075.8	14110.0	14041.9	17474.2	24087.0	48836.0	39388.2	45176.1
ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь, в т. ч.	2642.2	3505.6	1905.3	2868.2	4376.9	4702.9	4548.0	12354.5	11530.5	14246.7
ЛУКОЙЛ- Когалымнефтегаз	812.2	1416.6	810.2	1127.0	2046.8	1618.3	1608.1	7477.1	7009.2	5392.1
ЛУКОЙЛ- Лангепаснефтегаз	209.0	743.7	479.0	730.4	947.4	1935.4	1450.8	1143.2	926.9	2114.4
ЛУКОЙЛ- Полюстровнефтегаз	407.5	475.1	277.8	572.6	616.7	499.3	866.9	1591.2	2514.7	3833.6
ЛУКОЙЛ- Украиннефтегаз	1213.5	870.2	338.3	438.2	766.0	649.9	622.2	2143.0	1079.7	2906.6
ЛУКОЙЛ- АИК									676.8	808.9
ЛУКОЙЛ- Астраханьморнефть	108.0	102.5	15.1							
ЛУКОЙЛ- Волгограднефтегаз									58.2	241.0
ЛУКОЙЛ- Калининградморнефть	708.8	1239.5	1068.5	4309.0	1552.7	449.9	369.3	560.5	145.9	181.5
ЛУКОЙЛ- Коми			180.0	2041.5	1800.8	2355.0	3162.2	6590.2	7506.1	8338.7
ЛУКОЙЛ- Нижневожжскнефть	352.6	587.7	200.7	433.4	1060.9	2535.4	2691.2	6253.4	10383.6	12507.6
ЛУКОЙЛ- Пермнефть	681.6	1106.4	760.2	856.5						
ЛУКОЙЛ- Пермь	655.8	815.2	1189.9	845.2	1392.5	1822.1	4291.4	6890.2	4626.2	5194.9
ЛУКОЙЛ- Север										
КомпГЭК	994.4	2472.5	1939.7			1036.6	6470.6	15273.9	2834.0	
Нобель Ойл	242.2	767.4								
Битран		49.9	13.9							
УсинскАрктика			59.8							
Тэбукнефть			4.6							
Архангельскгеолдобыча (ИНЗ)			1738.1	2756.2		601.0	273.8			
Нарьянмарнефтегаз					3858.1					
Находканефтегаз						3971.3	2280.5	913.3	1626.9	3656.8
ЮКОС	2941.7	8378.0	13626.2	14634.2	8260.8	1347.1	5033.6			
Юганскнефтегаз	1441.8	4832.2	7277.7	8144.9	3948.3					
Самаранефтегаз	653.4	649.4	709.5	1369.9	1069.2	733.5	1581.6			
ЮКОС (Собств.)			754.0		11.1	13.6	31.0			
Томскнефть	846.5	2896.4	4885.0	5119.4	3232.2	600.0	3421.0			
Газпром нефть (Газпромнефть-ННГ)	1109.9	1053.0	5671.5	6317.8	3724.7	3460.4	5988.9	6298.9	7766.4	4362.4
Сургутнефтегаз	8501.3	13926.2	12715.8	13100.5	14433.6	18196.1	27311.1	34205.1	35380.9	37182.4
Сиданко	515.4	574.8	975.0	1253.0						
Варьеганнефтегаз	133.4	70.3	206.8	124.1						
Варьеганнефть	41.3									
Удмуртнефть	246.4	333.5	209.4	302.5						
Саратовнефтегаз	94.3	171.0	95.2	334.7						
ТНК- Нижневартовск			463.6	491.7						
ТНК- ВР Холдинг	3295.7	5104.0	3604.7	3104.4	5504.8	7908.2	11186.8	11854.6	19532.1	18434.8
Ваньеганнефть										223.1
Варьеганнефтегаз					556.2	947.4		157.2	161.3	91.6
Удмуртнефть					402.8	687.5				
Саратовнефтегаз					397.2	112.4				
Новосибирскнефтегаз										343.4
Бугурусланнефть										169.6
Верхнеюганскнефтегаз										5737.9
Нижневартовское НГДП	888.2	1430.1	636.9	306.3	563.5	667.1	1060.5	1470.9	6550.5	793.3
Самолорнефтегаз	1334.0	1853.4	962.7	1247.7	1739.5	2428.6	5042.4	5540.7	8910.5	2765.2
Севернонефтегаз								37.0		102.8
ТНК- Нягань	263.2	593.1	609.0	411.8	640.4	1326.7	3048.5	655.7	1048.1	1769.2
Юменнефтегаз	304.5	367.8	249.9	70.3	560.8	1005.5	935.0	1087.9	105.6	558.1
ТНК- Нижневартовск	505.8	389.3			644.4	733.0	1050.4	1494.0	1962.8	728.9
ТНК- Уват										2564.4
Тагульское										315.0
Оренбургнефть		470.3	1146.2	1074.3						2620.5
Татнефть	5406.9	7982.4	4455.5	3302.8	3016.3	2958.5	2503.1	2468.5	3700.3	3446.5
Башнефть	2208.6	4217.5	2595.6	3838.3	3209.7	3150.2	2926.7	2589.8	3391.3	1836.0
Роснефть	3729.4	4452.2	3340.8	8202.7	7333.4	13030.5	33882.3	58197.6	85383.9	125196.2
Роснефть- Пурнефтегаз	2288.8	2413.7	1979.7	4458.1	2210.4	3953.1	2178.5	3900.2	4336.1	7183.1
Полярное Сияние								549.2	535.9	526.2
Роснефть- Ставропольнефтегаз	599.9	551.9	442.8	288.5	310.9	426.1	647.4	690.3	384.8	443.0
Роснефть- Сахалинморнефтегаз	407.3	900.7	406.5	257.2	52.8	243.2	280.3	428.7	319.0	1263.0
Селькупнефтегаз					906.0	1145.1	155.4			
РН- Северная нефть				2318.8	3229.2	2401.1	3470.4	1941.4	1192.3	699.9
Роснефть- Дагнефть	7.4	14.0	31.8	38.6	1.4	51.6	120.8	66.0	8.6	8.7
Роснефть- Термнефть	21.1	31.0	17.0	26.3	5.5					
Дагнефтегаз					23.3	12.7	19.3	3.7	11.7	5.0
Самаранефтегаз								2104.2	2351.9	2020.1
Томскнефть (ВНК)								1380.3	5528.6	
Роснефть- Краснодарнефтегаз	404.9	540.9	392.8	260.9	403.1	682.1	1332.5	1263.3	1217.8	613.2
Удмуртнефть							544.8	1316.4	1061.1	920.7
Юганскнефтегаз						9608.6	19556.9	26078.5	31119.8	37688.2
Ванкорнефть							4435.8	17906.3	36352.1	72582.2
Востсибнефтегаз									675.6	963.0
НК Роснефть (Грознефтегаз)			70.2	554.3	190.8	506.9	1120.2	569.1	288.6	279.9
Славнефть	1599.3	2531.2	1693.1	1440.7	2204.4	7047.7	8864.4	3834.1	4105.4	1750.5
Славнефть- Мегионнефтегаз	1599.3	2457.2	1637.2	1440.7	2204.4	7047.7	8864.4	3834.1	4105.4	1750.5
Варьеганнефть		74.0	55.9							
ОНАКО	1302.7									
Оренбургнефть	1302.7									
РуссНефть				51.3	291.1	2479.7	2752.2	2684.9	2973.3	1253.6
Аганефтегазгеология						193.2	176.4	489.4	716.7	231.3
АКИ-ОТБР						872.2		738.4	481.6	399.6
Арчнефтегеология						8.1	23.2	34.3	27.4	
Белкамнефть					231.4	539.6	980.2	633.2	948.9	307.2
Белье ночи						44.3	82.6	101.4	93.0	
Беноедт Инвестментс ЛТД							51.8	49.7	76.8	
Валюнинское								15.8	20.7	
Варьеганнефть				51.3	59.7	74.8	460.9	21.7	75.6	198.2
Волганефть						19.0				
Голойл							67.7		17.0	
Западно-Малобальское						313.7	131.6	163.7	232.3	
Комнедра						49.1				
Кондурчанефть (Самара)						4.4				
Нафта-Ульяновск							95.6			
Нефтегазразведка								1.2		
Ново-Аганское								1.2	4.7	
Моктикнефть						51.8	122.7	156.3	68.2	
Севернонефтегаз						117.7	21.7			
Соболиное							44.8	8.8	10.8	
НГДУ Пензанефть							20.6	4.4		
Столбовое									12.7	
Томская нефть						43.8	37.1	39.8	7.3	
Ульяновскнефть						95.0	99.9	30.5	39.0	34.8
Саратовнефтегаз							289.4	169.1	133.7	82.5
Черногорское						53.0	46.0	6.7	7.9	
Нефтяные компании, итог										
	36996.5	58866.0	57754.0	69355.7	62020.7	83052.6	124516.1	170969.5	201621.8	238638.5
Прочие производители, в т.ч.										
Архангельскгеолдобыча		1415.5								
РННТК Нефтеотдача	30.6	12.0								
СИБУР (Сибнефтегазпереработка)	29.7	492.1								
Транснефть	8218.4	11075.9	12967.6							
Тэбукнефть	28.4	40.0								
Прочие									422.4	8105.8
Прочие производители, итог	8307.1	13025.5	12967.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	422.4	8105.8
ВСЕГО	45303.6	71891.5	70721.6	69355.7	62020.7	83052.6	124516.1	170969.5	202044.2	246744.3

Освоение капитальных вложений непроизводственного назначения, млн руб.

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Нефтяные компании										
ЛУКОЙЛ	297.3	744.3	627.8	255.2	582.5	702.4	254.2	382.0	342.0	214.9
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, в т. ч.	39.1	222.9	84.2	47.1	3.9	98.5	28.1	329.4	304.0	211.5
ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	37.1	123.5	52.4	38.9	3.2	95.8	28.1	199.4	143.9	177.7
ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз	0.0	1.5			0.4	2.6	0.0	100.0	90.0	0.0
ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз	2.0	77.9	10.6	8.2	0.3		0.0			0.0
ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз	0.0	20.0	21.2			0.1	0.0	30.0	70.1	33.8
ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть	0.0	3.5	17.2							
ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз										0.5
ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть	40.6	53.1	39.7				0.0			0.0
ЛУКОЙЛ-Коми				107.8	417.0	27.0	7.7	52.6	38.0	2.9
ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть	16.9	49.0		7.8			0.0			0.0
ЛУКОЙЛ-Пермнефть	3.8			16.1						
ЛУКОЙЛ-Пермь	151.1	158.2	264.6	76.4	161.6		0.0			0.0
ЛУКОЙЛ-Север						576.9	218.4			
КомитЭК	45.8	227.3	135.8							
Битран		30.3	10.3							
Тэбукнефть			37.8							
Архангельскгеолодобыча (ИНЗ)			38.2				0.0			
ЮКОС	2.7	91.4	125.8	2.2						
Самаранефтегаз	2.7	91.4	125.8	2.2						
Газпром нефть (Газпромнефть-ННГ)	1.3	1.5	0.4	234.0	24.3	0.3	0.3	8.2	8.7	21.5
Сургутнефтегаз	903.2	1255.2	1506.7	1324.5	1058.9	1074.7	701.9	1004.1	868.5	1782.1
Сиданко	78.2	131.1	145.0	36.6						
Варьеганнефтегаз	1.4	0.2	0.1							
Варьеганнефть	0.1									
Удмуртнефть	59.8	93.7	132.6	33.5						
Саратовнефтегаз	16.9	37.2	12.3	3.1						
ТНК-ВР Холдинг	22.8	183.5	136.9	121.7	15.6	85.9	57.5	0.0	155.1	51.3
Удмуртнефть					6.0					
Верхнечонскнефтегаз									155.1	51.3
Нижевартовское НГДП	0.0	6.7	10.7			60.2				
Самотлорнефтегаз	0.0	1.1								
ТНК-Нягань	22.8	85.6	48.6	26.5	9.6	25.7	57.5			
Оренбургнефть		90.1	77.6	95.2						
Татнефть	1255.6	2129.9	1407.2	1059.4	919.5	300.3	252.8	1339.8	671.3	370.7
Башнефть	79.1	138.5	30.8	43.7	41.3	33.6	85.2	90.5	103.5	504.0
Роснефть	375.4	413.3	330.0	372.3	178.6	278.4	591.8	1056.8	1101.5	691.6
Роснефть-Пурнефтегаз	128.8	135.7	188.0	138.0	58.0	85.5	116.5	393.8	398.8	115.6
Полярное Сияние								6.8	0.6	0.5
Роснефть-Ставропольнефтегаз	4.6	24.8	1.3	2.9	0.4		51.0	15.3		0.7
Роснефть-Сахалинморнефтегаз	66.3	42.1	27.3	109.1						
РН-Северная нефть							34.9	90.7		
Роснефть-Дагнефть	15.1	37.7	46.9	35.3	13.4	0.3			1.1	
Роснефть-Термнефть	33.2	47.7	8.3	1.8	0.6					
Дагнефтегаз						15.2	45.9	37.7	3.0	5.3
Самаранефтегаз								8.5		6.2
Томскнефть (ВНК)								2.1		
Роснефть-Краснодарнефтегаз	127.4	125.3	55.6	7.0			27.0			
Юганскнефтегаз										142.0
Ванкорнефть										299.1
НК Роснефть (Грознефтегаз)			2.6	78.2	106.2	177.4	316.5	501.9	698.0	122.2
Славнефть	104.7	328.5	134.5	31.4						
Славнефть-Мегионнефтегаз	104.7	328.5	134.5	31.4						
ОНАКО	475.6									
Оренбургнефть	475.6									
РуссНефть						9.0	43.1	22.4	12.9	
Аганнефтегазгеология							8.9			
АКИ-ОТЫР								20.6	10.5	
Белые ночи							0.4	1.5		
Голойл							15.6			
Мохтикнефть						9.0	6.6			
Томская нефть								0.3		
Ульяновскнефть									2.4	
Саратовнефтегаз							7.4			
Черногорское							4.2			
Нефтяные компании, итого	3595.9	5417.2	4445.1	3481.0	2820.7	2484.6	1986.8	3903.8	3263.5	3636.1
Прочие производители, в т. ч.										
Архангельскгеолодобыча		139.8								
РМНТК Нефтеотдача	0.8									
СИБУР(Сибнефтегазпереработка)	6.2	1.5								
Транснефть	735.7	544.1	312.4							
Тэбукнефть	1.7									
Прочие производители, итого	744.4	685.4	312.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ВСЕГО	4340.3	6102.6	4757.5	3481.0	2820.7	2484.6	1986.8	3903.8	3263.5	3636.1

Первичная переработка нефти, тыс. тонн

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Роснефть	7082.1	7308.0	8347.2	9528.6	9349.8	10462.8	10796.0	48268.8	49081.0	49573.0
Туапсинский НПЗ	3462.6	3513.8	3939.0	4035.7	4126.7	4051.5	4294.2	5225.1	5232.6	5221.1
Комсомольский НПЗ	3619.5	3794.2	4408.2	5492.9	5223.1	6411.3	6501.8	7016.8	7292.9	7299.8
Куйбышевский НПЗ								6394.2	6429.3	6679.1
Сызранский НПЗ								6581.2	6477.0	6385.5
Новокуйбышевский НПЗ								7400.0	7355.1	7362.2
Ачинский НПЗ								6398.3	6768.4	7091.3
Ангарская НХК								9253.2	9525.7	9534.0
Московский НПЗ (МНГК)	9298.9	9825.5	9129.6	9432.0	9397.9	9353.3	9634.1	9995.6	9780.9	9988.4
Башнефтехимзаводы	19395.9	20286.6	19403.3	19150.9	18314.7	19143.9	19091.1	19228.5	20361.8	20746.4
Уфимский НПЗ	7015.9	7873.7	7479.9	7435.3	6332.6	7219.2	7038.2	6544.9	6148.4	6515.2
Уфанефтехим	6500.5	6337.3	6495.7	6000.8	6192.9	5906.7	6077.8	6249.9	7478.7	7590.2
Ново-Уфимский НПЗ	5879.5	6075.6	5427.7	5714.8	5789.2	6018.0	5975.1	6433.7	6734.7	6641.0
Салаватнефтеоргсинтез	5335.3	5957.8	5808.5	6218.0	6258.6	7119.6	6818.0	6795.2	6392.0	5638.9
НОРСИ-ОЙЛ	3725.0	6731.5								
НОРСИ	3725.0	6731.5								
Сургутнефтегаз	15966.5	15792.9	14751.5	15212.0	15964.7	18281.6	20108.6	19712.2	20480.8	20351.2
Киришинефтеоргсинтез	15966.5	15792.9	14751.5	15212.0	15964.7	18281.6	20108.6	19712.2	20480.8	20351.2
ЮКОС	21725.0	21449.6	22614.9	30633.3	31541.6	32197.9	33987.6			
Самарский НПЗ	4863.5	5109.7	5837.4	5454.2	5608.3	5833.4	6267.6			
Сызранский НПЗ	4214.0	4710.3	4654.7	4968.2	5511.2	5588.3	6250.6			
Новокуйбышевский НПЗ	7511.1	6652.6	6994.2	6846.1	6594.6	7366.6	7149.7			
Ангарская НХК				8360.8	8796.1	8273.1	8685.9			
Ачинский НПЗ	5136.4	4977.0	5128.6	5004.0	5031.4	5136.5	5633.8			
ЛУКОЙЛ	22068.1	22530.5	33744.0	34024.4	35249.5	36988.6	39256.4	42344.3	43945.2	44253.9
Волгограднефтепереработка	8473.2	8291.8	8424.4	7619.6	8958.3	9202.6	9589.2	9575.4	10704.8	11248.3
Пермнефтеоргсинтез	11145.5	10711.4	10995.3	11033.9	11099.0	10932.0	11849.4	11951.3	12462.6	12666.3
Ухтанефтепереработка	2449.4	3100.2	3641.3	3619.5	2895.6	3407.7	3561.9	4147.2	3809.0	4242.8
Битранпереработка		427.1	0.0							
Нижегороднефтеоргсинтез			10683.0	11751.4	12296.6	13446.3	14255.9	16670.4	16968.8	16096.5
СИДАНКО	3671.1	3758.4	4636.0	4637.0	5508.5	5694.0				
Крекинг	3671.1	3758.4	4636.0	4637.0	5508.5	5694.0				
Группа Альянс	2600.9	2498.2	2699.5	3037.9	2903.9	3056.8	3105.6	3224.0	3322.8	2974.4
Хабаровский НПЗ	2600.9	2498.2	2699.5	3037.9	2903.9	3056.8	3105.6	3224.0	3322.8	2974.4
РИНКО-Ангарская НХК	7732.3	7240.0	8256.5							
Славнефть	10825.6	11442.1	11800.0	11708.5	12429.9	12788.1	12840.4	12687.4	13477.8	13628.2
Ярославнефтеоргсинтез	10582.5	11216.1	11601.7	11520.7	12187.2	12526.4	12577.1	12611.2	13477.5	13628.2
Ярославский НПЗ	243.1	226.0	198.3	187.8	242.7	261.7	263.3	76.2	0.3	0.0
ОНАКО	4313.4	4062.6	3839.1							
Орскнефтеоргсинтез	4313.4	4062.6	3839.1							
РуссНефть							4725.9	4929.7	4943.0	5089.8
Орскнефтеоргсинтез							4725.9	4929.7	4943.0	5089.8
ТНК-ВР Холдинг	11578.8	10489.3	10217.0	14317.9	14676.3	17375.4	20466.9	20386.8	21467.3	20123.3
Рязанский НПЗ	11578.8	10489.3	4845.5							
Орскнефтеоргсинтез				3620.0	3508.2	3558.9				
Рязанская НПК			5371.5	10697.9	11168.1	13816.5	14564.8	14517.1	14864.8	14372.6
Крекинг (Саратовский НПЗ)							5902.1	5869.7	6602.5	5750.7
Газпром нефть	12555.0	13258.2	13263.1	13832.2	14308.2	14501.0	16275.5	16497.5	18369.7	18431.7
Омский НПЗ	12555.0	13258.2	13263.1	13832.2	14308.2	14501.0	16275.5	16497.5	18369.7	18431.7
Краснодарнефтеоргсинтез	89.6									
КраснодарЭконефть		1283.4	1141.2	1474.9	1637.9	2067.2	2353.6	2422.0	2585.3	2461.0
ТАИФ-НК (Нижнекамский НПЗ)				6091.5	6442.7	6605.0	7434.0	7548.6	7681.6	8049.8
Газпром				5004.1	5332.3	5507.4	5052.9	5080.1	5024.3	4626.3
Новошахтинский ЗНП										464.6
Афипский НПЗ					914.0	1403.2	2511.4	2681.1	2471.6	2602.3
Итого	157963.5	163914.6	169651.4	184303.2	190230.5	202545.8	214458.0	221801.8	229385.1	229003.2
Мини-НПЗ				4087.8	3903.8	4084.4	4440.7	5850.4	6278.6	6541.8
ВСЕГО	157963.5	163914.6	169651.4	188391.0	194134.3	206630.2	218898.7	227652.2	235663.7	235545.0

Производство бензина автомобильного, тыс. тонн

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Роснефть	239.8	328.8	362.2	733.8	704.7	720.6	737.8	6351.6	6184.4	6167.5
Туапсинский НПЗ	222.2	225.0	186.0	244.6	262.6	275.8	262.6	269.7	253.6	221.9
Комсомольский НПЗ	17.6	103.8	176.2	489.2	442.1	444.8	475.2	471.2	449.8	403.3
Куйбышевский НПЗ								1070.8	981.2	974.3
Сызранский НПЗ								1046.4	971.0	979.9
Новокуйбышевский НПЗ								1091.6	1070.2	1097.6
Ачинский НПЗ								1129.9	1188.7	1205.3
Ангарская НХК								1272.0	1269.9	1285.2
Московский НПЗ (МНГК)	586.9	696.1	1949.9	2036.5	2043.8	2003.9	2112.0	2233.4	2194.2	2321.6
Башнефтехимзаводы	3697.2	4584.6	4652.2	4299.5	4219.1	4653.8	4893.8	4874.8	4851.2	5064.6
Уфимский НПЗ	1527.9	1796.0	1702.7	1569.6	1422.1	1632.7	1541.2	1494.1	1497.1	1676.9
Уфанефтехим	952.0	1122.9	1299.2	1436.7	1238.0	1519.9	1536.3	1745.1	1989.4	2041.6
Ново-Уфимский НПЗ	1217.3	1665.7	1650.3	1293.2	1559.0	1501.2	1816.3	1635.6	1364.7	1346.1
Салаватнефтеоргсинтез	1068.5	944.3	1038.5	1259.3	1242.0	1272.1	950.9	841.4	721.7	745.5
НОРСИ-Ойл	548.9	818.5								
НОРСИ	548.9	818.5								
Сургутнефтегаз	1735.8	1705.2	1640.7	1681.5	1800.1	1983.3	2309.8	2198.1	2333.6	2378.1
Киришинефтеоргсинтез	1735.8	1705.2	1640.7	1681.5	1800.1	1983.3	2309.8	2198.1	2333.6	2378.1
ЮКОС	3782.2	3544.7	3750.6	4768.2	5275.9	5390.2	5743.2			
Самарский НПЗ	1034.3	1023.9	1139.3	979.0	1027.5	1055.1	1098.5			
Сызранский НПЗ	656.3	701.1	846.5	840.4	947.5	942.0	1092.9			
Новокуйбышевский НПЗ	1106.7	867.4	780.1	846.5	990.6	1129.4	1041.7			
Ангарская НХК				1115.8	1313.6	1231.9	1384.8			
Ачинский НПЗ	984.9	952.3	984.7	986.5	996.7	1031.8	1125.3			
ЛУКОЙЛ	3327.6	3056.2	4356.8	4018.7	4185.4	4282.2	4405.1	4909.8	5397.9	5690.3
Волгограднефтепереработка	1144.9	1027.5	1092.7	854.1	920.8	829.4	868.5	1165.8	1461.2	1482.7
Пермнефтеоргсинтез	1847.1	1701.4	1670.7	1558.5	1546.6	1541.5	1463.5	1402.3	1645.2	1765.4
Ухтанефтепереработка	335.6	327.3	341.3	334.8	275.6	315.3	308.0	356.2	303.6	394.3
Нижегороднефтеоргсинтез			1252.1	1271.3	1442.4	1596.0	1765.1	1985.5	1987.9	2047.9
СИДАНКО	633.1	544.0	590.0	577.0	691.9	739.6				
Крекинг	633.1	544.0	590.0	577.0	691.9	739.6				
Группа Альянс	318.9	289.9	303.5	322.8	259.8	318.3	340.0	344.6	341.7	399.1
Хабаровский НПЗ	318.9	289.9	303.5	322.8	259.8	318.3	340.0	344.6	341.7	399.1
РИНКО-Ангарская НХК	1249.4	1107.3	1254.5							
Славнефть	1541.5	1806.6	1718.5	1874.2	1745.2	1816.9	2122.0	2289.3	2283.7	2325.4
Ярославнефтеоргсинтез	1541.5	1806.6	1718.5	1874.2	1745.2	1816.9	2122.0	2289.3	2283.7	2325.4
ОНАКО	648.4	637.7	501.1							
Орскнефтеоргсинтез	648.4	637.7	501.1							
РуссНефть							722.7	731.2	684.7	715.8
Орскнефтеоргсинтез							722.7	731.2	684.7	715.8
ТНК-ВР Холдинг	2094.8	1836.1	2075.8	2531.2	2935.2	3321.7	3876.5	3883.9	3968.0	3547.0
Рязанский НПЗ	2094.8	1836.1	956.2							
Орскнефтеоргсинтез				343.0	527.1	541.8				
Рязанская НПК			1119.6	2188.2	2408.1	2779.9	3085.0	3078.1	3126.8	2765.8
Крекинг (Саратовский НПЗ)							791.5	805.8	841.2	781.2
Газпром нефть	2942.3	3018.2	3149.2	3143.5	3183.4	3016.4	3487.2	3488.7	3610.4	3639.2
Омский НПЗ	2942.3	3018.2	3149.2	3143.5	3183.4	3016.4	3487.2	3488.7	3610.4	3639.2
Краснодарнефтеоргсинтез	31.6									
ТАИФ-НК (Нижнекамский НПЗ)				0.0	0.0	0.0	276.9	489.6	628.5	548.3
Газпром				1836.2	2000.1	2239.8	2158.5	2141.6	2130.9	2016.2
Итого	24446.9	24918.2	27343.5	29082.4	30286.6	31758.8	34136.4	34778.0	35330.9	35558.6
Мини-НПЗ				180.1	181.9	200.9	191.1	196.4	207.1	217.9
ВСЕГО	24446.9	24918.2	27343.5	29262.5	30468.5	31959.7	34327.5	34974.4	35538.0	35776.5

Производство дизельного топлива, тыс. тонн

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Роснефть	1805.5	1929.9	2124.8	2667.0	2626.0	2898.1	3079.9	14870.1	15210.0	15448.9
Туапсинский НПЗ	1142.6	1201.6	1309.1	1337.8	1334.8	1340.8	1449.0	1764.1	1771.5	1706.0
Комсомольский НПЗ	662.9	728.3	815.7	1329.2	1291.2	1557.3	1630.9	1829.8	1984.6	2095.2
Куйбышевский НПЗ								2225.4	2186.9	2214.5
Сызранский НПЗ								2067.2	1997.5	2100.5
Новокуйбышевский НПЗ								2144.0	2119.5	2129.7
Ачинский НПЗ								2037.6	2152.6	2296.0
Ангарская НХК								2802.0	2997.4	2907.0
Московский НПЗ (МНГК)	2512.3	2566.2	2518.3	2598.6	2620.6	2591.3	2658.3	2775.6	2677.4	2674.2
Башнефтехимзаводы	6401.4	7105.7	7064.2	7100.6	7224.7	7223.4	7303.6	7075.9	7122.6	7098.6
Уфимский НПЗ	2602.3	2976.1	2871.2	3056.1	2510.6	2764.1	2516.6	2223.2	2088.1	2087.0
Уфанефтехим	1808.5	1798.4	2276.9	2198.2	2666.0	2679.5	2688.4	2599.5	3264.7	3106.6
Ново-Уфимский НПЗ	1990.6	2331.2	1916.1	1846.3	2048.1	1779.8	2098.6	2253.2	1769.8	1905.0
Салаватнефтеоргсинтез	1757.7	1765.7	1835.8	2117.2	2081.0	2442.3	2464.4	2332.7	2190.3	1804.4
НОРСИ-Ойл	955.7	1598.9								
НОРСИ	955.7	1598.9								
Сургутнефтегаз	3603.1	3569.5	3603.2	3661.8	3894.6	4326.3	4706.0	4821.0	5013.4	5002.4
Киришинефтеоргсинтез	3603.1	3569.5	3603.2	3661.8	3894.6	4326.3	4706.0	4821.0	5013.4	5002.4
ЮКОС	6744.8	6511.8	6822.5	8822.8	9274.3	9932.0	10536.8			
Самарский НПЗ	1783.6	1767.4	2097.0	1849.7	1921.7	2127.7	2255.0			
Сызранский НПЗ	1122.5	1199.7	1162.6	1113.4	1295.9	1687.8	1909.0			
Новокуйбышевский НПЗ	2231.6	2012.7	2001.1	1944.9	1947.8	2203.6	2169.3			
Ангарская НХК				2351.5	2540.0	2301.1	2459.9			
Ачинский НПЗ	1607.1	1532.0	1561.8	1563.3	1568.9	1611.8	1743.6			
ЛУКОЙЛ	6177.0	5859.2	8944.6	8946.6	9144.7	10086.1	10615.5	11309.6	11926.6	12241.0
Волгограднефтепереработка	2487.3	2399.4	2328.2	2057.6	2469.3	2444.3	2614.7	2458.4	2876.6	3200.1
Пермнефтеоргсинтез	3088.9	2611.6	2821.9	2834.8	2996.5	3420.1	3607.2	3687.2	3901.3	4088.6
Уктанефтепереработка	600.8	777.1	919.3	930.0	775.1	913.1	943.5	1128.4	1022.7	1095.5
Битранпереработка		71.1	0.0							
Нижегороднефтеоргсинтез			2875.2	3124.2	2903.8	3308.6	3450.1	4035.6	4126.0	3856.8
СИДАНКО	1204.7	1045.8	1168.3	1145.2	1307.7	1453.2				
Крекинг	1204.7	1045.8	1168.3	1145.2	1307.7	1453.2				
Группа Альянс	642.3	397.3	478.8	552.6	479.9	549.7	514.5	533.6	644.2	319.0
Хабаровский НПЗ	642.3	397.3	478.8	552.6	479.9	549.7	514.5	533.6	644.2	319.0
РИНКО-Ангарская НХК	2218.5	2177.9	2330.5							
Славнефть	2993.8	3146.3	3181.5	3162.1	3322.1	3441.3	3812.4	3813.2	4145.4	3728.6
Ярославнефтеоргсинтез	2929.5	3099.1	3168.5	3155.8	3306.6	3426.5	3801.7	3810.3	4145.4	3728.6
Ярославский НПЗ	64.3	47.2	13.0	6.3	15.5	14.8	10.7	2.9	0.0	0.0
ОНАКО	1159.3	1040.2	962.7							
Орскнефтеоргсинтез	1159.3	1040.2	962.7							
РуссНефть							1414.6	1340.2	1356.4	1414.3
Орскнефтеоргсинтез							1414.6	1340.2	1356.4	1414.3
ТНК-ВР Холдинг	2901.4	2610.3	2530.2	3565.9	3731.6	4941.8	5795.2	5866.9	6061.1	5437.0
Рязанский НПЗ	2901.4	2610.3	1196.0							
Орскнефтеоргсинтез				711.3	699.9	1011.0				
Рязанская НПК			1334.2	2854.6	3031.7	3930.8	4063.5	4016.8	4089.8	3765.1
Крекинг (Саратовский НПЗ)							1731.7	1850.1	1971.3	1671.9
Газпром нефть	4277.4	4525.2	4611.4	4601.2	4644.0	4672.7	5277.3	5261.7	6051.5	5677.7
Омский НПЗ	4277.4	4525.2	4611.4	4601.2	4644.0	4672.7	5277.3	5261.7	6051.5	5677.7
Краснодарнефтеоргсинтез	21.2									
КраснодарЭконефть		390.3	331.1	382.9	407.9	523.1	744.6	812.5	827.8	818.5
ТАИФ-НК (Нижнекамский НПЗ)				1278.1	1462.2	1503.6	1820.8	1703.0	1932.6	1981.8
Газпром				1765.1	1850.8	1756.7	1503.3	1482.1	1450.3	1316.1
Новошахтинский ЗНП										55.6
Афипский НПЗ					180.4	380.3	615.2	673.8	651.9	780.0
Итого	45376.1	46240.2	48507.9	52367.7	54252.5	58721.9	62862.4	64671.9	67261.5	65798.1
Мини-НПЗ				1357.2	1144.1	1234.5	1281.8	1567.6	1547.7	1591.3
ВСЕГО	45376.1	46240.2	48507.9	53724.9	55396.6	59956.4	64144.2	66239.5	68809.3	67389.4

Производство керосина авиационного, тыс. тонн

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Роснефть	153.8	186.4	233.0	239.3	231.1	266.8	270.2	1489.3	1607.3	1095.5
Комсомольский НПЗ	153.8	186.4	233.0	239.3	231.1	266.8	270.2	292.9	328.5	276.1
Куйбышевский НПЗ								0.0	38.0	0.0
Сызранский НПЗ								178.5	133.8	32.5
Новокуйбышевский НПЗ								279.4	344.2	345.1
Ачинский НПЗ								302.9	340.3	282.6
Ангарская НХК								435.6	422.5	159.2
Московский НПЗ (МНГК)	508.9	491.8	482.1	507.4	470.1	499.0	491.3	485.7	562.3	617.1
Башнефтехимзаводы	215.8	198.0	67.3	27.1	2.7	53.9	59.6	69.3	72.0	21.3
Ново-Уфимский НПЗ	215.8	198.0	67.3	27.1	2.7	53.9	59.6	69.3	72.0	21.3
НОРСИ-ОЙЛ	141.4	496.1								
НОРСИ	141.4	496.1								
Сургутнефтегаз	846.1	991.1	894.6	883.1	920.5	1098.0	1117.0	683.8	779.8	743.4
Киришинефтеоргсинтез	846.1	991.1	894.6	883.1	920.5	1098.0	1117.0	683.8	779.8	743.4
ЮКОС	728.0	685.6	694.4	1495.0	1442.2	1330.7	1312.0			
Самарский НПЗ	0.0	0.0	0.0	63.5	92.2	0.0	0.0			
Сызранский НПЗ	114.1	132.4	105.7	188.3	191.4	195.0	191.2			
Новокуйбышевский НПЗ	393.1	330.2	350.9	359.3	336.4	357.4	306.9			
Ангарская НХК				653.6	590.6	547.2	532.7			
Ачинский НПЗ	220.8	223.0	237.8	230.3	231.6	231.1	281.2			
ЛУКОЙЛ	1071.3	1176.6	1592.2	1592.9	2004.9	1982.2	2253.2	2276.5	2611.2	2256.3
Волгограднефтепереработка	619.0	661.7	665.0	586.2	750.1	794.8	806.9	781.2	931.4	900.2
Пермнефтеоргсинтез	452.3	514.9	495.2	547.3	558.5	543.4	657.8	719.0	775.2	675.2
Ухтанефтепереработка	0.0			17.3	24.9	23.7	40.2	18.0	26.5	32.0
Нижегороднефтеоргсинтез			432.0	442.1	671.4	620.3	748.3	758.3	878.1	648.9
Группа Альянс	186.9	203.2	174.4	182.3	197.0	178.1	202.8	173.5	208.6	157.7
Хабаровский НПЗ	186.9	203.2	174.4	182.3	197.0	178.1	202.8	173.5	208.6	157.7
РИНКО-Ангарская НХК	455.6	438.3	551.3							
Славнефть	459.1	488.8	484.6	519.9	585.8	644.1	723.0	660.5	737.3	746.8
Ярославнефтеоргсинтез	459.1	488.8	484.6	519.9	585.8	644.1	723.0	660.5	737.3	746.8
ОНАКО	346.4	245.8	240.6							
Орскнефтеоргсинтез	346.4	245.8	240.6							
РусНефть							238.6	234.4	284.5	278.9
Орскнефтеоргсинтез							238.6	234.4	284.5	278.9
ТНК-ВР Холдинг	685.1	632.9	634.5	923.0	1003.0	1070.9	925.7	823.6	889.0	831.8
Рязанский НПЗ	685.1	632.9	284.4							
Орскнефтеоргсинтез				200.6	206.8	178.9				
Рязанская НПК			350.1	722.4	796.2	892.0	925.7	823.6	889.0	831.8
Газпром нефть	628.3	615.0	552.6	602.2	756.9	917.1	1174.2	1190.6	1244.7	1333.6
Омский НПЗ	628.3	615.0	552.6	602.2	756.9	917.1	1174.2	1190.6	1244.7	1333.6
КраснодарЭконефть		70.8	72.5	75.8	26.4	7.3	43.1	56.7	58.3	47.9
ТАИФ-НК (Нижнекамский НПЗ)				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	45.3	76.7
Газпром				0.0	0.0	0.0	150.4	118.6	161.4	165.8
Афипский НПЗ					0.0	0.0	0.0	3.8	30.3	47.5
Итого	6426.7	6920.4	6674.1	7048.0	7640.6	8048.1	8961.1	8266.3	9292.0	8420.3
Мини-НПЗ				48.7	57.8	103.8	103.5	108.6	130.5	111.8
ВСЕГО	6426.7	6920.4	6674.1	7096.7	7698.4	8151.9	9064.6	8375.0	9422.5	8532.1

Производство мазута топочного, тыс. тонн

Компания (предприятие)	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Роснефть	2900.1	3177.7	3449.1	3937.4	3826.8	4280.6	4341.8	15895.2	16251.7	17038.1
Туапсинский НПЗ	1528.2	1588.1	1740.2	1790.4	1791.9	1765.6	1835.1	2262.2	2254.6	2266.4
Комсомольский НПЗ	1371.9	1589.6	1708.9	2147.0	2034.9	2515.0	2506.7	2776.2	2910.9	2815.0
Куйбышевский НПЗ								2452.4	2509.8	2757.9
Сызранский НПЗ								1971.5	2086.8	2136.8
Новокуйбышевский НПЗ								2014.5	2061.7	2220.4
Ачинский НПЗ								2327.5	2458.6	2593.0
Ангарская НХК								2090.9	1969.3	2248.6
Московский НПЗ (МНГК)	2892.9	3088.0	2824.1	2824.2	2850.7	2843.5	2805.0	2731.9	2645.5	2633.8
Башнефтехимзаводы	5584.7	5207.7	4942.6	4634.4	3670.6	4239.0	3848.4	3586.4	3431.8	3189.4
Уфимский НПЗ	1912.6	1861.0	1596.0	1540.5	1151.7	1487.1	1363.1	1228.8	1233.8	1355.6
Уфанефтехим	2019.5	1631.7	1866.8	1613.1	1338.1	1611.0	1353.7	1272.7	1409.6	1064.6
Ново-Уфимский НПЗ	1652.6	1715.0	1479.8	1480.8	1180.8	1140.9	1131.6	1084.9	788.4	769.2
Салаватнефтеоргсинтез	1431.4	2141.5	1748.4	1526.7	1613.4	1493.2	1426.8	1342.2	1299.3	1369.3
НОРСИ-ОЙЛ	1301.7	2519.9								
НОРСИ	1301.7	2519.9								
Сургутнефтегаз	2941.6	2902.8	4443.8	4680.1	5042.7	5940.9	6625.9	6474.0	6741.2	6687.2
Киришинефтеоргсинтез	2941.6	2902.8	4443.8	4680.1	5042.7	5940.9	6625.9	6474.0	6741.2	6687.2
ЮКОС	6594.3	6619.2	7220.7	9211.5	9261.3	9472.7	10050.9			
Самарский НПЗ	1716.7	1665.0	1999.6	1951.6	1969.2	2045.2	2266.9			
Сызранский НПЗ	1155.8	1452.5	1275.7	1245.2	1372.8	1468.9	1853.0			
Новокуйбышевский НПЗ	2068.8	1615.5	1995.4	2002.3	1736.6	2026.7	1993.2			
Ангарская НХК				2103.9	2227.7	1943.4	1793.8			
Ачинский НПЗ	1653.0	1886.2	1950.0	1908.5	1955.0	1988.5	2144.0			
ЛУКОЙЛ	4737.6	4798.2	9000.8	8824.4	8493.9	8127.6	9109.9	10789.1	10264.4	10834.6
Волгограднефтепереработка	1496.2	1516.8	1529.0	1254.2	1517.6	1426.4	1678.5	2005.7	1920.1	1919.9
Пермнефтеоргсинтез	1844.5	1802.6	2027.0	1997.2	1634.5	1229.1	1631.7	1789.2	1820.1	2263.9
Уктанефтепереработка	1396.9	1264.2	1073.1	1011.7	886.3	971.9	850.1	997.6	644.7	809.5
Битранпереработка		214.6	0.0							
Нижегороднефтеоргсинтез			4371.7	4561.3	4455.5	4500.2	4949.6	5996.6	5879.5	5841.3
СИДАНКО	1504.8	1353.7	1830.4	1785.5	1940.6	1727.7				
Крекинг	1504.8	1353.7	1830.4	1785.5	1940.6	1727.7				
Группа Альянс	920.7	838.6	961.0	1111.7	1103.2	1151.0	1164.6	1179.6	1243.8	1103.8
Хабаровский НПЗ	920.7	838.6	961.0	1111.7	1103.2	1151.0	1164.6	1179.6	1243.8	1103.8
РИНКО-Ангарская НХК	2110.1	1711.1	2027.6							
Славнефть	4123.5	4234.3	4500.3	4230.1	4673.5	4649.1	4091.4	4007.5	4370.9	4480.7
Ярославнефтеоргсинтез	4066.0	4190.2	4454.5	4193.4	4592.1	4560.7	3996.4	3979.5	4370.8	4480.7
Ярославский НПЗ	57.5	44.1	45.8	36.7	81.4	88.4	95.0	28.0	0.1	0.0
ОНАКО	1434.1	1327.4	1308.8							
Орскнефтеоргсинтез	1434.1	1327.4	1308.8							
РуссНефть							1690.4	1847.8	1897.1	1909.9
Орскнефтеоргсинтез							1690.4	1847.8	1897.1	1909.9
ТНК-ВР Холдинг	3376.4	3853.5	3672.5	5016.3	4760.9	5884.6	6354.9	6195.4	6500.1	6275.9
Рязанский НПЗ	3376.4	3853.5	1744.4							
Орскнефтеоргсинтез				1387.3	1147.8	1276.5				
Рязанская НПК			1928.1	3629.0	3613.1	4608.1	4690.1	4690.7	4749.3	4643.5
Крекинг (Саратовский НПЗ)							1664.8	1504.7	1750.8	1632.4
Газпром нефть	1981.6	2282.4	2067.2	2163.2	2072.3	2170.5	2397.8	2611.0	3052.5	2342.8
Омский НПЗ	1981.6	2282.4	2067.2	2163.2	2072.3	2170.5	2397.8	2611.0	3052.5	2342.8
Краснодарнефтеоргсинтез	32.3									
КраснодарЭконефть		488.9	439.1	615.7	705.5	936.6	932.9	957.6	1113.1	1032.6
ТАИФ-НК (Нижнекамский НПЗ)				2633.5	2101.6	2062.9	2183.1	2035.3	1895.0	2049.7
Газпром				383.5	386.9	374.8	375.6	391.2	388.1	346.2
Новошахтинский ЗНП										239.0
Афипльский НПЗ					424.7	644.6	1161.5	1282.2	1189.8	1208.0
Итого	43867.8	46544.9	50436.4	53578.1	52928.6	55999.3	58560.9	61326.4	62284.3	62741.0
Мини-НПЗ				774.5	423.9	524.9	681.8	1002.6	1280.9	1410.9
ВСЕГО	43867.8	46544.9	50436.4	54352.6	53352.5	56524.2	59242.7	62329.0	63565.3	64151.9

Экспорт нефти из России (по транспортным направлениям), 2000–2009 гг., тыс. тонн

	Морские порты										Нефтепровод «Дружба»						Граница РФ/РК (Китай)	По ж/д	КТК	ИТОГО
	Вентс-пис	Ново-российск	Туапсе	Одесса	СМП Козьмино	СМП Приморск	МНТ Южный	Адамова застава				Будковце		Фенеш		Украина				
								Герма-ния	Польша	Гданьск	Чехия	Словакия	Венгрия и др.							
2000 г.	13820.5	34905.7	5699.1	2530.0				19352.8	17844.9		3714.1	5385.9	6095.0	6010.7	4265.9	2196.3		2595.4	124216.5	
2001 г.	14969.5	36161.8	5370.5	3202.0		187.5		19984.8	18354.7		3748.6	5878.9	6506.8		6380.6	5197.8		2879.7	128823.2	
2002 г.	7463.9	38807.9	4959.1	3233.0		11187.9		20293.4	18062.3		3559.4	5524.6	6188.2		5735.7	5582.5		4412.8	133000.9	
2003 г.	0.0	41651.3	4880.3	2239.8		16020.6	905.7	21541.2	4350.2	16579.9	3914.9	5737.5	5738.3	5215.3	10792.2	7013.8	6820.1	10208.2	149755.4	
2004 г.	0.0	42529.8	4823.7	1394.0		41916.7	1909.4	21620.5	18611.5	4444.4	6007.8	6147.1	6037.3	8401.6	19423.4	4006.7	5039.3	9168.9	175482.2	
2005 г.	0.0	40637.7	4903.6	426.3		54385.7	5745.3	22333.3	17319.1	5158.6	5092.1	5225.2	6392.9	6769.8	4993.4	2886.9	4015.4	197625.8	197245.3	
2006 г.	0.0	38286.5	5086.3	2070.4		62490.3	3866.4	21750.3	19001.7	4225.0	5169.3	5884.2	6502.0	0.0	0.0	0.0	11331.1	3591.1	197465.5	
2007 г.	0.0	36474.2	4338.9	2827.7		70602.2	9923.9	20862.4	18191.0	2769.3	4805.5	5539.7	6502.0	0.0	0.0	0.0	11331.1	4015.4	197465.5	
2008 г.	33957.0	4391.9	736.0			69888.7	9432.2	18883.8	18934.8	1886.4	4825.2	4805.5	4537.3	6635.2	0.0	0.0	10380.0	10448.6	2446.6	185512.6
2009 г.	33010.1	4174.2		99.8		70213.3	9452.4	19183.0	15760.9	4354.6	4391.9	2586.3	6378.3				15008.0	9701.2	4003.7	185124.0

Экспорт нефти из России (по транспортным направлениям), 2000–2009 гг., тыс. тонн

Компания	Морские порты										Нефтепровод «Дружба» (в том числе Китай)									
	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Роснефть	5208,0	5398,0	6053,0	6281,8	6690,5	20582,3	23069,9	28883,3	29829,0	33295,8	1085,1	134,0	10,0	76,8	0,0	6661,2	7199,7	6522,4	5514,4	5378,0
ЛУКОЙЛ	14216,6	16264,1	16188,4	15094,4	17525,7	17427,2	24056,3	26568,3	19888,2	17798,3	6677,4	5657,4	9311,1	10738,9	13590,6	16476,8	13573,1	9611,4	8180,2	7063,8
Орбитулнегаз	4469,0	1687,0	2142,0	3042,8	6347,9	12401,4	16320,7	18205,7	17816,3	12629,5	9469,0	14514,0	15308,0	15295,5	14519,6	15288,8	15488,4	14395,9	14265,0	14515,3
ЮКОС	10006,4	10843,1	10821,4	8296,1	10908,4	160,5					8826,2	11855,8	13641,9	18544,6	19046,3	1477,3	200,0			
ТНК-ВР Холдинг	5655,0	7254,3	8765,8	12889,4	18723,5	25762,3	25069,1	27735,0	20551,2	20204,0	8106,0	7547,8	4045,6	3378,3	6554,0	11152,9	12087,9	6811,1	10720,9	13570,2
Сиданко	1252,3	1346,5	3847,0	4113,9	3397,9						1794,0	1291,0	1448,9	2008,8	514,5					
ОНКО	501,0										581,6									
Газпром нефть	4431,1	4252,7	7409,6	8667,6	11051,0	11273,0	12540,9	9525,7	9960,4	10977,8	1156,0	2933,0	2900,4	2688,3	2052,6	4599,1	5177,2	5582,8	4295,6	3760,5
Татнефть	5043,4	5228,1	5034,7	6966,9	9725,0	8370,6	4475,0	5374,9	7925,4	11204,5	4685,7	3847,1	3686,4	2684,8	1819,5	4001,7	5787,7	6872,0	4706,9	4706,9
Башнефть	2125,4	3028,0	2685,4	1586,0	1403,9	1713,2	1598,8	556,6	1266,4	299,9	1685,9	920,0	1406,0	2176,6	2457,4	2649,0	3739,8	3723,6	2112,7	1615,1
Славнефть	1551,5	2854,6	4237,7	3535,0	5828,5	3478,7					2717,8	2477,0	1232,3	2279,7	2354,0	1630,5				
Руснефть					1247,0	3642,3	2880,1	2841,9	3460,2	3139,3	164,4				1288,2	2237,6	2560,3	2354,0	1450,1	1400,6
Восточная НК											164,4									
Астрахань	364,3	38,9	167,7	408,7	584,6	541,7	454,6	18,7	356,8	1276,8	702,7	99,4	48,3	48,3		18,4				
РС-СПГПРОМ	99,3	126,0	52,5								1276,8	96,5	88,3							
Ингушэнергогазпром	158,6	122,1									55,8									
Минтрансгаз	77,7	109,6									438,2	252,6								
Операторы СПГ			422,8	728,3	707,3	769,9	891,3	953,8	837,9	1143,2										
Прочие нефтепользователи	5027,0	6205,9	3535,2	5100,0	5427,1	4852,2	2993,1	3432,9	6169,1	5900,6	13096,7	8623,5	4195,3	3214,3	3615,9	3729,5	2179,7	2635,6	1314,9	2865,5
Итого российские ресурсы	58822,5	65089,1	71234,5	76469,9	99392,4	111138,2	114436,9	124232,7	117891,8	116949,7	61798,6	60854,4	57353,6	63077,3	67860,9	69922,8	67793,8	58190,5	54726,8	54955,8

Экспорт нефти из России (по транспортным направлениям), 2000–2009 гг., тыс. тонн

Компания	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Отгрузка по ж/д																				
Роснефть				30.0	73.5	7179.2	11241.7	11331.1	10414.1	9701.2	6293.0	5532.0	6063.0	6388.6	6764.0	34422.7	41511.3	46536.8	45757.5	48375.0
ЛУКОЙЛ	120.0	539.5	354.9	1275.4	1912.7	515.9			34.4		21014.1	22460.9	29554.4	27108.7	33029.0	34419.9	37629.4	36179.7	28102.8	24862.1
Орбитулнегаз					4092.4						13963.0	16201.0	17450.0	18278.7	20867.5	27890.2	31809.1	32601.6	32081.3	27144.8
ЮКОС	428.7	760.2	1159.8	2791.4		138.3					19263.2	23459.1	25623.1	29632.1	34047.1	1637.8	0.0	200.0	0.0	0.0
ТНК-ВР Холдинг	270.0	1395.1	1943.4	2499.6	1443.6	902.2					14031.0	16197.2	14754.7	18767.2	26721.1	37817.4	37295.3	34546.1	31272.1	33774.2
Сиданко				529.0	2128.9	210.0					3046.3	2637.5	5925.0	8251.7	4122.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ОНАКО	1360.0										2442.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Газпром нефть		70.8	183.7		267.7	189.3					5587.1	7256.5	10493.6	11611.7	13371.3	16061.4	17718.1	15108.5	14256.0	14738.3
Татнефть				832.5	479.2	175.0					9709.1	9705.2	8701.1	10484.1	12023.7	10262.7	11728.6	11728.6	14797.4	15911.3
Башнефть				98.7							3811.3	3948.0	4091.4	3861.3	3861.3	4362.2	5338.6	4380.2	3379.1	1915.0
Славнефть											4269.3	5331.6	5470.1	5814.7	8182.5	5109.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Руснефть					204.7						0.0	0.0	0.0	0.0	2535.2	6084.6	5440.4	4995.9	4910.3	4619.9
Восточная НК											164.4									
Газпром											1276.8	1067.0	138.3	217.1	467.0	603.0	541.7	454.6	187.7	356.8
РОСТОПРОМ											155.1	224.5	140.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ингушетгазпром											158.6	127.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Минтрансгаз	13.0										528.9	362.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Онексария СПГ											0.0	0.0	422.8	728.3	707.3	789.9	891.3	953.8	837.9	1143.2
Прочие нефтепользователи	403.8	114.1	242.1	297.0	14.7						18527.6	14843.5	7972.6	8611.3	9057.7	8881.7	5172.8	6068.5	7484.0	8766.2
КТК																4006.7	4015.4	2446.6	4005.7	4405.7
Итого российские ресурсы	2595.4	2879.7	4412.8	10208.2	8493.8	9166.2	11380.0	11331.1	10448.5	9701.2	124216.5	128823.2	133000.9	149755.4	175474.1	194233.9	197626.1	197345.4	185512.7	185612.4

Экспорт нефти из России (по транспортным направлениям), январь–декабрь 2009 г. (тыс. тонн)

Компания	Отгрузка морем					Адамова застава			Будковце		Фенеш-литке	Граница РФ/РК	С начала года, всего
	Ново-российск	Туапсе	СМП Козьмино	СМП Приморск	МНТ Южный	Гер-мания	Польша	Гданьск	Чехия	Словакия и др.	Венгрия и др.	Китай	
Нефтяные компании													
Роснефть	6181.9		99.8	26174.3	880.0	18.4	5104.6	255.0					38714.0
НК Роснефть	6018.7		99.8	25995.6	880.0		4971.1	205.0					38170.1
Дагнефть	163.2												163.2
Полярное Сияние				178.7		18.4	133.5	50.0					380.6
ЛУКОЙЛ	3968.7	982.9		11985.5	861.2		310.0	200.0		1903.5	4650.3		24862.1
ЛУКОЙЛ	2718.6	982.9		6875.9	822.5		222.8	200.0		1903.5	4267.1		17993.4
ЛУКОЙЛ-Коми				4651.4									4651.4
ЛУКОЙЛ-АИК	1091.7			41.7	28.8		7.2						1169.4
Турсунт	15.8			66.5									82.4
ПермТОТИнефть				5.2	10.0						48.2		63.4
РИТЭК				344.6			80.0				335.0		759.6
Волгодеминойл	142.5												142.5
Сургутнефтегаз	3169.3			8900.2	560.0	10765.3	3650.0	100.0					27144.8
Славнефть													
НГК Славнефть													
ТНК-ВР Холдинг	5517.0	1079.7		9716.1	3851.0	6679.1	4622.6	1515.5				753.0	33734.0
ТНК-ВР Холдинг	5517.0	1079.7		9662.0	3851.0	6625.1	4622.6	1515.5				753.0	33625.9
Корпор. Югранефть				54.1		54.0							108.1
Газпром нефть	2770.1	1147.0		6660.6	400.0	627.5			2385.3			747.8	14738.3
Газпром нефть	2770.1	1147.0		6660.6	400.0	627.5			2385.3			747.8	14738.3
Татнефть	7058.7			1656.3	2505.2	448.7	1758.5	1312.2	676.8		634.3		16050.7
Башнефть				299.9			120.0	100.0	1395.1				1915.0
РуссНефть	995.9	964.5		1098.9	80.0	81.0			384.0	592.8	370.1		4567.2
НК РуссНефть	995.9	964.5		1098.9	80.0	81.0			384.0	9.8	308.2		3922.3
Западно-Малобалыкское										583.0	61.9		644.9
Итого НК	29661.7	4174.2	99.8	66491.8	9137.4	18619.9	15565.7	3482.7	4841.1	2496.3	5654.7	1500.8	161726.0
Газпром				356.8									356.8
Газпром переработка				181.8									181.8
Томскгазпром				175.1									175.1
НОВАТЭК						14.5					54.0		68.5
Таркосаленефтегаз						14.5					54.0		68.5
Прочие экспортеры, в т.ч.	3348.4			3364.6	315.0	548.6	195.2	1071.9	150.8	90.0	669.6		9754.1
Акмай	0.4												0.4
Алойл						25.7	26.9				26.9		79.5
Альянснефтегаз				119.1									119.1
БайТекс						29.4					78.8		108.2
Благодаров-Ойл				30.7									30.7
Богородскнефть						11.0	11.9	11.1			21.1		55.1
Булгарнефть	30.1			19.1			20.4						69.6
ВЕЛЛойл	0.2												0.2
ВУМН	94.9			8.9									103.8
Геология				81.9									81.9
Геотех	5.4			68.0									73.4
ГРИЦ				31.2				10.5					41.7
Диньельнефть				21.6				13.5					35.1
Динью				37.5									37.5
Дружбанефть	0.7										1.1		1.8
Елабуганефть	0.6			7.7									8.3
Енисей				157.1				106.0					263.1
ИДЕЛОИЛ	42.8			16.2				8.3					67.3
Калмистерн	5.4												5.4
Калмипетрол	3.2												3.2
КанБайкал Резорсез Инк.				25.2		6.3		46.8					78.3
Карбон-Ойл	12.7												12.7
Колванефть				52.7		45.6			52.9		15.6		166.8
Комнедра				105.1					54.6	57.2			216.9

Компания	Отгрузка морем					Адамова застава			Будковце		Фенеш-литке	Граница РФ/РК	С начала года, всего
	Ново-российск	Туапсе	СМП Козьмино	СМП Приморск	МНТ Южный	Гер-мания	Польша	Гданьск	Чехия	Словакия и др.	Венгрия и др.	Китай	
Кондурчанефть	8.5			13.8				3.8					26.1
Магма	53.9			19.3									73.2
МАКойл						1.8					3.2		5.0
Меллянефть	3.6					6.9					15.6		26.1
Меретояханефтегаз				13.3									13.3
МНКТ	0.4										0.6		1.0
Назымская НГРЭ				4.7		5.9							10.6
Негуснефть				229.3									229.3
Нефтебурсервис						12.4							12.4
Нефтесервис	4.0					5.5	11.5	7.3			1.1		29.4
НефтУс				25.1		37.4			21.3				83.8
Нижнеомринская нефть				2.1									2.1
Нократойл	0.1			2.4									2.5
Норд Империял				38.1									38.1
Нортгаз				23.9							8.5		32.4
О.Б.Л.Нефтепродукт	13.5							3.6					17.1
Оренбургнефтеотдача						3.8					11.7		15.5
Охтин-Ойл	61.9												61.9
Печоранефтегаз				119.3									119.3
Печоранефть				215.5		87.0		94.6					397.1
Поволжскнефть						2.3	3.3	1.2			4.4		11.2
Предприятие Кара Алтын	201.1												201.1
ПРОМГЕОТЭК	3.0												3.0
Регион-нефть								4.4					4.4
Регион-сириус	2.0												2.0
Речер-Коми				22.8				31.4					54.2
РИТЭК-Внедрение				13.3				13.8					27.1
Рябовское											39.1		39.1
Салым Петролеум Девелопмент Н.В	2057.9			35.6	315.0					30.2			2438.7
Самараинвестнефть						4.7		35.9			4.6		45.2
Самара-Нафта	8.0			176.9		104.6		394.1					683.6
САНЕКО	32.0					11.0		51.1					94.1
Северное сияние				4.4			78.4						82.8
Селена						12.5							12.5
Селенгушнефть	5.3												5.3
СибИнвестНафта											0.7		0.7
СМП-Нефтегаз						52.2	42.9				42.7		137.8
Татех	211.5			22.0					22.0		67.3		322.8
Татнефтеотдача				15.5		51.9		124.8					192.2
Татнефтепром	50.3			65.0				10.6			132.0		257.9
Татнефтепром-Зюлеевнефть	4.5			159.3				2.0					165.8
Татнефть-Геология				52.7									52.7
Татнефть-МНКТ											10.0		10.0
Татнефть-Самара	68.9												68.9
Татойлгаз	237.5							65.7					303.2
Тиман-Печора Эксплорэйшн				2.7				2.4					5.1
ТНГК-Развитие	8.1										12.7		20.8
ТНС-Развитие	11.4									2.6	5.2		19.2
Томская нефтегазовая компан											82.2		82.2
Тоталь Разведка Разработка Россия				1143.2									1143.2
Трансойл											8.3		8.3
Троицкнефть	46.6										29.9		76.5
Ульяновскнефтегаз						1.3					10.9		12.2
Уральская нефтяная компани	3.4					9.7		10.8			6.7		30.6
Фроловское НГДУ	2.9												2.9
ХИТ Р											1.3		1.3
ЦНПСЭИ				8.4									8.4
Чепецкое НГДУ	2.2												2.2
Шешмаойл	43.1			154.1									197.2
ЮКОЛА-нефть	6.5					19.8		18.3			27.5		72.0
ВСЕГО ИЗ РОССИИ	33010.1	4174.2	99.8	70213.3	9452.4	19183.0	15760.9	4554.6	4991.9	2586.3	6378.3	1500.8	171905.5

ОРГАНИЗАТОР



группа компаний
ГОРОДСКОЙ ЦЕНТР ЭКСПЕРТИЗ

Международный Форум по промышленной безопасности

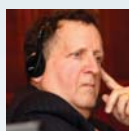


International Forum on Industrial Safety

24-27 мая 2010 года

Концертно-выставочный зал
«Смольный собор», Санкт-Петербург

СРЕДИ УЧАСТНИКОВ:



НИЛ ЛАНГЕРМАН,
председатель
департамента охраны труда
и безопасности
Американского общества
химиков (США)



ЛЭН ЧАН, директор центра изучения
сейсмической активности
Национальной исследовательской
лаборатории Кореи, профессор
факультета архитектурного
проектирования Университета
Данкук (Республика Корея)



АНДРЕЙ КОЗАК,
руководитель направления
безопасности
технологического
процесса Управления
технического надзора
(Польша)



АЛЕКСЕЙ ИСАКОВ,
директор по науке
группы компаний
«Городской центр
экспертиз» (Россия)



ЛУКАШ ВИРОВСКИ, руководитель
секретариата конвенции
по трансграничному воздействию
промышленных аварий ЕЭК ООН
(Швейцария)



ВАЛЕРИЙ ПЕТРОВ,
Вице - Министр по
Чрезвычайным Ситуациям
(Республика Казахстан)

РЕГИСТРАЦИЯ

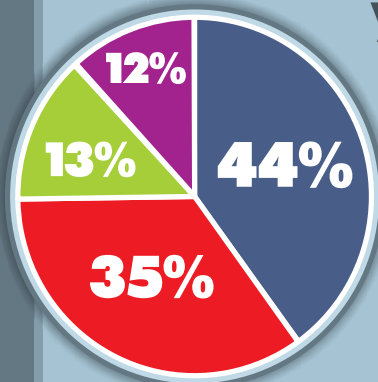
ОТДЕЛ КОНФЕРЕНЦИЙ
Группы компаний
«Городской центр экспертиз»

+7(812)331-83-53

+7(812)334-55-61

www.conference.gce.ru

mp@gce.ru



Участники 2009 года

В Форуме **2009 года** приняли участие представители промышленных предприятий и органов надзоров из **16 стран мира**: России, Германии, Австрии, Бразилии, США, Казахстана, ЮАР, Польши, Таджикистана, Узбекистана, Украины, Белоруссии, Азербайджана, Молдовы, Армении и Румынии.

- Руководители предприятий по промышленной безопасности
- Специалисты предприятий по промышленной безопасности
- Представители НИИ, проектных институтов, экспертных организаций
- Представители государственных органов надзора



Мы постоянно совершенствуем наши системы геологического сопровождения бурения, чтобы повышение нефтеотдачи стало реальностью

Мы в компании «Бейкер Хьюз» понимаем, насколько важно точно определить идеальное расположение скважины, максимизирующее нефтеотдачу. Мы также знаем, насколько трудной может оказаться эта задача, особенно когда бурение осуществляется в условиях геологической неопределенности.

Поэтому мы предлагаем целую гамму геонавигационных технологий для решения Ваших уникальных задач. Прибор глубокого азимутального измерения сопротивления AziTrak™ дает обзор внутри скважины на 360°. При этом наша служба Геологического Сопровождения Бурения совместно с нашими центрами BEACON использует эти и другие данные, поступающие в реальном времени, для того, чтобы помочь Вам принимать быстрые и точные решения о проводке ствола скважины. Это лишь малая часть технологий «Бейкер Хьюз», доступных Вам для максимизации нефтеотдачи.

Чтобы узнать обо всех доступных способах повышения нефтеотдачи, свяжитесь с представителем «Бейкер Хьюз» или зайдите на сайт www.bakerhughes.com/maxrecovery. А мы воплотим в жизнь Ваши планы по увеличению добычи.

www.bakerhughes.com/maxrecovery