

УДК 338.2
ББК 65.34.13
Ш-718

Ш-718 Шмат В.В. *Нефтегазовый цугцванг. Очерки экономических проблем российского нефтегазового сектора.* — Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2013. — 505 с.

Книга очерков посвящена проблемам развития нефтегазового сектора как одной из главных частей российской экономики. Рассмотрены истоки возникновения множества непростых проблем, имеющих место в нефтегазовом секторе, в его отдельных отраслях и видах деятельности, в его взаимодействиях с нефтегазодобывающими регионами. Предпринята попытка проанализировать и объяснить противоречивые процессы, происходящие в нефтегазовом секторе, в контексте трансформации институциональной среды, становления и развития взаимоотношений между государством и бизнесом, федеральным центром и регионами.

Книга предназначена для специалистов по проблемам государственного регулирования, а также для всех тех, кто изучает экономические вопросы развития нефтегазового сектора и кто интересуется этими вопросами.

Текст электронного издания книги — в авторской редакции.

Об авторе

Шмат Владимир Витальевич — кандидат экономических наук, старший научный сотрудник Института экономики и организации промышленного производства (ИЭОПП) СО РАН. В 1979 г. окончил Новосибирский государственный университет по специальности «экономическая кибернетика». В 2001 г. защитил диссертацию на тему «Оценка влияния нефтегазового сектора на социально-экономическое развитие Ханты-Мансийского автономного округа». В 1979—1988 гг. работал в г. Тюмени: сначала — в территориальном отделе Института экономики, а затем — в Институте проблем освоения Севера СО РАН. С 1989 г. и до настоящего времени работает в Секторе экономических проблем развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса (ЗСНГК) Института экономики СО РАН. На протяжении всей своей научной деятельности занимается исследованиями социально-экономических проблем развития нефтегазового сектора и его отдельных отраслей, нефтегазодобывающих регионов. Имеет более 140 научных публикаций, включая несколько монографий (в соавторстве), статьи в российских и зарубежных журналах, препринты, доклады и тезисы докладов научных конференций (список публикаций автора на веб-сайте института • URL: [http://lib.ieie.nsc.ru/PubIEIE/Shmat_Vladimir_Vitalevich_\(k_e_n_\).htm](http://lib.ieie.nsc.ru/PubIEIE/Shmat_Vladimir_Vitalevich_(k_e_n_).htm).

Рецензенты: д.э.н. Князева И.В., д.э.н. Кравченко Н.А., д.э.н. Литвинцева Г.П.

ISBN 978-5-89665-271-7



9 785896 652717

© Шмат В.В., 2013 г.

Полная электронная копия издания расположена по адресу:

http://lib.ieie.su/docs/2013/Shmat2013_Neftgazovyj_Cugcvang.pdf

© ИЭОПП СО РАН, 2013 г.

2000-е годы: недолгий ренессанс после глубокого упадка

Уже стало привычным, что нефтегазовый сектор является одним из главных «столпов» российской экономики. Цифры весьма красноречивы. На долю нефтегазовой «вертикали» (т.е. включая переработку нефти и газа) в 2011 г. приходилось почти 32% промышленного производства, 53% доходов федерального бюджета и более 30% доходов консолидированной бюджетно-финансовой системы государства, 63% экспортных поставок. Но так ли уж надежен «коллес», подпирающий конструкцию экономики нашей страны? И не уподобится ли он тому «колоссу о глиняных ногах», о котором когда-то поведал древний пророк Даниил?

Непредвзятый анализ показывает, что сегодняшняя ситуация в НГС весьма далека от благополучия, а причины этого неблагополучия вряд ли будет позволительно списать на последствия недавнего финансово-экономического кризиса. Можно даже сказать, что кризис пришелся весьма некстати потому, что стал своего рода «дымовой завесой», скрывающей истинные корни многих проблем, имеющих место в развитии и функционировании одного из ключевых для нашей экономики секторов.

В действительности же неблагоприятные тенденции в развитии НГС накапливались на протяжении, по крайней мере, нескольких лет, предшествовавших кризису. Причем происходило это в условиях, которые, казалось бы, наоборот, должны были способствовать притоку инвестиций, технологическому обновлению, росту объемов производства. К началу нынешнего столетия уже остались в прошлом самые трудные годы переходного периода, связанные с масштабными преобразованиями, становлением новых экономических отношений, приватизацией, кризисом неплатежей, постоянными изменениями в налоговой системе, политической нестабильностью и прочими неблагоприятными обстоятельствами. Да и цены на нефть на мировых рынках на протяжении почти 7-ми лет неуклонно росли, побивая один рекорд за другим. Вроде бы ничто не мешало бурному развитию НГС, тем не менее, в реальной действительности вырисовывалась совершенно иная картина.

Upstream, downstream — то вверх, то вниз

В 1990-х годах, на которые легла основная тяжесть рыночных преобразований в российской экономике, тенденции развития практически всех сегментов НГС имели одинаковую направленность: падали объемы добычи нефти и газа, уменьшались объемы переработки углеводородного сырья и геологоразведочных работ, сокращались инвестиции практически во все виды деятельности.

Год 2000-й стал, в известном смысле, переломным. Прежде всего он ознаменовался существенным — на целых 6% — ростом добычи нефти, чего не наблюдалось длительное время начиная с 1986 г. В несколько меньшей степени выросли, но все же выросли — после долгого сокращения и стагнации — объемы переработки нефти. Метраж глубокого разведочного бурения на нефть и газ подскочил за год аж на 40%. Несколько «подкачала» газодобыча, не сумевшая поддержать «наступление на нефтяном фронте», но в целом появились надежды на то, что НГС наконец-то начал выходить из трансформационного кризиса. Помогла и конъюнктура мирового рынка — цены на энергоносители после 10-летнего «сюрприза» уверенно поднялись вверх, например среднегодовая цена нефти выросла почти в 1,6 раза и вnominalном исчислении вплотную приблизилась к уровню начала 1980-х годов. Но самое примечательное состояло в том, что в 2000 г. произошло

существенное увеличение инвестиций во все основные сегменты НГС, а общий рост по сектору составил 155% в сопоставимых ценах в сравнении с предшествовавшим годом.

По истечении 2001 г. «свет в конце тоннеля» стал казаться еще более ярким. Несмотря на некоторое снижение мировых цен, добыча нефти в России ускорила свой рост, а добыча газа стабилизировалась. Геологоразведка и нефтепереработка сохранили видимые тенденции к выходу из кризиса. Темп роста инвестиций хоть и несколько снизился (в целом по НГС — 118% к 2000 г.), но позитивная динамика присутствовала во всех крупных отраслевых сегментах — в нефтедобыче и в нефтепереработке, в газовой отрасли.

Однако уже следующий год несколько охладил надежды на лучшее будущее. Несмотря на то, что по основным объемным показателям производства 2002 г. в целом оказался удачным, но прозвенели весьма тревожные «звоночки» — на 5% уменьшилась величина инвестиций и в буквальном смысле слова рухнули объемы геологоразведочных работ (проходка в поисково-разведочном бурении сократилась почти в 1,7 раза).

Таким образом, первые три года XXI столетия задали общий настрой в развитии российского НГС на целый ряд последовавших за ними лет. Динамика роста производственных и экономических показателей приобрела специфический волнообразно-ступенчатый характер: подъемы стали чередоваться с остановками и даже с отступлениями назад — порою, без видимых на то причин. Но причины, конечно же, были и есть. Они в основном имеют институциональный характер и связаны с глубоким несовершенством построенной в России рыночной модели функционирования НГС (равно как и всей национальной экономики), которую трудно назвать современной. Далекие от совершенства институты, включая институты государственного регулирования, порою доводят НГС и его отдельные сегменты до «прединфарктного» состояния, и в этом своем качестве легко могут посоперничать с мировым финансово-экономическим кризисом.

Нефтедобыча: кризис... за год до кризиса

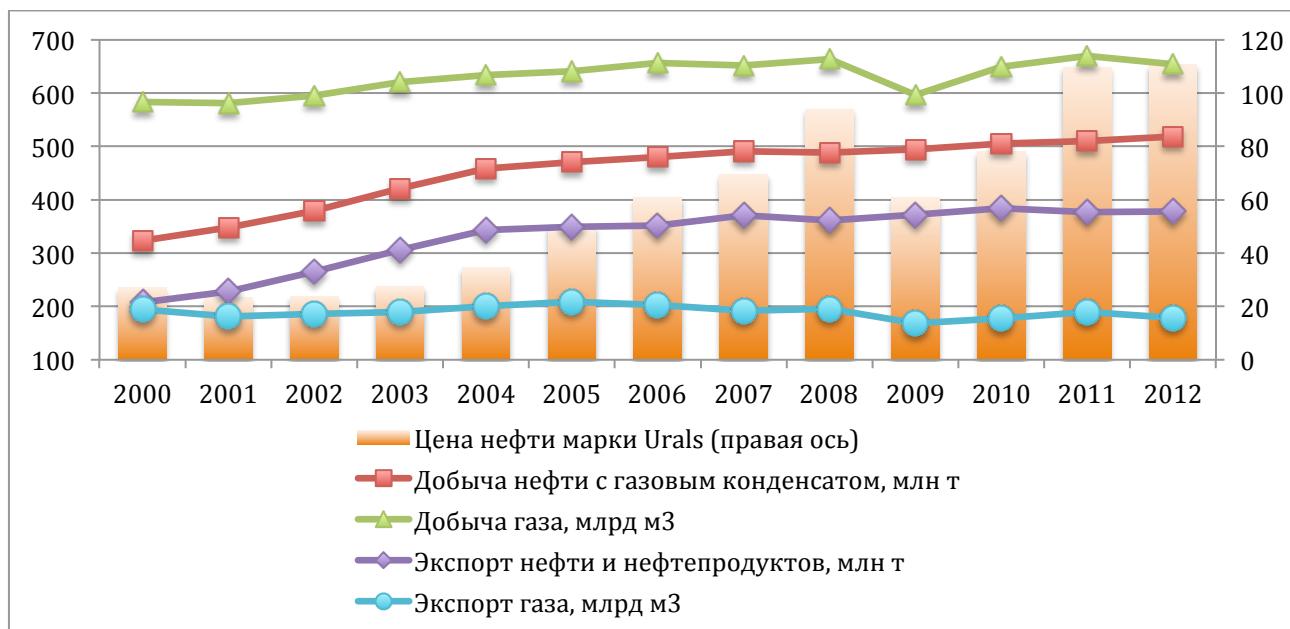
Темпы прироста добычи нефти с газовым конденсатом в России резко замедлились уже в 2005—2007 гг., опустившись до 2-процентной отметки против 9—11% трех летами ранее (рис. UPD-1). По итогам 2007-го, отнюдь не кризисного, года сразу восемь крупных российских компаний снизили свою добычу. Однако знаковым событием стало неожиданное падение объемов производства у «Сургутнефтегаза» (примерно на 1,5%), до этого выступавшего в роли бессменного лидера по темпам роста добычи и сумевшего в период с 1999 по 2006 г. почти вдвое увеличить ее объемы (с 37,6 до 66,6 млн т). Еще совсем незадолго до наступления спада в объемах производства руководство компании заявляло, что «Сургутнефтегаз» сможет добывать 70—80 и даже 100 млн т нефти в год, если сочтет это выгодным. Среди аналитиков «Сургутнефтегаз» давно уже принято считать своеобразным «индикатором здоровья» отрасли. Компания является наиболее консервативным производителем нефти в России — она ориентируется в основном на применение отечественных технологий, практически не участвует в зарубежных нефтегазовых проектах, не проводит агрессивную политику поглощений потенциальных конкурентов, не замешана в сомнительных сделках. А в итоге на протяжении многих лет имеет репутацию едва ли не самой «национальной» среди российских нефтяных компаний. Иными словами, если уж у «Сургутнефтегаза» появились проблемы, то это — проблемы всей отрасли.

Год 2008-й подтвердил худшие опасения, став переломным в новейшей истории российской нефтяной промышленности — впервые за постреформенное время (т.е. за последние 10 лет) добыча нефти в стране сократилась. К числу неудачников года относятся не только «Сургутнефтегаз», сокративший добычу на 4,6%, «Газпром нефть» (-5,8%), ТНК-ВР (-1%), но и в какой-то степени «ЛУКОЙЛ» (-1,3% по добыче нефти, +1,1%

по суммарной добыче углеводородов). Среди крупных российских компаний лишь «Роснефть» смогла существенно нарастить добычу нефти (9% — общий рост, 4% — органический), что, впрочем, неудивительно, если принять во внимание привилегированный статус госкомпании, получившей наряду с «Газпромом», например, исключительное право на участие в крупных совместных проектах по освоению сахалинских месторождений. Основной же вклад в производственные успехи компании год за годом вносит ООО «РН-Юганскнефтегаз» — на долю этого бывшего актива ЮКОСа приходится 60% современной добычи «Роснефти», а из них более половины дает крупнейшее из российских месторождений, введенных в разработку после распада СССР.

Рисунок • UPD-1

**Динамика добычи и экспорта углеводородов на фоне мировых цен на нефть
в 2000—2012 гг.**



Росстат — Единая межведомственная информационно-статистическая система / ЕМИСС
• URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>; Центральный Банк РФ — Статистика внешнего сектора
• URL: <http://www.cbr.ru/statistics/?Prtid=svs>; ФТС России — Таможенная статистика внешней торговли • URL: <http://www.customs.ru/>.

Между тем, падение добычи нефти в России в 2008 г. вряд ли можно назвать столь уж неожиданным. Негативный уклон в динамике суточной добычи стал вполне очевиден уже начиная с сентября 2007 г., а январско-апрельский тренд 2008 г. является естественным продолжением сложившейся ранее тенденции (рис. UPD-2). Затем неугомонный рост мировых цен на нефть сделал свое дело, и добыча снова стала увеличиваться вплоть до наступления кризиса и последовавшего за этим обвала цен. Дальнейший ход событий, казалось бы, нетрудно было предсказать. В условиях кризиса уже как само собой разумеющееся ожидалось падение добычи нефти с газовым конденсатом — до 480—482 млн т (на 1,3—1,7%)⁸.

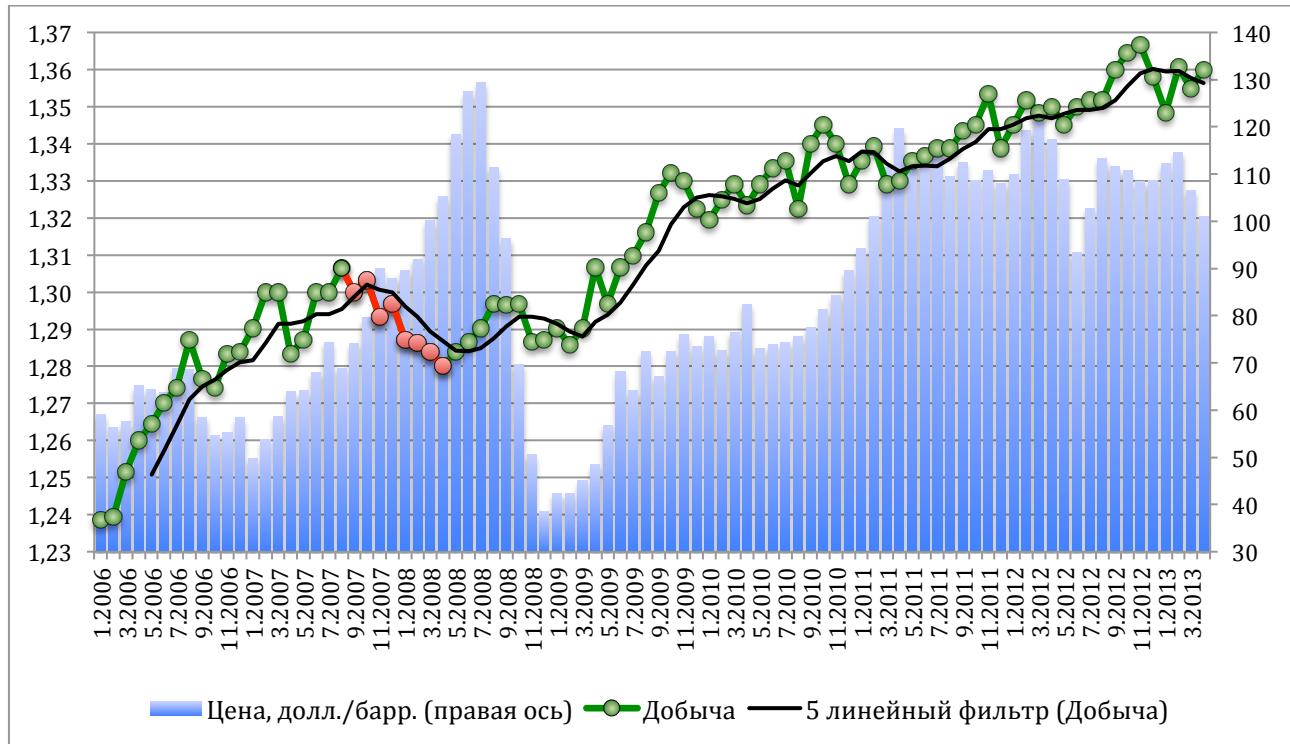
Статистика первых месяцев 2009 г. подтверждала худшие опасения: в январе-феврале добыча нефти с газовым конденсатом снизилась на 2% по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года. Но при этом «за кадром» осталось два момента. Во-первых, основная часть в общем падении добычи жидкого углеводородов пришлась на газовый конденсат (вследствие беспрецедентного кризисного сокращения объемов производства

⁸ По прогнозу Минэкономразвития РФ на 2008 г.

в газодобывающей промышленности), а во-вторых, в собственно нефтедобывающей отрасли уже с февраля месяца начался подъем производства, который с «переменным успехом» продолжался без малого 3 года (т.е. вплоть до декабря 2011 г.).

Рисунок • UPD-2

Динамика фактической среднесуточной добычи нефти в России по месяцам с января 2006 г. по март 2013 г., млн т



По данным Росстата — Краткосрочные экономические показатели Российской Федерации
• URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat_ru/statistics/publications/plan/;
Федеральной налоговой службы РФ • URL: http://www.nalog.ru/ul/ul_pol_isk/pol_iskop_stavki/.

При этом довольно отчетливо просматривается общая тенденция, отражающая ослабление зависимости динамики объемов добычи нефти от изменения уровня мировых цен в среднесрочном и краткосрочном аспектах.

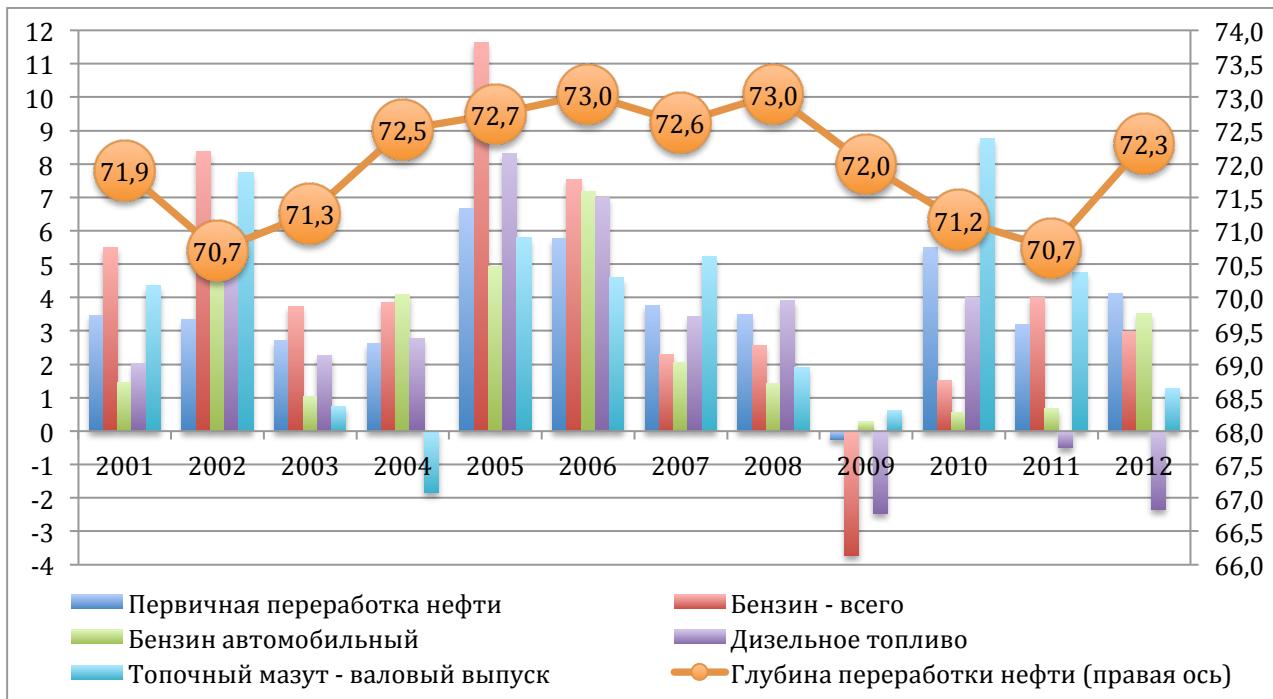
Нефтепереработка: ни шатко, ни валко

Со всей очевидностью не хватает динамизма в развитии нефтеперерабатывающей промышленности. Несмотря на то, что чуть ли не ежегодно отечественные нефтяные компании сообщают о завершении тех или иных новых крупных проектов по строительству и реконструкции установок глубокой переработки нефти и увеличении выпуска топлива, соответствующего стандартам Евро-3, 4 и даже 5, глубина переработки сырья по отрасли в целом практически не меняется. По данным Росстата, за период с 2000 по 2011 г. этот показатель вырос менее чем на 1 процентный пункт и составляет сейчас порядка 71—72%, что никак нельзя признать удовлетворительным ни с точки зрения национальных экономических интересов, ни с позиций соответствия мировому уровню (табл. UPD-3)⁹.

⁹ Глубина переработки нефти в промышленно развитых странах мира (Западная Европа, страны АТР, Северная Америка) составляет в настоящее время 85—97%.

Рисунок • UPD-3

**Темпы прироста объемов переработки нефти
и производства основных нефтепродуктов, глубина переработки нефти
в России в 2001—2012 гг., %**



Данные Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>.

В 2000-х годах темпы прироста выпуска топочного мазута заметно ускорились (в отличие от предыдущего десятилетия, в течение которого глубина переработки нефти выросла на 1,6 п.п.). Мазут был и остается главным экспортным продуктом российской нефтепереработки. На долю мазута в 2011 г. пришлось 57% суммарного экспорта нефтепродуктов в натуральном выражении и 48% — по стоимости; в 2012 г. — 55 и 47%, соответственно.¹⁰ К настоящему времени объемы внешнеторговых поставок мазута по сравнению с 2000 г. выросли в 2,5 раза при общем двукратном увеличении экспорта нефтепродуктов (для сравнения: экспорт дизельного топлива вырос в 1,4 раза, автобензина сократился на 27% — рис. UPD-4). Беспрецедентно резкое увеличение экспорта мазута происходило в 2002 г. (на 21%), 2005 и 2007 годах (на 17%) и в 2010 г. (на 12%). В структуре экспорта дизельного топлива примерно половина приходится на полупродукт для дальнейшей переработки (доочистки) из-за того, что по своим качественным параметрам он не соответствует требованиям европейского рынка.¹¹

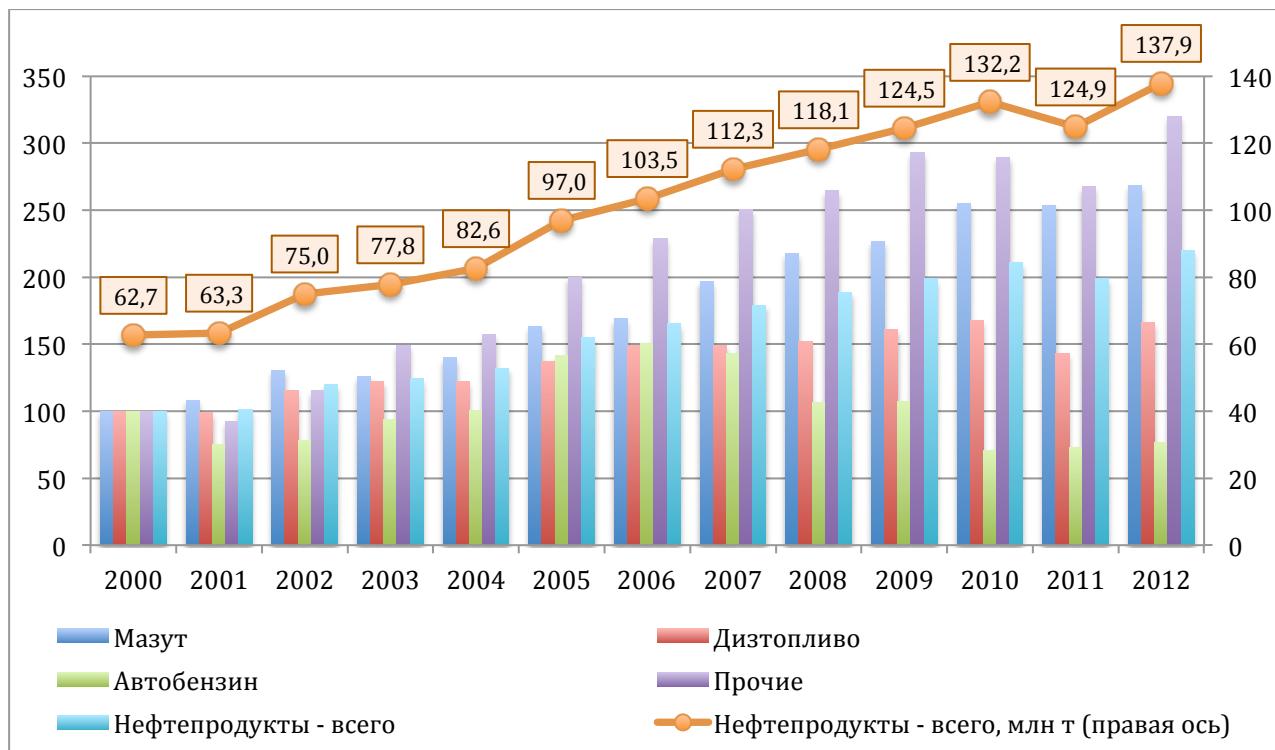
Приведенные цифры отнюдь не свидетельствуют о повышении эффективности российского экспорта нефтепродуктов в последние годы. Что же касается внутреннего рынка, то он пребывает в постоянном ожидании дефицита. Сдерживать рост цен на топливо временами удается только путем «административной заморозки», а рынок автобензина в стране примерно на четверть (или даже более) заполнен суррогатами¹².

¹⁰ ФТС России — Таможенная статистика внешней торговли • URL: <http://www.customs.ru/>.

¹¹ По данным Минэнерго РФ (из доклада министра по вопросу Генеральной схемы развития нефтяной отрасли России на период до 2020 г.) • URL: <http://minenergo.gov.ru/press/doklady/5548.html> [2013-06-01].

¹² По оценке автора.

Рисунок • UPD-4
Динамика российского экспорта нефтепродуктов
в 2001—2011 гг., % (2000 г. = 100)



По данным Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>; Федеральной таможенной службы РФ • URL: <http://www.customs.ru/>.

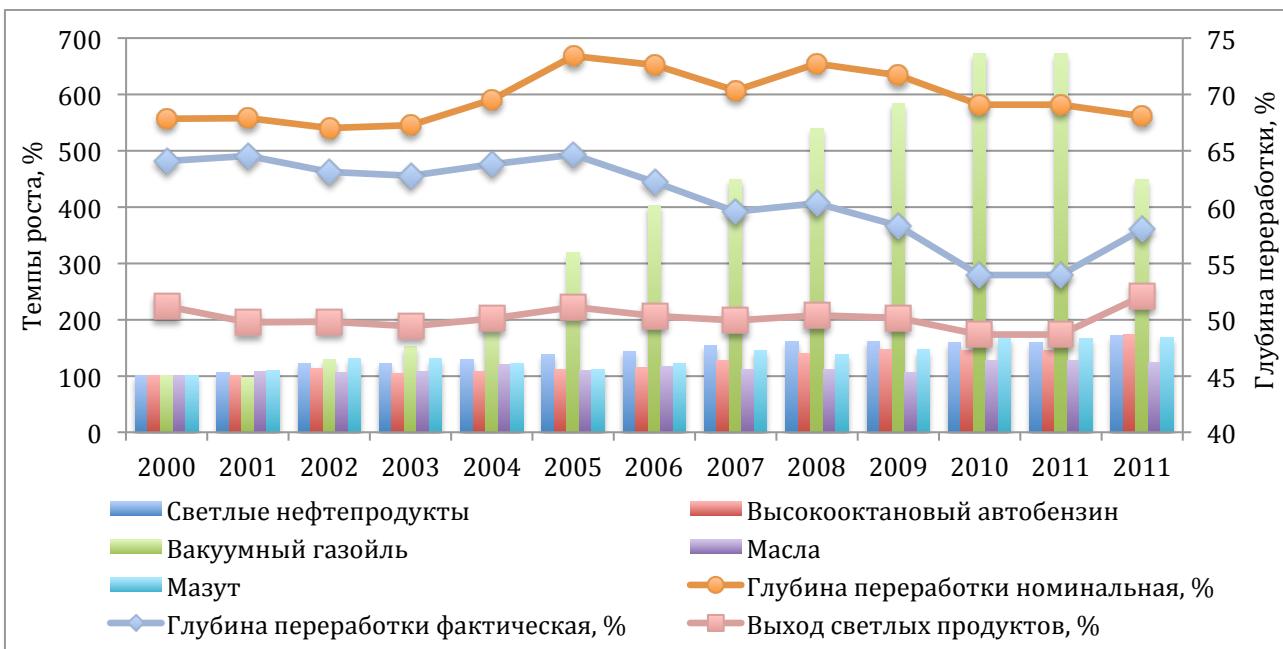
Следует особо отметить, что на протяжении последнего десятка лет российскими компаниями активно осваивалось производство экспортного вакуумного газойля, который является продуктом первичной переработки нефти (вырабатывается путем вакуумной перегонки мазута и используется в качестве сырья для процессов крекинга). Формально это увеличивает глубину переработки нефти, так как объем производства мазута снижается, а по сути дела ничего не меняется, поскольку вакуумный газойль — это все тот же мазут, только «вид сбоку»¹³. Отсюда возникает парадокс: номинальная глубина переработки понемногу возрастает, а заметного увеличения выпуска моторных топлив и масел по отношению к объемам переработки сырья не происходит.

Это хорошо видно на примере компании «ЛУКОЙЛ», которая считается лидером (!) российской нефтепереработки. В период с 2000 по 2010 г. производство вакуумного газойля на российских нефтеперерабатывающих заводах компаний увеличилось в 6,7 раза при росте объемов переработки сырой нефти и выпуска дизельного топлива в 1,7 раза, автобензина — в 1,5 раза, масел — на 27% (рис. UPD-5). При этом объемы экспорта вакуумного газойля «ЛУКОЙЛом» достигли в 2010 г. 6,5 млн т (для сравнения: общий объем российского экспорта автобензина составил менее 3 млн т, в том числе, в страны дальнего зарубежья — 1,9 млн т). Фактическая глубина переработки, учитывая, что вакуумный газойль является почти что мазутом, снизилась с 64,1 до 54,0%.

¹³ В таможенной статистике ФТС РФ вакуумный газойль учитывается в товарной группе тяжелых дистиллятов вместе с мазутом, включающей диапазон позиций по ТН ВЭД 2710193100—271019510.

Рисунок • UPD-5

**Показатели темпов роста переработки нефти, выпуска нефтепродуктов
(2000 г. =100) и глубины переработки нефти
по российским заводам компании «ЛУКОЙЛ», %**



НК «ЛУКОЙЛ» — Справочники аналитика • URL: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_2133_.html [2013-06-07].

Зато показатели 2011 г. обнаруживают один из парадоксов измерения результатов работы нефтепереработки в России. На Нижегородском НПЗ «ЛУКОЙЛА» был выведен на проектную мощность комплекс каталитического крекинга вакуумного газойля, строительство которого завершилось еще в 2010 г. Это привело к увеличению выработки автомобильного бензина на 1,1 млн т¹⁴ и, естественно, к повышению выхода светлых нефтепродуктов и фактической глубины переработки нефти. Но поскольку общий выпуск продукции несколько сократился (в нефтепереработке нет абсолютно безотходных производств), номинальная глубина переработки нефти снизилась (!?). Этот статистический показатель исчисляется как объем всей произведенной продукции за вычетом мазута, отнесенный к объему переработки нефти (включая потери). Вот и получается, что компания реально улучшила свою деятельность в сфере нефтепереработки, а статистическое наблюдение по принятым в России стандартам искажает ситуацию с точностью до наоборот.

«Газпром» сдает позиции

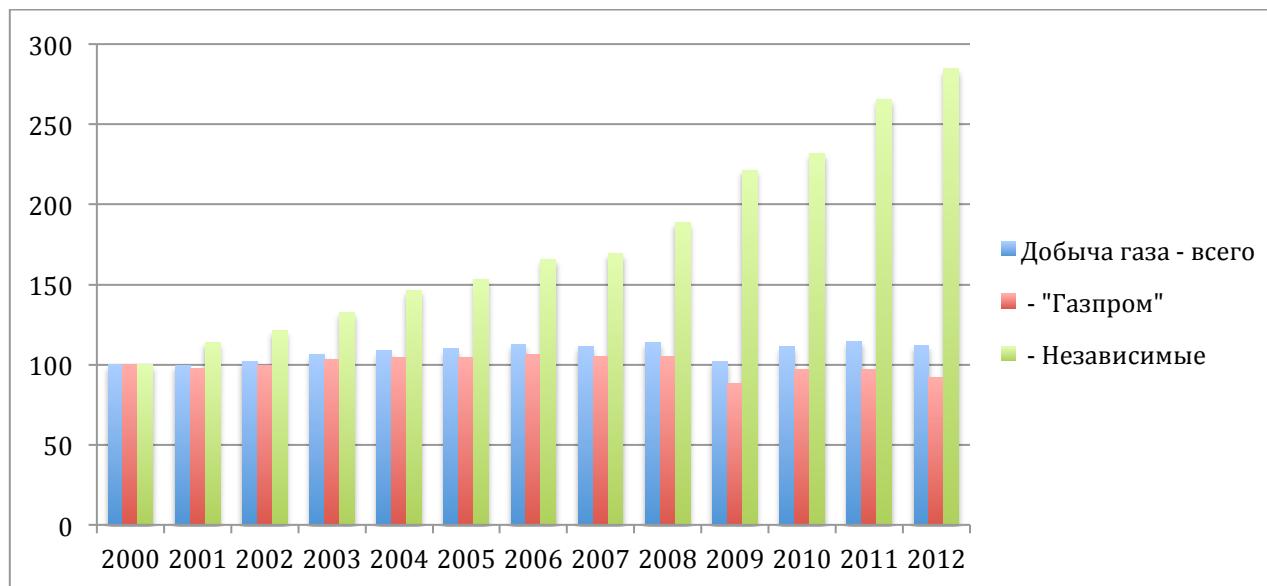
Что касается газодобычи, то характерной чертой в ее динамике стала нестабильность. После нескольких относительно благополучных лет 2007 г. ознаменовался сокращением объемов производства (на 0,8%) и экспорта (на 5,8%) продукции, а затем нокаутирующий удар по российской газодобыче (рис. UPD-1) нанес финансово-экономический кризис, сопровождавшийся резким сокращением спроса на газ в странах-импортерах. Как это ни парадоксально, но главным «возмутителем спокойствия» в отрасли является «Газпром» — крупнейший производитель и монопольный экспортёр газа из России. Госкомпания, владеющая 17% мировых и более чем 60% российских доказанных запасов газа,

¹⁴ НК «ЛУКОЙЛ» — Отчет о деятельности, 2011 • URL: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_218_.html [2013-06-02].

на протяжении последнего десятилетия фактически топчется на месте, а весь нетто-прирост добычи за период 2001—2012 гг. приходится на независимых производителей (газодобывающие и нефтяные компании). Следует особо отметить, что независимые компании постоянно наращивают добчу газа (рис. UPD-6), несмотря на целый ряд неблагоприятных обстоятельств, а именно: агрессивную политику «Газпрома» по возвращению ранее утраченных активов¹⁵; регулярно возникающие проблемы с доступом к газотранспортной системе, принадлежащей все тому же «Газпрому»; отсутствием возможностей для экспорта газа.

Рисунок • UPD-6

Показатели темпов роста добычи природного газа в России (2000 г. = 100), %



По данным Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>; Минэнерго РФ
• URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/statistic/>; корпоративной отчетности ОАО «Газпром»
• URL: <http://www.gazprom.ru/investors/reports/2012/> (2013-06-02).

Конечно, сокращение экспорта в отдельные годы можно назвать временным явлением, вызванным уменьшением спроса на газ, к примеру, из-за необычайно теплой зимы в европейских странах (или по причине экономического кризиса). Однако при этом нельзя не отметить, что дефицит газа на внутреннем рынке в предкризисное время стал вполне свершившимся фактом, который уже не оспаривался, пожалуй, никем кроме самого «Газпрома». Причем в аргументации «Газпрома», по сути дела, все сводилось к терминологической казуистике — что считать «дефицитом»: неудовлетворенные «пожелания» потенциальных потребителей или недопоставки газа в рамках утвержденных балансов. Но все же факт остается фактом. В периоды пиковых зимних нагрузок потребности энергетики в газе удовлетворялись от силы на 80—85%. Статистика торгов на электронной торговой площадке (ЭТП) «Межрегионгаза», служившей в годы своего существования своего рода индикатором рынка, свидетельствует, что в феврале 2008 г. средневзвешенная цена продаж (с учетом расходов на транспортировку) достигала 3360 руб./тыс. м³, что было в 2,1 раза выше уровня регулируемой цены на газ. На протяжении четырех торговых сессий в самое «пиковое» время «Газпром» не выставил на торги вообще ни одного кубометра газа. Для сравнения можно указать, что в зимний период 2007 г.

¹⁵ Речь идет о месторождениях, от которых «Газпром» был вынужден отказаться в 1990-х годах из-за отсутствия средств на освоение и которые были введены в разработку независимыми компаниями («Нортагзом», «Итерой» и др.).

максимальный коэффициент превышения цен ЭТП по отношению к регулируемой цене находился на отметке 1,4.

В июне докризисного 2007 г. Экспертный клуб Минпромэнерго РФ провел онлайн-обсуждение на тему «Развитие химической и нефтехимической промышленности России до 2015 года» (в рамках подготовки проекта Стратегии развития отрасли), в ходе которого экспертами было высказано мнение, что развитие ряда отраслей химической промышленности сдерживается из-за ограниченности ресурсов газа, используемого в качестве сырья. Из-за дефицита сырья проставали или даже были закрыты мощности по некоторым продуктовым направлениям. В целом по России уровень газификации природным газом населенных пунктов составляет 63%, что нельзя признать удовлетворительным. При этом многие регионы страны — особенно в Сибири и на Дальнем Востоке — вообще не имеют возможности потреблять природный газ. Если же соотнести динамику добычи и потребления газа в стране в начале 2000-х годов, можно увидеть, что, благодаря сравнительно быстрому росту добычи в 2003—2004 и 2006 гг., отрасль досрочно вышла на показатели производства, предусмотренные «старой» Энергетической стратегией (ЭС—2020)¹⁶ на 2010 г., а по объемам потребления Россия приблизилась к прогнозным цифрам 2020 г. Отмеченное обстоятельство со всей очевидностью свидетельствует об усилении напряженности газового баланса страны, и вряд ли можно обольщаться тем фактом, что в период экономического кризиса произошло снижение спросовой нагрузки на газодобывающую отрасль.

Рыночные перипетии холодной зимы 2011—2012 гг. в Европе снова обнажили проблемы с поставками российского газа. Собственно говоря, ситуация во многом оказалась похожей на ту, с которой мы привыкли сталкиваться на внутреннем рынке: вроде бы, «Газпром» и выполнил свои контрактные обязательства, но часть неожиданно возросшего спроса осталась неудовлетворенной. Т.е. речь идет о системных проблемах в развитии отечественной газовой отрасли, не способной гибко реагировать на изменения рыночной конъюнктуры, как внутри страны, так и за ее пределами.

Прошедший год вообще не порадовал динамикой добычи газа. За первые 7 месяцев добыча сократилась по сравнению с аналогичным периодом 2011 г. на 3,2%, и даже стало казаться, что падение приобрело прогрессирующий характер. Не приходится удивляться, что главным виновником начавшегося спада является «Газпром», сокративший добычу почти на 7%, тогда как независимые производители в сумме увеличили ее на 9,2%, в значительной степени компенсируя недочет со стороны «Газпрома». В частности, у «НОВАТЭКа» — крупнейшего из независимых производителей — рост добычи газа за первое полугодие составил 12,3%.¹⁷ По предварительным итогам года выявился общий спад в добыче газа на 2,3%, в том числе у «Газпрома» — на 5,2% (рис. UPD-7).¹⁸

Какова истинная причина спада пока не ясно, но любопытны вероятные версии. Минэкономики РФ связывает падение добычи со снижением потребления газа на внутреннем (на 2%) и внешнем (почти на 10%) рынках, начавшимся в апреле текущего года. Что касается внешнего рынка, то виновата конкуренция со стороны других поставщиков и общая тенденция к сокращению потребления газа в Европе, а также стремление Украины пересмотреть условия контракта на поставки российского газа в части

¹⁶ Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. № 1234-р. — М: Институт энергетической стратегии, 2003 • URL: <http://www.energystrategy.ru/projects/es-2020.htm> [2013-06-02].

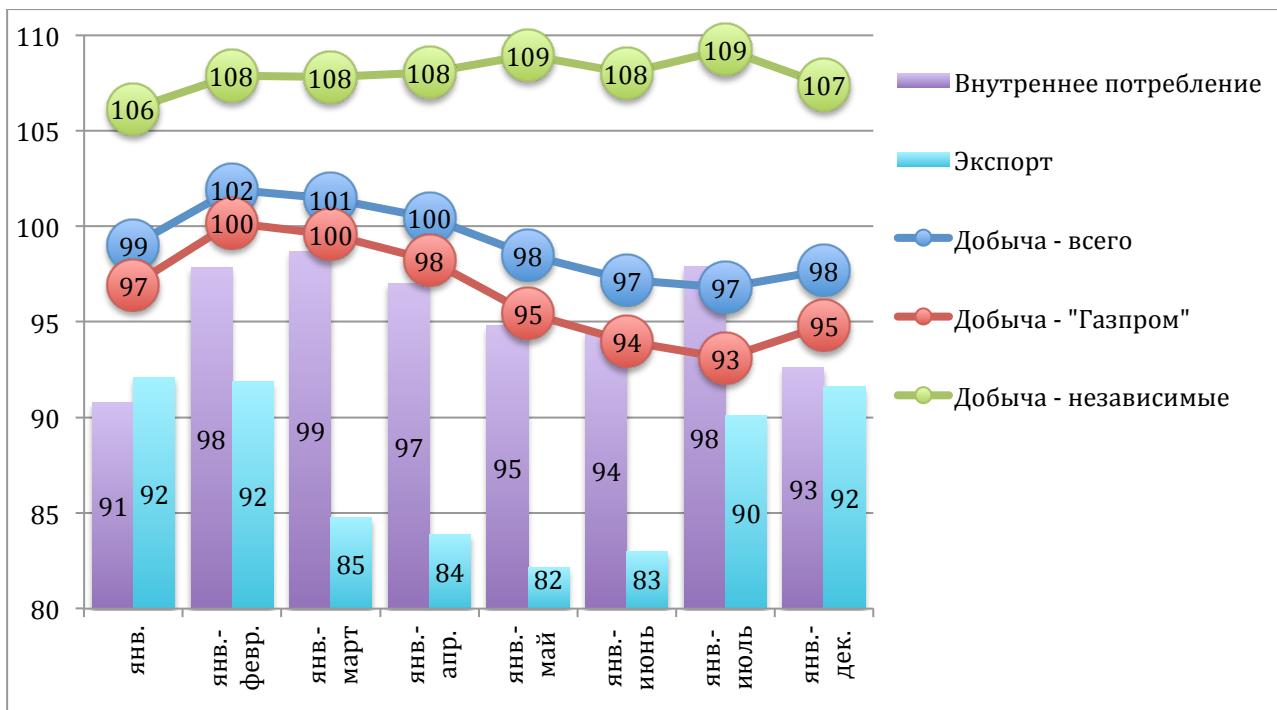
¹⁷ По данным ОАО «НОВАТЭК» • URL: http://www.novatek.ru/ru/press/releases/index.php?id_4=589 [2013-06-02].

¹⁸ По данным Минэнерго РФ • URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/statistic/>.

объемов и формулы цены. Сжатие спроса на внутреннем рынке объясняется теплыми погодными условиями на большей части территории России в первом полугодии.¹⁹ Интересно, почему проявления проблем в российской газовой отрасли то и дело пытаются списать на погоду?

Рисунок • UPD-7

Динамика добычи, внутреннего потребления и экспорта российского газа в 2012 г., % к соотв. периоду предыдущего года



По данным Минэнерго РФ • URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/statistic/>; Агентства «ЭнергоНьюс» со ссылкой на ЦДУ ТЭК • URL: <http://energo-news.ru/archives/99247> [2013-06-02].

В одной из заметок в новостных лентах интернета нынешний спад добычи объясняется иными причинами. Со ссылкой на «Газпром» говорится, что «... в 2012 году из-за роста налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в стране ожидается некоторое снижение добычи газа. В конце мая "Газпром" оценивал падение добычи в один процент по отношению к плану, который составляет 528 миллиардов кубометров».²⁰ Возможно, где-то здесь и кроется истина. Однако повышение НДПИ вряд ли может столь быстро сказаться на добыче, если к этому заранее не подготовиться и не начать превентивным образом сокращать объемы работ. Подобное уже наблюдалось в истории российского НГС при отмене платежей на воспроизводство минерально-сырьевой базы, когда объемы геологоразведочных работ резко сократились в 2002 г. еще за несколько месяцев до вступления в силу измененного налогового режима.

Ситуация 2012 г. продолжает общую тенденцию нестабильности в динамике добычи газа. Указанная нестабильность связана с тем, что газовая промышленность России в своем развитии находится под сильным влиянием множества внешних факторов, а «Газпром»,

¹⁹ Министерство экономического развития РФ — Об итогах социально-экономического развития Российской Федерации в первом полугодии 2012 года. Мониторинг социально-экономического развития РФ • URL: http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/monitoring/doc20120725_06 [2013-06-02].

²⁰ В России упала добыча газа // Lenta.ru. Издание Rambler Media Group. — 2 июля 2012 • URL: <http://lenta.ru/news/2012/07/02/produce/> [2013-06-02].

являющийся главным фигурантом отрасли, оказался буквально в клубке противоречий — причем не только экономических, но и политических.

«Держись, геолог! Крепись, геолог...»

В начале 2000-х годов далеко не лучшим образом обстояли дела по части геологоразведочных работ и подготовки запасов нефти и газа, как в целом по стране, так и в приоритетных по (планам государства) новых регионах Восточной Сибири и Якутии. Например, прогноз МПР по объемам глубокого поисково-разведочного бурения в России на 2006 г. был выполнен всего на 70% (1220 тыс. м фактически против 1690 по прогнозу). В 2005—2006 гг. на 2/3 недовыполнен ministerский план-прогноз по финансированию геологоразведочных работ в Восточной Сибири, причем основной «вклад» в данное недовыполнение внесли компании-недропользователи, сумевшие профинансировать работы лишь на 27%. В указанные годы план по приросту запасов нефти выполнялся едва ли наполовину.²¹

В 2007 г. ситуация в нефтяной геологоразведке в целом несколько улучшилась. Но при этом из 5-ти крупнейших российских компаний только две («Роснефть» и «Газпром нефть») увеличили объемы глубокого поисково-разведочного бурения. Что же касается прироста доказанных запасов нефти, то самым удачным с этой точки зрения периодом как был так и остается отрезок времени с 1997 по 2003 г., когда суммарный прирост доказанных запасов превысил объемы добычи нефти в 2,3 раза. Но и 2007 г. оказался далеко не самым плохим — уровень замещения извлеченных запасов составил 146%. Средний для периода 2007—2011 гг. показатель замещения запасов равен 137%.

Сколько-нибудь заметного чистого прироста доказанных запасов газа в России не наблюдалось в течение пяти лет (с 2004 по 2008 г.), а в целом за период с 1997 по 2008 г. общая величина запасов сократилась на 0,5 трлн м³. В 2009 г. прирост составил 1,1 трлн м³, а в 2011 г. — еще 0,2 трлн м³. В этом отношении ситуация в газовой отрасли выглядит даже хуже, чем в нефтяной промышленности. Темпы чистого прироста (т.е. за вычетом текущей добычи) доказанных запасов нефти в России в 2000-е годы были примерно на уровне общемировых и составили 29%. С запасами газа ситуация складывается совершенно противоположным образом: мировые доказанные запасы газа увеличились более чем на 52 трлн м³, или на 35%, а в нашей стране — всего на 6%. При этом российская доля в мировых запасах сократилась с 27,4 до 21,4%.²²

Но, пожалуй, наиболее симптоматичным для периода 2008—2011 гг. является невыполнение государственных долгосрочных планов в сфере геологоразведки, что лишний раз подчеркивает ее уязвимость в сравнении с отраслями НГС, производящими «реальный товар» и приносящими относительно быстрый доход. В 2010 г. объемы глубокого поисково-разведочного бурения на нефть и газ были ниже уровня докризисного 2007 г. более чем на 20% (1169 тыс. м против 1480). По данным Федерального агентства по недропользованию, в 2011 г. произошло дальнейшее сокращение объемов работ — до 1072 тыс. м; Росстат же зафиксировал увеличение до 1235 тыс. м,²³ но и в том и в другом случае наблюдается один из самых низких показателей за всю современную историю российского НГС.

²¹ По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ • URL: <http://www.mnr.gov.ru/>.

²² По данным BP Statistical Review of World Energy – 2013 • URL: <http://www.bp.com/>.

²³ ФА «Роснедра» / ЕМИСС; Росстат / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>.

Причиной столь нежелательного спада в объемах геологоразведки является недофинансирование, как со стороны недропользователей, так и государства. Геологическое изучение недр и воспроизводство минерально-сырьевой базы за счет средств федерального бюджета выполнялись в соответствии с показателями, заложенными в «Долгосрочной государственной программе изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья» (ДГП).²⁴ Начиная с 2008 г., планы бюджетного финансирования не выполняются — чем дальше, тем в большей степени: в 2011 г. выполнение заданий ДГП по стоимостным показателям составило всего 43%; затраты федерального бюджета на углеводородное сырье — 8,7 млрд руб., что в сопоставимых ценах на 16% ниже уровня финансирования предыдущего года²⁵ (табл. ГРР-1).

Таблица • ГРР-1

**Финансирование, объемы и основные результаты выполнения
геологоразведочных работ на нефть и газ
в рамках Долгосрочной государственной программы**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Финансирование геологоразведочных работ на нефть и газ, млрд руб.								
Всего	40,8	67,1	96,4	133,2	176,7	139,7	155,3	170,3
- средства недропользователей	36,1	61,4	89	122,1	165,4	129,8	146,3	161,5
- региональные бюджеты	2,4	1,2	0,6	1,8	1,2	1,0	0,24	0,05
- федеральный бюджет	2,3	4,5	6,8	9,3	10,1	8,9	8,8	8,7
Уровень выполнения заданий по финансированию мероприятий ДГП, %								
- недропользователями	—	96	96	75	94	73	83	...
- федеральным бюджетом	—	101	100	110	95	84	83	43
Объемы работ, выполненных за счет федерального бюджета								
Сейсморазведка 2D, тыс. пог. км	25,6	51,2	43,5	54,5	44,8	29,6	27,2	31,3
Параметрическое бурение, тыс. м	7,1	8,7	18,9	16,2	17,1	10,1	8,0	4,6
Результаты работ, выполненных за счет федерального бюджета								
Локализованные ресурсы категории D ₁ , млрд т	2,8	4,2	6,4	6,7	7,1	7,2	6,5	4,0

Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ
• URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=75> [2013-06-02];

Доклад Руководителя Федерального агентства по недропользованию А.А. Ледовских на заседании Коллегии «Роснедр» на тему: «Основные результаты работ Федерального агентства по недропользованию в 2011 году и приоритетные задачи на 2012 год» — ФА «Роснедра»
• URL: <http://www.rosnedra.com/article/5734.html> [2013-06-02];

Варламов А.И. и др. Итоги геолого-разведочных работ на нефть и газ, выполненных на территории России и ее континентальном шельфе в 2011 г. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2012. — № 3 • URL: <http://www.geoinform.ru/?an=mrr1203> [2013-06-02].

²⁴ Утверждена приказом Минприроды России от 16 июля 2008 г. № 151
• URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/detail.php?ID=20397> [2013-06-02].

²⁵ Доклад Руководителя ФА «Роснедра» • URL: <http://www.rosnedra.com/article/5734.html> [2013-06-02].

Как следствие, имеет место тенденция нарастающего ухудшения итоговых результатов работ в виде локализованных ресурсов нефти газа. В свою очередь, это сужает базу для последующего геологического изучения и проведения поисковых работ с целью открытия новых месторождений и далее по цепочке — усиливает степень неопределенности наших представлений о возможной динамике будущей добычи углеводородов. И нельзя обольщаться тем, что сегодня текущие отборы балансовых запасов компенсируются за счет прироста из геологоразведки и переоценки. Ведь в России запасы измеряются главным образом на основе геологических параметров без должного учета экономических критериев. Поэтому вовсе не факт, что все новые разведанные запасы могут быть реально вовлечены в промышленную разработку.

Застойный midstream или «узкое горлышко» инфраструктуры

Серьезное сдерживающее воздействие на развитие НГС оказывает недостаток мощностей специализированной инфраструктуры. Если с магистральными нефтегазопроводами у нас все обстоит более или менее благополучно, то дефицит комплексирующих объектов вполне очевиден.

Самый яркий тому пример — недостаток мощностей подземных хранилищ газа (ПХГ), не позволяющий выстроить рациональную динамику добычи и гибко реагировать на сезонно изменяющийся спрос. Скажем, «Газпром» при равномерной помесячной загрузке добывающих мощностей может (теоретически) сейчас добывать до 700 млрд м³ газа в год. Но какой от этого толк, если компания не может покрывать пиковые потребности на уровне 70 млрд м³ в месяц в зимний период?

Фактор сезонной неравномерности спроса на топливный газ оказывает в высшей степени серьезное воздействие на все стороны функционирования газовой промышленности в России. Это связано прежде всего с острым дефицитом емкости подземных хранилищ газа, которые используются для реагирования на колебания спроса. Свою роль играет и дефицит мощностей газотранспортной системы (ГТС), который наиболее отчетливо проявляется в периоды сезонного повышения спроса на газ. Можно, к примеру, вспомнить, что происходило в январе-феврале 2006 г., когда прекращалась подача газа в целый ряд регионов страны (например, электростанции Новосибирской области в течение достаточно длительного времени были вынуждены работать на резервном топливе).

О дефиците мощностей важнейших элементов системы газоснабжения в России можно судить на основе сравнения с показателями аналогичной системы в США (табл. MID-1). Цифры, приведенные в таблице настолько красноречивы, что даже не нуждаются в каких-то специальных комментариях.

Таблица • MID-1

Основные показатели работы системы газоснабжения в России и в США

Показатель	2005 г.		2010 г.	
	Россия	США	Россия	США
Поступление газа в ГТС из добычи, млрд м ³	560	650*	570	700*
Емкость ПХГ, млрд м ³	63	231	65	345
То же в % к объемам перекачки газа	11,2	35,4	11,4	49,3
Закачка газа в ПХГ, млрд м ³	46	84	48	92
Отбор газа из ПХГ, млрд м ³	43	85	41	92
Запасы газа в ПХГ к зимнему сезону, млрд м ³	63	191	65	228
То же в % к объемам перекачки газа	11,2	29,3	11,4	32,6
Количество ПХГ	25	394	25	411

Примечание: * — собственное производство плюс импорт.

Источники: ОАО «Газпром» • URL: <http://www.gazprom.ru/investors/reports/2012/> [2013-06-02];

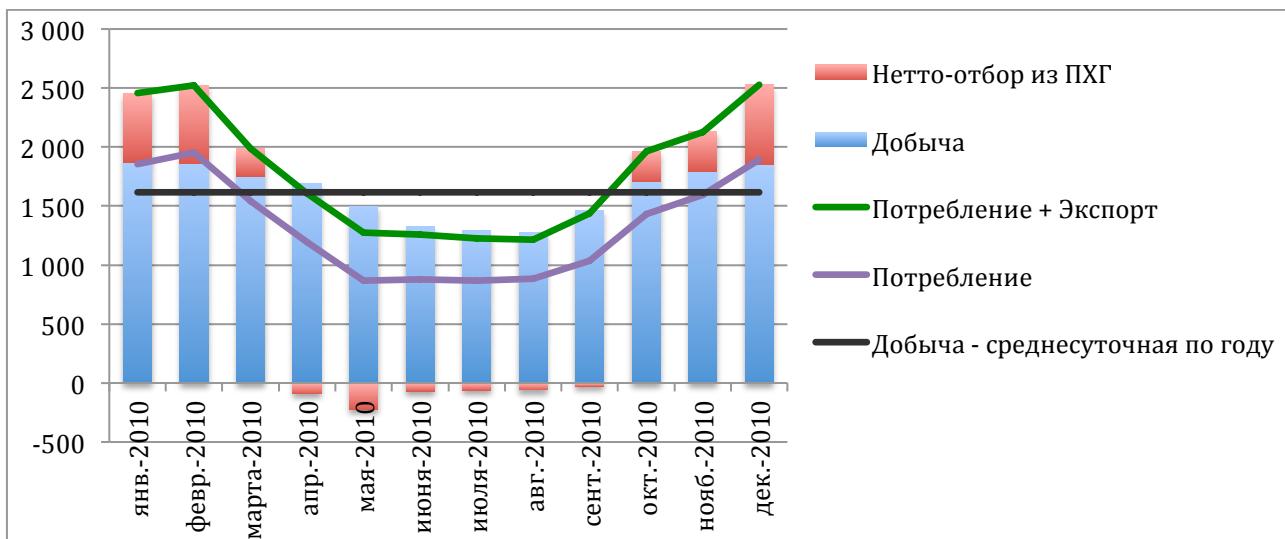
Управление энергетической информации Министерства энергетики США / U.S. Energy Information Administration — EIA • URL: <http://www.eia.gov/>.

Поэтому отметим лишь основные негативные последствия нехватки мощностей ПХГ:

- 1) ярко выраженный синусоидальный график добычи газа (рис. MID-1), который принципиально отличается от графика добычи в условиях достаточной мощности ПХГ, как например в США (рис. MID-2);
- 2) риск возникновения дефицита газа в периоды сезонного увеличения спроса, что усугубляется недостатком мощностей ГТС.

Рисунок • MID-1

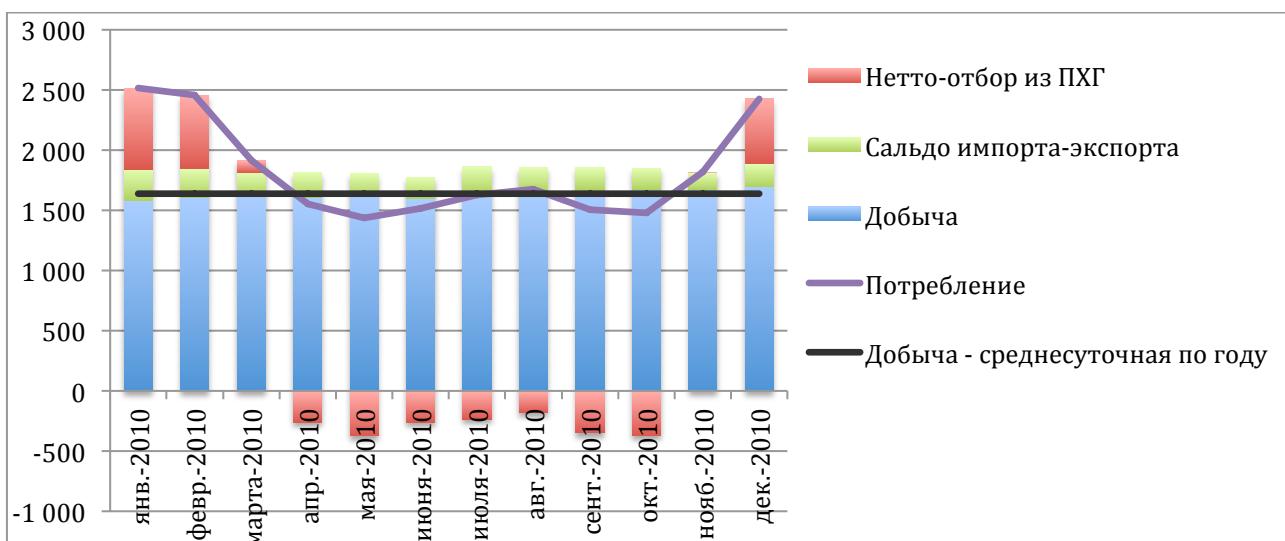
**Иллюстрация действия фактора сезонной неравномерности в газовой отрасли России
(в среднесуточном исчислении по месяцам 2010 г.), млн м³**



По данным Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>;
отчетности ОАО «Газпром» • URL: <http://www.gazprom.ru/investors/reports/2012/> [2013-06-02].

Рисунок • MID-2

**Иллюстрация действия фактора сезонной неравномерности в газовом секторе США
(в среднесуточном исчислении по месяцам 2010 г.), млн м³**

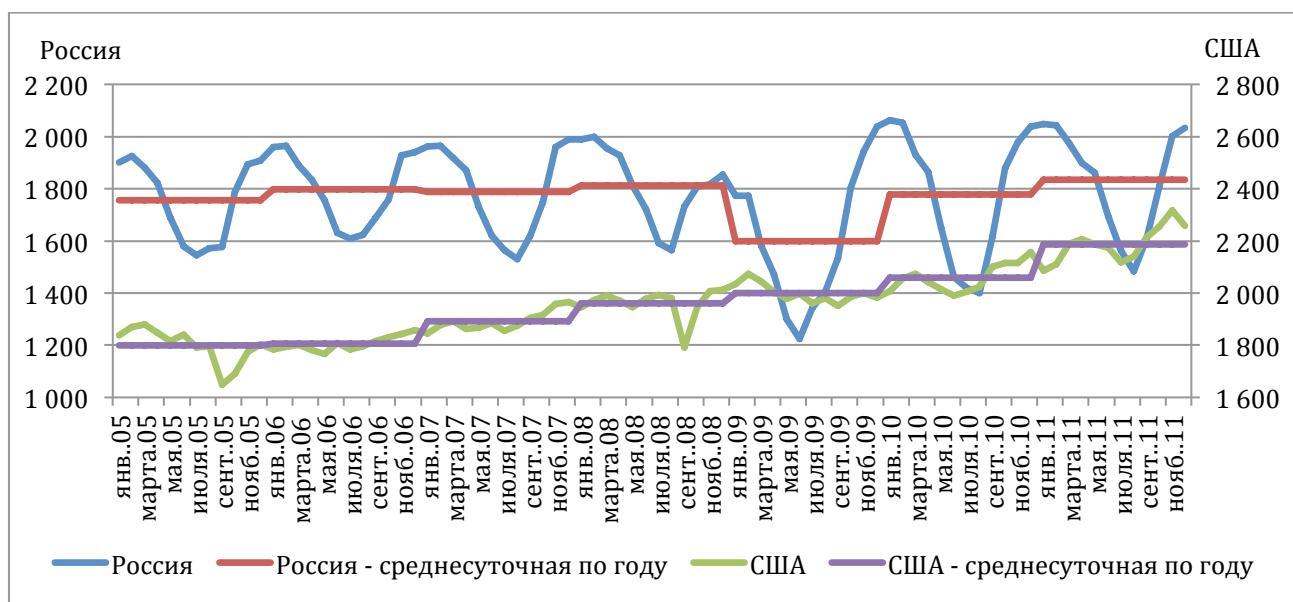


По данным Управления энергетической информации Министерства энергетики США / U.S. Energy Information Administration — EIA • URL: <http://www.eia.gov/>.

Значительные сезонные колебания в объемах добычи, слепо следующие за сезонным изменением спроса, характерны для всех производителей газа в России — и для «Газпрома», и для независимых газодобывающих компаний, и для нефтяных компаний, т.е. производителей нефтяного попутного газа. А в целом, на протяжении многих лет, складывается характерная синусоидальная траектория добычи, которая принципиально отличается от американского графика (рис. MID-3).

Рисунок • MID-3

**Русская «газовая синусоида» и американская «газовая горка»:
динамика среднесуточной добычи газа в России и в США
по месяцам за период 2005—2010 гг., млн м³**



По данным Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>;
Управления энергетической информации Министерства энергетики США / U.S. Energy Information Administration — EIA • URL: <http://www.eia.gov/>.

Для нефтяной отрасли характерен вполне очевидный дефицит мощностей нефтепродуктопроводной системы. Суммарная протяженность магистральных нефтепродуктопроводов, находящихся в собственности «естественного» монополиста — АК «Транснефть», — составляет 19,2 тыс. км.²⁶ Средняя плотность сетки продуктопроводов в России²⁷ — около 2 км/тыс. кв. км, что в 8 раз меньше, чем в США, где общая протяженность продуктопроводов достигает порядка 100 тыс. миль.

Обращает на себя внимание и неравномерность покрытия территории страны нефтепродуктопроводами. Более или менее плотная сетка наличествует в европейской части России, тогда как за Уралом существует всего лишь одна «труба», протянувшаяся в широтном направлении от Уфы до Кемерово, на которую как бусинки «навешены» основные города Западной Сибири. Т.е. на большей части территории страны нефтепродукты перевозятся главным образом по железной дороге — на расстояния порою в несколько тысяч километров.

²⁶ На территории России, Беларуси и Украины (по данным Минэнерго РФ • URL: <http://minenergo.gov.ru/>).

²⁷ В расчете на площадь обжитых территорий (без Северо-Востока страны) — 9,1 млн кв. км.

Как следствие, проходит, во-первых, удорожание транспортировки нефтепродуктов от НПЗ до потребителей (а бензин у нас и так недешев)²⁸, во-вторых разрывается единое рыночное пространство. Сегодня с очень большой натяжкой можно говорить о том, что в России сложился единый общенациональный рынок нефтепродуктов — он фрагментирован на множество более или менее взаимосвязанных макрорегиональных и региональных рынков. На каждом из них имеет место групповое либо единоличное доминирование крупных интегрированных компаний. В конечном счете можно утверждать, что неразвитость транспортной инфраструктуры играет на руку российским нефтяным «мажорам», поделившим рынок нефтепродуктов на своего рода феодальные княжества.

²⁸ К продуктопроводам подключены 17 из 35 крупных НПЗ (мощностью переработки не менее 1 млн т нефти в год), расположенных на территории Союзного государства России и Беларуси (по данным Минэнерго РФ) • URL: <http://minenergo.gov.ru/>.

Неугасимые факелы попутного газа

Проблема утилизации ресурсов нефтяного попутного газа (НПГ) заслуживает особого внимания, поскольку является едва ли на самой показательной среди всех проблем, имеющих место в развитии российского НГС.

Ярко полыхающие газовые факелы давно уже стали непременным атрибутом многих отечественных нефтепромыслов; «лиси хвосты» хорошо видно с борта самолета, пролетающего над просторами Тюменской области. По скоплению огней, наблюдавшихся из космоса, районы некоторых крупных нефтяных месторождений (например, Приобского) похожи на мегаполисы с многомиллионным населением.

Глубокие исторические корни

Порою кажется, что проблема сжигания попутного газа столь же стара, как и сама нефтедобыча в нашей стране. Особую остроту эта проблема приобрела полвека назад в 1960—1970-е годы — в период бурного роста нефтяной промышленности в Западной Сибири, когда «тылы», т.е. вся и всяческая инфраструктура вместе с газопроводами и газопереработкой, никак не поспевали за «кавалерийской атакой» на западносибирскую нефть. В те годы огромным потерям НПГ и сами нефтяники, и государство находили очень простое объяснение. Дешевле было добывать дополнительные объемы нефти, нежели тратить средства и время на утилизацию попутного газа — тем более, что отечественная нефтехимическая промышленность не испытывала недостатка в сырье.

Но к концу 1970-х годов положение изменилось. Темпы роста нефтедобычи значительно замедлились, а себестоимость извлекаемой из недр нефти удваивалась каждые 5 лет. Вопрос о необходимости резкого улучшения ситуации с использованием ресурсов попутного газа в Западной Сибири стал всерьез рассматриваться не только учеными, но и руководством страны. Министерству нефтяной промышленности совместно с Министерством строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности было дано задание «осуществить в 1986—1990 годах в целях резкого сокращения потерь попутного нефтяного газа строительство и ввод в действие газоперерабатывающих заводов и объектов по сбору и транспортировке попутного нефтяного газа и жидких углеводородов в Тюменской области..., усилить работу по сбору газа и конденсата на месторождениях Томской области и довести в 1990 году уровень утилизации ресурсов нефтяного газа в Западно-Сибирском нефтегазовом комплексе до 90 процентов».²⁹

Как результат, в регионе были резко ускорены темпы строительства систем сбора и транспортировки газа и газоперерабатывающих заводов (ГПЗ), суммарная мощность которых по переработке и осушке газа в итоге превысила 26 млрд м³/год. Для использования жидкых продуктов, выделяемых из попутного газа на ГПЗ, были введены в эксплуатацию первая очередь Тобольского НХК и магистральный продуктопровод, по которому продукция поставлялась на нефтехимические предприятия Поволжья.

Тем не менее, в полном объеме решить проблему утилизации НПГ не удалось. Новые нефтяные месторождения вводились постоянно, и постоянно происходили задержки с их подключением к системам утилизации газа. Затем грянул год 1992-й, и начались рыночные

²⁹ Постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 20 августа 1985 г. № 797 «О комплексном развитии нефтяной и газовой промышленности в Западной Сибири в 1986 — 1990 годах»
• URL: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_12871.htm [2013-06-02].

реформы, сопровождавшиеся разделом и переделом собственности на активы НГС. Появились новые собственники, но более десятка лет им, в общем-то, было не до попутного газа, равно как и государству. Проблема утилизации НПГ в России актуализировалась лишь в 2000-е годы — и во многом вследствие беспокойства со стороны мирового сообщества.

Как известно, сжигание НПГ ведет не только к экономическим и финансовым потерям, но и наносит значительный ущерб окружающей среде. Экономические потери — это наше внутреннее дело, а вот крупные выбросы метана и продуктов его сгорания в атмосферу создают, по мнению экологов, угрозу глобального характера.³⁰ Впрочем, в последние 3—4 года внимание «заграницы» к нашему НПГ несколько притупилось. Отчасти — по причине глобального финансово-экономического кризиса, который оказался пострашнее, чем сжигание попутного газа в России; отчасти — по причине «усталости», ибо «битие в колокола», не дающее здимых результатов, и муссирование одной и той же темы, наверное, надоедает.

А напрасно. В 2010—2011 гг. в России, даже по данным официальной статистики, объемы сжигания НПГ вновь начали расти вследствие интенсивного освоения новых нефтяных месторождений в Восточной Сибири, где уровень утилизации газа составляет всего 24%, а сжигается на факелях 5,7 млрд м³ (табл. НПГ-1).

Таблица • НПГ-1

Объемы добычи, использования и сжигания НПГ по регионам России, млрд м³

	Добыча		Использование		Сжигание		Уровень использования, %	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
Западная Сибирь	45,7	45,9	38,2	38,8	7,5	7,1	83,6	84,5
Восточная Сибирь	5,8	7,5	1,4	1,8	4,4	5,7	24,1	24,0
Другие регионы	13,8	14,4	10,1	10,9	3,7	3,5	73,2	75,7
Всего	65,3	67,8	49,7	51,5	15,6	16,3	76,1	76,0

Кутепова Е.А., Книжников А.Ю., Kochi K.B. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России: ежегодный обзор. Вып. 3. М.: WWF-России, КПМГ, 2011
• URL: http://www.wwf.ru/data/publ/545/as_gas_kpmg_rus.pdf [2013-06-02].

Коржубаев А.Г., Ламерт Д.А., Эдер Л.В. Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России // Бурение и нефть. — 2012. — № 4
• URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-04/1> [2013-06-02].

В наше время в Восточной Сибири повторяется та же самая история и практически в тех же самых масштабах, что когда-то было в Западной Сибири — мы начинаем добывать нефть, не имея подготовленной инфраструктуры для добычи, транспорта и переработки НПГ. Основная доля добычи и сжигания газа приходится на крупнейшее из разрабатываемых Ванкорское месторождение (НК «Роснефть»), дающее 25% от всего сожженного НПГ в России. Возможности внутрипромыслового использования газа для выработки электроэнергии на Ванкоре крайне ограничены, а создание систем для полной закачки газа обратно в пласт и строительство газопровода для соединения с западносибирскими сетями еще только планируются.³¹

³⁰ Книжников А., Пусенкова Н. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России. Ежегодный обзор проблемы в рамках проекта «Экология и Энергетика — Международный контекст». М., 2009.

³¹ Коржубаев А.Г., Ламерт Д.А., Эдер Л.В. Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России // Бурение и нефть. — 2012. — № 4
• URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-04/1> [2013-06-02].

Современные объемы переработки НПГ в России составляют 32 млрд м³, что позволяет, согласно данным Росстата, извлекать примерно третью часть химически ценных компонент — углеводородов С₂₊выше (этана, пропана, бутанов, пентанов и др.), — содержащихся в добываемом газе (табл. НПГ-2). А все остальное сжигается — если не на факелях, то в топках электростанций.

Таблица • НПГ-2

Извлечено полезных компонентов из нефтяного попутного, %

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Серы	76,4	72,4	79,0	73,5	65,4	63,9	71,4	72,9	82,8	86,0	81,4	84,4
Этана	17,3	20,9	46,7	41,0	59,5	54,2	36,6	20,4	24,2	26,5	24,0	26,6
Пропана	26,4	24,6	26,3	22,1	30,7	29,5	32,3	30,2	30,5	31,9	34,8	35,3
Бутанов	35,0	34,2	43,5	36,0	32,8	38,6	36,1	34,1	34,4	34,0	36,1	37,1
Пентана и выше (стабильного конденсата)	34,9	32,2	33,0	16,5	28,5	36,0	33,2	30,6	32,1	30,5	33,6	33,6

Данные Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>.

Непосредственные экономические, институциональные, технические и геологические причины неудовлетворительного положения дел с использованием НПГ в России, в общем-то, хорошо известны, поскольку этой проблеме посвящено уже множество различных исследований. Точно также хорошо известны и принципиальные пути решения проблемы, опирающиеся на опыт таких стран, как Норвегия, США или Канада. Поэтому главный вопрос заключается в другом: почему наша страна никак не может справиться с проблемой попутного газа? Почему на протяжении многих лет мы стоим в одном ряду с Нигерией, Ираном, Ираком, Анголой, Венесуэлой, хотя в целом по промышленному и технологическому развитию находимся на существенно более высокой ступени? Да и ведущие российские нефтегазовые компании входят в число далеко не самых бедных корпораций мира. Что же тогда мешает решению проблемы?

Обращают на себя внимание два обстоятельства.

Незнание масштабов проблемы не освобождает от ответственности

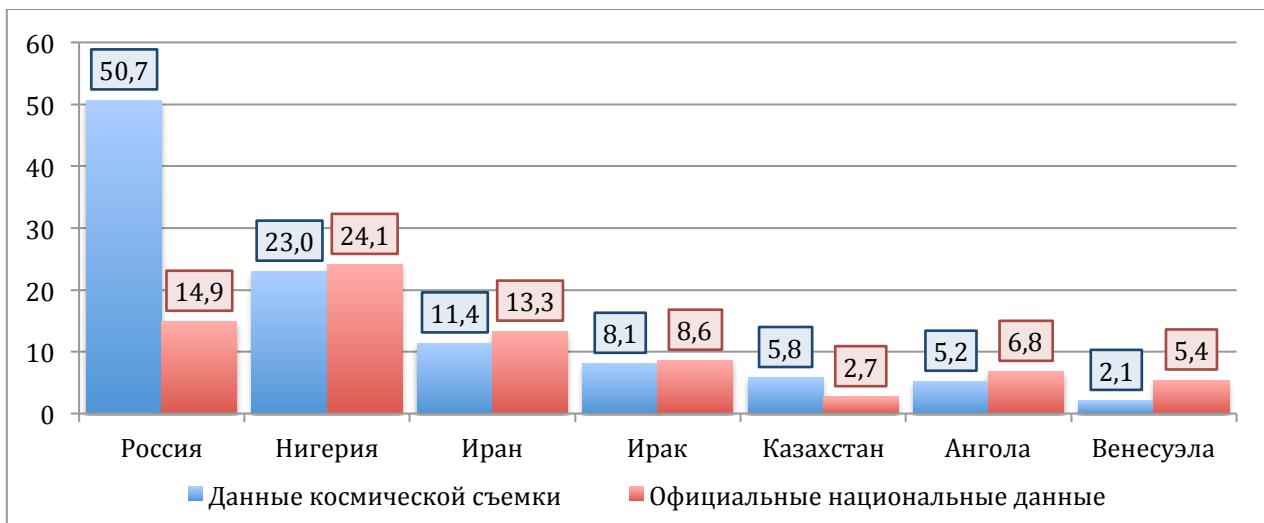
Первое состоит в том, что в нашей стране до сих пор не сложилось общепринятого представления о «физических» масштабах проблемы, т.е. о действительных объемах добычи и сжигания НПГ. И уже это одно, само по себе, затрудняет решение проблемы.

Начнем с того, что Россия — это чуть ли не единственная страна из числа мировых «анти-лидеров» по утилизации попутного газа, де-факто не признающая результаты внешнего мониторинга. Официальные российские данные об объемах сжигания попутного газа совершенно нестыкуются с данными, полученными путем космической съемки, которая проводится одним из подразделений Национального управления океанических и атмосферных исследований США.³² В нашем случае имеет место стабильное кратное расхождение в показателях, а другой аналогичный пример — Казахстан. Практически по всем остальным странам данные национальной отчетности близки к значениям оценок, полученных в результате космической съемки (рис. НПГ-1).

³² The National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) / The National Geophysical Data Center (NGDC) • URL: <http://www.ngdc.noaa.gov>.

Рисунок • НПГ-1

Объемы сжигания НПГ по данным космического мониторинга и официальной национальной статистики (2004 г.), млрд м³



По данным Всемирного банка и NOAA • URL: <http://go.worldbank.org/W33BPE31S0> [2013-06-02].

В 2000 г. кратность расхождения между показателями измерения составляла 5,6; в 2004 г. — примерно 4; а в 2010—2011 гг. снизилась до 2,3—2,5 (рис. НПГ-2). Но и двукратное расхождение оценок — это очень много. Отсюда можно сделать вывод, что либо данные внешнего мониторинга завышены, либо занижены официальные данные, а скорее всего, истина находится где-то посередине. По мнению экспертов Энергетического центра СКОЛКОВО, оценки Мирового банка (на основе данных космического мониторинга) завышены примерно в 2 раза, а реальный объем сжигания попутного газа в России превышает данные официальной статистики не более чем на 20—25%.³³

Рисунок • НПГ-2

Объемы сжигания НПГ в России по данным космического мониторинга и официальным данным, млрд м³



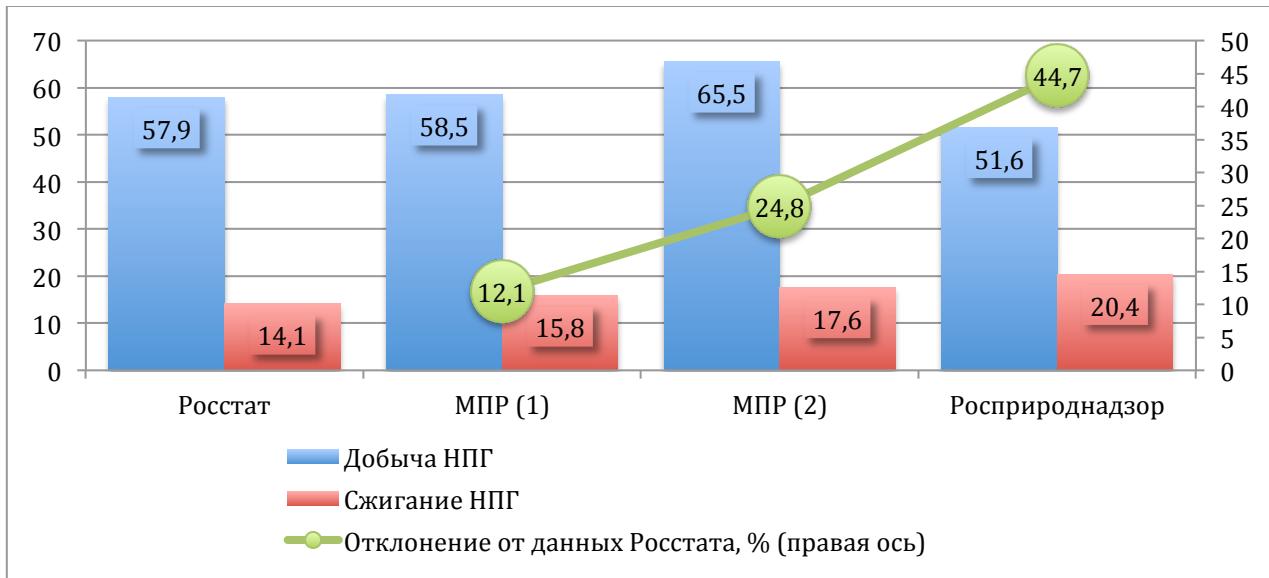
По данным Росстата, ЦДУ ТЭК, Росприроднадзора • URL: <http://grp.gov.ru/>; и NOAA • URL: <http://www.ngdc.noaa.gov/ngdc.html>.

³³ Утилизация попутного нефтяного газа: проблема 2012. Исследование Энергетического центра СКОЛКОВО • URL: http://energy.skolkovo.ru/products/regular_products/ [2013-06-02].

Можно, конечно, не доверять «загранице» в таком щепетильном вопросе, тем более, что источником информации является одно из подразделений американской администрации. Но как быть с расхождениями «внутренних» данных из различных вполне официальных российских источников — Росстата, МПР, Технадзора, Росприроднадзора и др.? С расхождениями, которые порою не только покрывают, но и перекрывают вышеназванный диапазон 20—25% (рис. НПГ-3)?

Рисунок • НПГ-3

Объемы добычи и сжигания НПГ в России в 2010 г. по данным из различных официальных источников, млрд м³



Примечание: МПР (1) — в соответствии с Госдокладом «О состоянии и об охране окружающей среды...»;

МПР (2) — в соответствии с Госдокладом «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов...».

Например, если верить Росстату, то в 2010 г. было добыто 57,9 и сожжено на факелях 14,1 млрд м³ нефтяного газа³⁴. А в Государственном докладе МПР «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году»³⁵ называются цифры, соответственно: 65,5 и 17,6 млрд м³ — по объему сжигания отличаются от статданных на 3,5 млрд м³ или, как раз, на 25%. Но МПР нагнетает интригу и в другом своем официальном документе — Государственном докладе «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2010 году»³⁶ — приводит иные данные: 58,5 и 15,8 млрд м³. И уж совсем отличными от росстатовских данными оперирует Росприроднадзор: добыча — 51,6 млрд м³, сжигание — 20,4 млрд м³ (отличаются уже на целых 45%).³⁷

³⁴ Данные взяты из онлайновой базы данных Росстата в составе Единой межведомственной информационно-статистической системы / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>.

³⁵ МПР РФ • URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1257> [2013-06-02].

³⁶ МПР РФ • URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1101> [2013-06-02].

³⁷ Данные были названы в докладе руководителя Росприроднадзора В.В. Кириллова на заседании Партнерства по сокращению сжигания НПГ (Париж, 30.01.2013) — «Об утилизации попутного нефтяного газа в Российской Федерации: текущая ситуация и перспективы» • URL: <http://rpn.gov.ru/node/14> [2013-06-02].

На подобные расхождения в оценках в свое время указывала Счетная палата РФ в отчете о деятельности за 2010 г.: «*Следует отметить, что представленная министерствами и ведомствами информация не опирается на точные инструментальные замеры объемов добычи НПГ и его утилизации. Все данные носят расчетный, приблизительный характер по причине отсутствия приборов учета практически на всех нефтепромыслах* (жирн. курсив — авт.). В связи с этим невозможно точно установить реальные объемы потерь НПГ при его добыче». Далее в отчете называются цифры, гласящие, что для учета объемов добываемого и сжигаемого НПГ необходимо оснастить счетчиками учета 1035 факельных систем (примерно 50% от их общего числа) и более 150 тыс. добывающих скважин.³⁸

По мнению одного из авторитетных технических специалистов, давать цифры по НПГ с точностью до 0,1 млрд м³ бессмысленно, поскольку сегодня погрешность измерений количества попутного газа на нефтяных скважинах составляет около 5%. При нынешних объемах добычи это составляет ± 3,5 млрд м³ и корректно было бы говорить о некоем оценочном интервале, а не о конкретных цифрах с точностью до десятых.³⁹

Из всего сказанного выше можно сделать простой вывод, что сегодня в вопросах утилизации НПГ российские власти в полной мере не владеют ситуацией, имеют весьма приблизительное представление о масштабах проблемы и — тем более — о степени ее дифференциации в условиях различных регионов и месторождений.

У каждого своя правда

Второе обстоятельство, на которое хотелось бы обратить внимание: в России слишком разноречивы суждения по поводу того, как нужно решать проблему утилизации НПГ. У каждой из заинтересованных (по крайней мере, участвующих в технологической цепочке утилизации газа) сторон есть своя правда — у нефтяников, газопереработчиков, газотранспортников, химиков, энергетиков.

Нефтяникам хотелось бы продавать газ подороже и не слишком обременяться лицензионными и техническими требованиями по утилизации. В особенности это касается точного измерения объемов добычи и использования газа в промысловых условиях, включая закачку в пласт и сжигание. Мировая практика показывает, что закачка попутного газа в нефтяные пласты является наиболее доступным и недорогим способом утилизации, но это техническое решение должно изначально закладываться в схемы разработки месторождений. Иными словами, если говорить о российских месторождениях, находящихся в стадии эксплуатации, то «поезд уже ушел» и нужно пересматривать не только схемы разработки, но и условия лицензионных соглашений на право пользования недрами.

Газопереработчики и химики, в противоположность нефтяникам, заинтересованы в получении дешевого сырья в достаточных объемах и, по возможности, с определенным компонентным составом (ведь от этого зависят объемы выработки продукции — сухого отбензиненного газа, сжиженных газов, газового бензина). При этом все заинтересованы в стабильных объемах производства — независимо от сезонных колебаний спроса на топливо — для достижения наиболее благоприятных экономических показателей. Если ограничить

³⁸ Отчет о работе Счетной палаты Российской Федерации в 2010 году. Часть 2, Раздел 5 — Счетная палата РФ • URL: <http://www.ach.gov.ru/tu/revision/reports-by-years/?id=635> [2013-06-02].

³⁹ Мнение Генриха Абрамова — управляющего директора ИПФ «Сибнефтеавтоматика» (одного из крупнейших российских производителей счетчиков газа для нефтедобычи) // Утилизация ПНГ: чиновникам неплохо бы проконсультироваться с технологами // Тюменская интернет-газета «Вслух.ru». — 10 мая 2011 • URL: <http://www.vsluh.ru/news/oilgas/227216> [2013-06-02].

подачу осущеного нефтяного газа в газотранспортную систему в периоды сезонного снижения спроса, это приведет к сжиганию дополнительных объемов сырого газа на промыслах.

Однако «Газпром», от которого зависит возможность поставок переработанного газа в газотранспортную систему и который «свысока» наблюдает за полемикой других участников, занимает особую позицию. Газотранспортный монополист очень неохотно делится «трубой», поскольку, во-первых, на ряде критических участков в Западной Сибири имеет место недостаток пропускных способностей; а во-вторых, слишком узки возможности маневрирования поставками газа в условиях сезонного изменения спроса из-за нехватки мощностей ПХГ. Если предоставить производителям попутного газа право приоритетного доступа к «трубе», то и сам «Газпром» и другие специализированные газодобывающие компании вынуждены будут сильнее сокращать собственную добычу при снижении спроса.

Энергетические компании не прочь получать дешевый газ, и зачастую — в больших объемах, — для обеспечения топливом своих электростанций. Но они совсем не хотели бы видеть появления на рынке электроэнергии независимых игроков, коими могут стать нефтяники при создании генерирующих мощностей на попутном газе непосредственно на промыслах. В настоящее время технически и организационно процедуры доступа в сеть настолько усложнены, что выработка электроэнергии на нефтепромыслах обычно ограничивается собственными потребностями (т.е. без получения товарной продукции). А это, в свою очередь, ограничивает возможности утилизации попутного газа.

В таком пучке противоречивых интересов нетрудно запутаться, равно как и в различного рода предложениях по решению проблемы НПГ, основанных на вполне очевидном принципе «своя рубашка ближе к телу». Правительство же реагирует на ситуацию и принимает меры, находясь под сильным лоббистским давлением. В итоге же получается, что характер и содержание государственной политики по отношению к утилизации НПГ определяются тем, какая из названных выше заинтересованных группировок обладает большей «пробивной силой». И судя по принятым в последние годы правительственным решениям, перевес пока что оказывается не на стороне нефтяников.

«Пойди туда — не знаю куда, принеси то — не знаю что»

В 2009 г. в России было принято весьма жесткое правительственные постановление, нацеливающее нефтяников на решение проблемы утилизации НПГ путем резкого увеличения штрафов за сверхлимитное (свыше 5% от объемов добычи) сжигание газа уже начиная с 2012 г.⁴⁰ Таким образом, постановлением, имеющим административно-монетаристский характер, фактически задана планка обязательной утилизации НПГ на уровне 95%.

Два года спустя МПР в своем официальном докладе выступило с победной реляцией, гласящей, что практически все нефтяные компании разработали и выполняют программы по утилизации НПГ, предусматривающие достижение к 2012 г. уровня утилизации в 95%. Но при этом констатировалось, что в 2010 г. показатель использования попутного газа упал до 76,74% по сравнению с 78,47% годом ранее. Были также озвучены итоги проверок недропользователей на предмет соблюдения условий лицензионных соглашений по добыче

⁴⁰ Постановление Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» // Справочная правовая система «КонсультантПлюс»
• URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=137666> [2013-06-02].

и утилизации НПГ: Росприроднадзором была проведена 41 проверка недропользователей по 50 лицензиям и установлено, что основными нарушениями условий лицензионных соглашений являются отклонения фактических показателей по добыче и использованию НПГ от проектных. В некоторых случаях проектной документацией уровень добычи и использования НПГ не был предусмотрен, и весь добытый газ на участках недр сжигался на факельных установках.⁴¹

Постановление № 7 изначально вызвало замечания в связи с прямолинейностью предусмотренных мер и шаблонным подходом, не учитывающим специфику утилизации НПГ на различных месторождениях. В ответ на предложения более гибко подойти к решению проблемы тогдашний министр природных ресурсов Юрий Трутнев заявил, что «если мы сейчас начнем входить в положение разных компаний, то ни к чему кроме коррупции это не приведет, и это не наведет порядок, а лишь вызовет новый виток неправильных решений».⁴² Но уже к апрелю 2011 г. МПР изменило свою позицию и подготовило проект нового постановления правительства, содержащий некоторые элементы гибкости в вопросах финансовых санкций за сжигание НПГ.⁴³

Не приходится удивляться, что к 2012 г., как это часто бывает в России, никто — кроме «Сургутнефтегаза» и «Татнефти», у которых дела с утилизацией газа обстояли благополучно и на момент принятия постановления, — не успел подготовиться. И сегодня вполне вероятно, что решения по НПГ постигнет та же судьба, что и техрегламенты на топливо, т.е. сроки и формат введения новых требований будут изменены. Во всяком случае, речь идет о том, чтобы сдвинуть срок на 2014 г., а также дифференцировать или даже смягчить и сделать более гибкими условия взимания штрафов.⁴⁴ Эти предложения не лишены оснований по целому ряду причин, включая отсутствие надлежащих механизмов для реализации мер, которые предусмотрены действующим постановлением.

Сегодня многие представители российского газового сообщества, а также некоторые органы государственной власти, например Счетная палата РФ, придерживаются мнения, что давно назрела необходимость принятия специального федерального закона о нефтяном попутном газе, который урегулирует все вопросы и создаст надежную правовую базу для полной утилизации НПГ.

Автор не склонен разделять подобного рода «правовой фетишизм», равно как и надежды на то, что принятие закона реально поможет решить проблему утилизации НПГ. В России нет законов о нефти и газе, об угле и металлических рудах, о фосфатах и проч., т.е. нет законов, регулирующих деятельность по добыче и использованию отдельных видов полезных ископаемых за исключением закона о драгоценных металлах и драгоценных камнях (во многом из-за необходимости урегулировать отношения, связанные

⁴¹ Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2010 году» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ
• URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1101> [2013-06-02].

⁴² Цитируется по: Юдина В. Наезд на «попутку». Путин сказал, чиновник ответил // Neftegas.RU. — 2008. — № 2 • URL: http://magazine.neftegaz.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=62&Itemid=2 [2013-06-02].

⁴³ Проект постановления Правительства Российской Федерации «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ
• URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/detail.php?ID=118408> [2013-06-02].

⁴⁴ Утилизация попутного нефтяного газа: проблема 2012. Исследование Энергетического центра СКОЛКОВО • URL: http://energy.skolkovo.ru/products/regular_products/ [2013-06-02].

с государственной монополией).⁴⁵ Сама идея принимать закон для решения едва ли не каждой проблемы выглядит иррациональной, ведь проблем слишком много даже в отдельно взятом секторе экономике — нефтегазовом.

Есть закон, который регулирует отношения и процедуры недропользования и, в частности, обязует рационально использовать ресурсы и запасы полезных ископаемых. Есть законы, регулирующие порядок доступа к газотранспортным системам и на рынок электроэнергии. Если эти законы вместе с подзаконными актами недостаточно хорошо работают в отношении НПГ, то где гарантии, что специальный закон будет более действенным?

В марте 2010 г. Госдумой были приняты поправки к ФЗ «Об электроэнергетике», открывающий производителям электроэнергии на основе попутного газа приоритетный доступ на рынок. В июле 2012 г. в первом чтении принят законопроект об изменениях к ФЗ «Об энергоснабжении», дающий право нефтяникам и газопереработчикам на приоритетный доступ к ГТС для поставок сухого отбензиненного газа, который вырабатывается из НПГ. Вроде бы, это создает ключевые предпосылки для решения проблемы, но есть еще и масса технических аспектов, связанных с подключением к инфраструктурным сетям и такое понятие, как «свободная мощность». Право приоритетного доступа к «трубе» есть, а свободной мощности в ГТС нет... Право приоритетного выхода на рынок электроэнергии есть, а технические регламенты не позволяют подключать промысловые электростанции к сетям из-за несоответствия требованиям надежности и т.п. Как быть в таких случаях с законодательными нормами? Думается, что закон об НПГ тоже окажется бессилен.

Для решения проблемы утилизации попутного газа прежде всего требуется развитие специализированной инфраструктуры НГС и энергетики, т.е. расширение, а во многих случаях создание заново, соответствующих технических возможностей. В равной степени необходимо решить организационно-технические задачи по «поголовному» оснащению нефтепромыслов контрольно-измерительной аппаратурой, чтобы все-таки узнать, с какими объемами газа мы имеем дело. С учетом этого следует определить порядок и процедуры выбора способов и масштабов утилизации НПГ для конкретных месторождений, но по своей сути — это задача технического регулирования, — и для ее решения нужны соответствующие техрегламенты, а не рамочные законы.

Без указанных выше предпосылок все наши попытки решить проблему НПГ административными ли, законодательно-правовыми ли методами будут сродни приключениям царского стрелка из старой русской сказки.

При наличии технических возможностей и умении выбирать наиболее подходящие для решения проблемы НПГ требуется еще два условия. Во-первых, нужна непротиворечивая в целом институциональная среда, включающая нормы лицензирования прав на пользование недрами, инструменты инвестиционной, налоговой, ценовой, природоохранной политики и технического регулирования. Во-вторых, утилизация газа, как правило, должна быть выгодна всем участникам технологической цепочки. Причем речь идет не только о прямых коммерческих выгодах, рождаемых рынком, но и различных косвенных эффектах, которые образуются под влиянием так называемых экстерналий (включая выгоды, создаваемые государством).

⁴⁵ Федеральный закон от 26.03.1998 № 41-ФЗ (ред. от 19.07.2011) «О драгоценных металлах и драгоценных камнях» // Справочная правовая система «КонсультантПлюс»
• URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=132238> [2013-06-02].

Слабое утешение

Если хотя бы одно из условий, приведенных выше, не выполняется, то вероятность сжигания НПГ оказывается слишком высока. Не только в России, в Казахстане или в Нигерии. Но даже и в США — в стране с самой что ни на есть рыночной экономикой и развитой системой институтов регулирования.

В период 2007—2011 гг. США неожиданно вклинились в группу стран-лидеров по сжиганию НПГ (в 2001 г. — 7,1 млрд м³, рост за 4 года — в 3,2 раза), причем «благодаря» всего лишь одному своему штату — Северной Дакоте⁴⁶, — где происходит настоящий бум по освоению залежей сланцевой нефти. Ситуация почти что «классическая»: в районах расположения перспективных залежей нет необходимой газовой инфраструктуры, а ее создание требует больших вложений, которые заметно ухудшают финансовые показатели и без того не слишком дешевой добычи нефти из сланцев. Сама же нефтедобыча растет стремительными темпами — почти в 5 раз за период 2004—2011 гг. При этом добыча попутного газа выросла в 3,3 раза, а объемы сжигания и распыления — более чем в 20 раз. В 2011 г. уровень потерь НПГ, включая сжигание и неучтенные потери, в Северной Дакоте составил более 35% против 5% в 2003—2004 гг. (рис. НПГ-4).

Рисунок • НПГ-4

Объемы добычи нефти, добычи и сжигания НПГ в Северной Дакоте (США)



По данным Управления энергетической информации Министерства энергетики США / U.S. Energy Information Administration — EIA • URL: <http://www.eia.gov/>.

Вполне очевидно, что причиной резкого роста объемов сжигания НПГ стал отнюдь не нефтяной бум сам по себе, а несбалансированность регуляторных механизмов в рамках современной природоохранной и энергетической политики США на федеральном уровне и уровне штатов.

⁴⁶ Estimated Flared Volumes from Satellite Data, 2007—2011 // World Bank — Global Gas Flaring Reduction Partnership • URL: <http://go.worldbank.org/D03ET1BVD0> [2013-06-03].

Так, согласно действующим в Северной Дакоте регуляторным нормам, производители имеют право сжигать газ из каждой новой скважины без каких-либо штрафных санкций в течение одного года. Указанный период может быть продлен в случае технических и экономических затруднений с подключением скважин к газопроводным системам. По истечении льготного периода (одного года или продленного) вступают в действие штрафные санкции, которые делают утилизацию газа с поставками на рынок более предпочтительной для добывчиков, нежели сжигание.⁴⁷

Одним из приоритетов федеральной энергетической политики является наращивание собственной добычи углеводородов, в том числе из нетрадиционных источников. Для этого усовершенствуется федеральная система выдачи разрешений на разведочное бурение с целью сократить срок рассмотрения ходатайства до 60 дней. Бюро по земельному управлению США осуществляет ввод в действие новой автоматизированной системы по отслеживанию и обработке ходатайств о бурении разведочных скважин, а pilotный проект уже запущен как раз в Северной Дакоте, где ведутся работы по освоению гигантского месторождения нефти в глинистых сланцах (Bakken shale formation / Bakken Oil Fields). За последние 5 лет число ходатайств о бурении на указанной площади выросло в 6 с лишним раз. На торгах, проводившихся в январе 2011 г., стоимость участков под бурение достигала 10,6 тыс. долл. за акр ($2,6$ млн долл./км²). Благодаря нефтяному буму в бюджет штата Северная Дакота от нефтяников и газовиков ежегодно поступает более 1,3 млрд долл.⁴⁸

На этом примере видно, как хитросплетение различных интересов (федерального правительства, штата, недропользователей) ведет к растущему сжиганию НПГ в условиях относительно слабых мер, направленных на стимулирование утилизации газа и предотвращение потерь. Действующий регуляторный режим был сформирован задолго до нынешнего сланцево-нефтяного бума, когда добыча нефти и газа в Северной Дакоте находилась в стадии медленного угасания. Он оказался не рассчитан на такие темпы роста добычи и ввода новых скважин: с 2007 по 2010 г. на площади Bakken извлечение сопутствующего нефтью газа выросло в 20 раз, а количество продуктивных скважин увеличилось в 7 раз. При этом ни властям штата, ни федеральному правительству невыгодно сдерживать рост нефтью, даже если он ведет к сжиганию НПГ.

Думается, пример событий, происходящих в далекой Северной Дакоте, должен послужить уроком и для нас с тем, чтобы не повторять чужие ошибки — нам и своих хватает.

⁴⁷ Over one-third of natural gas produced in North Dakota is flared or otherwise not marketed // Today in Energy. — Nov. 23, 2011. — U.S. Energy Information Administration / EIA • URL: <http://www.eia.gov/>.

⁴⁸ Информация Бюро по земельному управлению Министерства внутренних дел США — Bureau of Land Management (BLM) U.S. Department of the Interior: Secretary Salazar Visits North Dakotas Oil Boom; Unveils Initiatives to Accelerate Drilling Permits and Leases on Federal Lands // BLM News Release. — March 4, 2012 • URL: http://www.blm.gov/co/st/en/BLM_Information/newsroom/2012/secretary_salazar.html [2013-06-03].

Тайное становится явным..., но постепенно

Наряду с бросающимися в глаза потерями попутного газа, в нашей стране имеют место не столь очевидные, но по всей вероятности, не менее значительные скрытые потери углеводородов, связанные, во-первых, с недоизвлечением запасов из недр; а во-вторых, с неквалифицированным использованием добываемой продукции.

В настоящее время отмеченные проблемы еще не привлекают к себе всеобщего внимания — в основном о них говорят ученые и геологи. Впрочем, это не удивительно, поскольку вялая борьба со скрытыми потерями является нашим «внутренним» делом и, в отличие от сжигания НПГ, не затрагивает интересы мирового сообщества — во всяком случае, пока на Земле есть еще достаточно много нефти и газа...

Но постепенно ситуация меняется, и в последние годы не только российские ученые, но и государственные деятели стали проявлять озабоченность по поводу одной из проблем, а именно: неудовлетворительной нефтеотдачи российских месторождений.

Нефтеотдача в «брееющем полете» после «затяжного пика»

В 1980—2000 гг. в России произошло, если верить опубликованным данным, едва ли не катастрофическое снижение так называемого коэффициента извлечения нефти (КИН), характеризующего степень конечной нефтеотдачи месторождений. Наиболее популярной является оценка современной проектной величины КИН на уровне 0,3—0,35. Сказанное означает, что сегодня мы планируем, точнее говоря, способны извлекать из недр в среднем всего лишь не более трети геологических запасов нефти, а все остальное будет утрачено. При этом по сравнению с серединой 1970-х годов показатель конечной нефтеотдачи в России снизился в 1,3 раза (на 10 п.п.) — рис. КИН-1.

Данное обстоятельство выглядит тем более печальным, что в российской нефтегазовой геологии сейчас дела обстоят далеко не самым лучшим образом и состояние сырьевой базы нефтедобычи не вызывает особого оптимизма. Ведь, как справедливо полагает Григорий Выгон, «*повышение КИН фактически является другой стороной медали воспроизводства минерально-сырьевой базы*». Важным направлением воспроизводства минерально-сырьевой базы и поддержания добычи нефти в долгосрочной перспективе — наряду с необходимостью подготовки новых запасов — является наиболее полное извлечение и использование уже открытых запасов.⁴⁹

Снижение КИН отчасти объясняется объективными природно-геологическими причинами, связанными с истощением сырьевой базы и ухудшением ее качества. Последнее выражается в абсолютном и относительном увеличении трудноизвлекаемых запасов нефти, при разработке которых проектное значение КИН может составлять 0,1 и ниже. По некоторым оценкам, удельный вес трудноизвлекаемых запасов в структуре минерально-сырьевой базы сейчас составляет более 56% от всех открытых запасов нефти и примерно

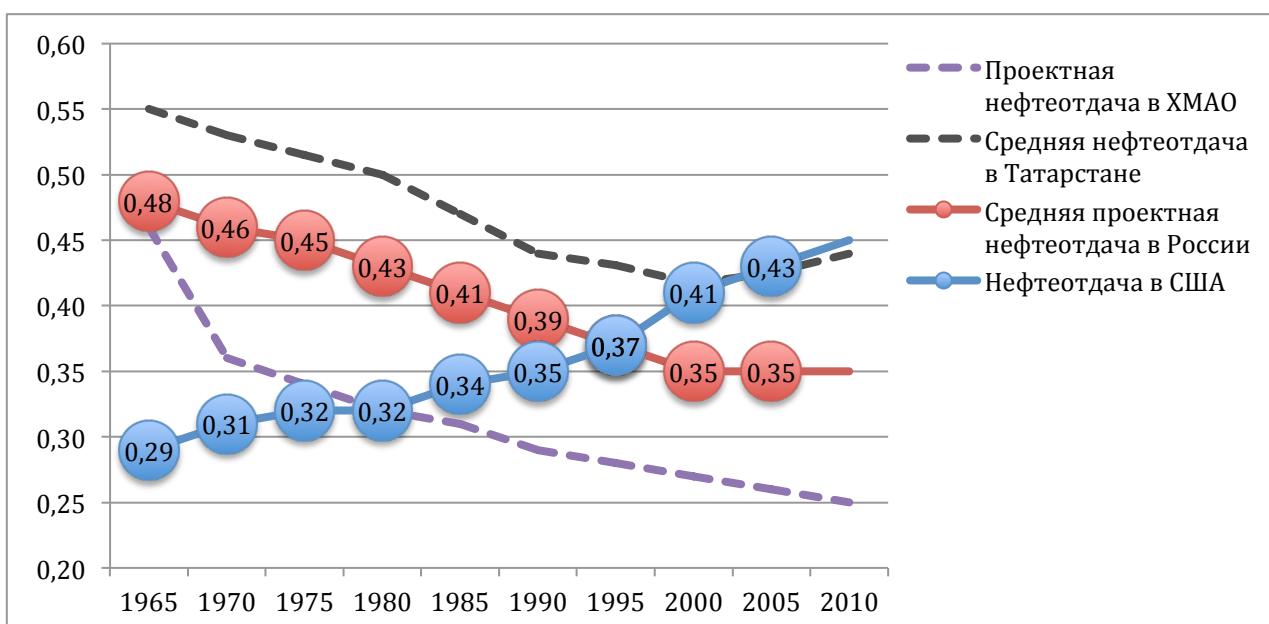
⁴⁹ Выгон Г. Экономическое стимулирование рационального недропользования // Нефтегазовая вертикаль. — 2011. — № 5.

такая же доля в структуре разрабатываемых запасов приходится на запасы низкопродуктивных скважин с дебитами менее 10 т/сут.⁵⁰

Но тенденция к истощению и ухудшению сырьевой базы отнюдь не является российской «привилегией» — аналогичные процессы с большей или меньшей скоростью протекают во всех нефтедобывающих странах мира. И уж совершенно точно можно сказать, что в США современное состояние сырьевой базы нефтедобычи гораздо хуже, чем в России, однако на протяжении последних 30 лет в Штатах наблюдает рост среднего уровня КИН. И в этом нет никакого парадокса, все дело — в постоянном совершенствовании техники и технологий добычи нефти.

Рисунок • КИН-1

Динамика показателей нефтеотдачи в России и с США в 1965—2010 гг.



Концепция государственного управления рациональным использованием запасов нефти. — М.: ОАО «Зарубежнефть», 2005 • URL: http://www.cpnt.ru/index.php?new_div_id=57 [2013-06-03].

Муслимов Р.Х. КИН — его прошлое, настоящее и будущее на месторождениях России // Бурение и Нефть. — 2011. — № 2 • URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-02> [2013-06-03].

Научно-технический прогресс является главным контраргументом промышленности против старения и ухудшения природного качества запасов нефти. Сейчас известны десятки методов увеличения нефтеотдачи (МУН), применение которых позволяет добывать нефть, которая когда-то ранее была неизвлекаемой. Современные МУН — тепловые, физико-химические, газовые и комбинированные, — основанные на различных физических и химических принципах воздействия на продуктивные пластины, получили название «третичных» в противовес «вторичным», или методам заводнения, т.е. технологиям вытеснения нефти путем закачки воды. В настоящем время в мире ежегодно реализуется 320—340 проектов применения МУН, а суммарная мировая добыча нефти за счет применения «третичных» методов оценивается в 150 млн т (3,8% общей добычи нефти). Наибольшее число проектов по повышению нефтеотдачи — около 200 — зафиксировано

⁵⁰ Максимов В.М. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи // Бурение и Нефть. — 2011. — № 2 • URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-02> [2013-06-03].

в США, где на долю «третичных» методов приходится около 12% национальной нефтедобычи. По несколько десятков проектов ежегодно реализуется в Канаде и в Китае.⁵¹

А как обстоят дела в нашей стране? В СССР в 1980-х годах, когда резко замедлились темпы прироста добычи нефти, задача повышения нефтеотдачи была поставлена на государственном уровне. Добыча нефти за счет «третичных» методов к 1985 г. составила 5 млн т (около 1% общей годовой добычи нефти), а к 1990 г. достигла 12 млн т (более 2% суммарной добычи нефти). В 1991 г. методы повышения нефтеотдачи применялись более чем на 300 нефтяных участках, из которых 195 относились к действующим разрабатываемым месторождениям. Но самое главное, как отмечают специалисты, состояло в том, уже с конца 1970-х годов после того, как советским правительством было принято специальное постановление «О мерах по наиболее полному извлечению нефти из недр», проблема повышения нефтеотдачи пластов начала занимать важное место в научно-технической политике отрасли. В 1985 г. был создан Межотраслевой научно-технический комплекс «Нефтеотдача», ставший головной организацией по разработке и внедрению МУН в отечественной нефтяной отрасли.⁵²

Но в 1990-е годы процессы повышения нефтеотдачи в России постигла та же судьба, что и многие другие направления технологического развития НГС. У добывающих предприятий, подавляющее большинство которых влилось в состав интегрированных нефтяных компаний, сменились приоритеты: от роста нефтеотдачи — к росту «прибылеотдачи» недр, причем поскорее и с минимальными издержками. Государству, занятому институциональной перестройкой экономики и проведением рыночных реформ, тоже было не до КИН. Как следствие, не только были утрачены прежние достижения, но и произошло размытие самого понятия МУН — «методы повышения нефтеотдачи» и «методы интенсификации добычи» смешались в общем кotle с так называемыми «геологотехническими мероприятиями». Как отмечают некоторые авторы, начиная с 1992 г. зарубежные специализированные издания перестали публиковать данные по применению МУН в России. Причина проста: отсутствует достоверная национальная статистика по объемам и эффективности применения современных МУН, нет единой классификации МУН и нет единого методического подхода к оценке эффективности их применения.⁵³

Согласно опубликованным данным, в 2010 г. дополнительная добыча нефти, полученная за счет интенсификации, МУН и геолого-технических мероприятий, составила по крупным российским компаниям 118 млн т. При этом обращает на себя внимание, что начиная с кризисного 2008 г. масштабы применения сложных и относительно затратных методов нефтедобычи существенно сократились (рис. КИН-2). Какое место в общем результате занимают собственно МУН, если и можно оценить, то лишь весьма приблизительно.

⁵¹ Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта. — Группа компаний «Петрос»
• URL: <http://petros.ru/worldmarketoil/?action=show&id=267> [2013-06-03].

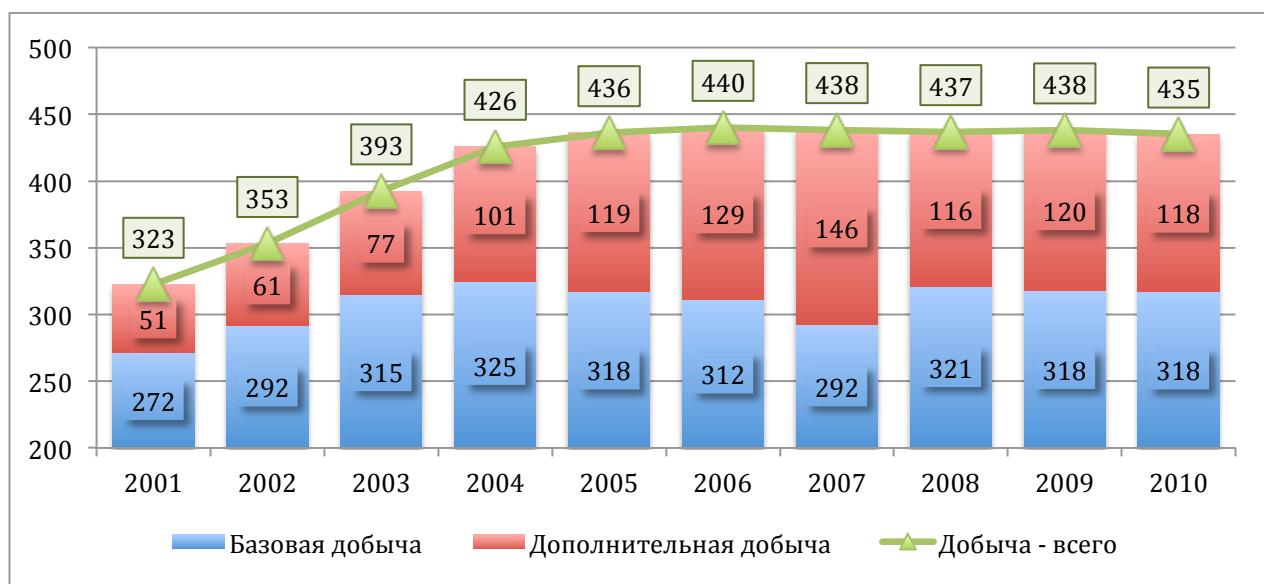
Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения // Нефтегазовая вертикаль. — 2011. — № 5.

Максимов В.М. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи // Бурение и Нефть. — 2011. — № 2
• URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-02> [2013-06-03].

⁵² Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения // Нефтегазовая вертикаль. — 2011. — № 5.

⁵³ Рамазанов Д.Н. Экономико-математическая модель оптимизации плана геолого-технических мероприятий по стабилизации добычи нефти // Аудит и финансовый анализ. — 2010. — № 1. — П. 3.8 • URL: <http://www.auditfin.com/2010/1/toc.asp> [2013-06-03].

Рисунок • КИН-2
Объемы базовой и дополнительной добычи нефти по крупным российским нефтяным компаниям, млн т



Примечание: дополнительная добыча — в сумме за счет интенсификации, геолого-технических мероприятий и МУН.

Источник: КИНа не будет // Нефтегазовая вертикаль. — 2012. — № 2 (со ссылкой на Центральную комиссию по разработке месторождений ФА «Роснедра»).

В публикуемых отчетах большинства российских компаний трудно найти точные исчерпывающие данные по масштабам и результативности применения МУН. Например, в последнем годовом отчете ОАО «Сургутнефтегаз» говорится, что в целях повышения нефтеотдачи пластов компания проводит различные геолого-технические мероприятия по воздействию на продуктивные пласты с учетом геологического строения и физических параметров конкретной залежи. В 2011 г. были выполнены 693 ремонта методом забуривания боковых стволов, на эксплуатационном фонде выполнено 736 операций гидроразрыва пласта, введено в эксплуатацию 156 горизонтальных скважин. Общий эффект от геолого-технических мероприятий позволил обеспечить дополнительную добычу нефти в объеме более 13 млн т.⁵⁴ Какое место в этой дополнительной добыче занимают МУН остается неизвестным, хотя известно, что по применению МУН и передовых технологий добычи «Сургутнефтегаз» является одной из наиболее активных российских компаний.

Несколько более прозрачна статистика НК «ЛУКОЙЛ». В отчете компании зафиксировано, что в 2011 г. всеми добывающими предприятиями было выполнено 4 894 операции по «повышению нефтеотдачи пластов», что дало дополнительную добычу в объеме 22,3 млн т, или 26% от общей добычи нефти «ЛУКОЙЛа» в России. Основной объем дополнительной добычи (почти 14,5 млн т) был получен за счет физических методов, в первую очередь за счет гидроразрыва, который, строго говоря не относится к категории МУН. Если формально взять сумму отчетных данных по «прочим физическим», а также «тепловым» и «химическим» методам, то окажется, что добыча нефти за счет применения

⁵⁴ Годовой отчет ОАО «Сургутнефтегаз» за 2011 год

• URL: <http://www.surgutneftegas.ru/ru/investors/reports/annual/> [2013-06-03].

МУН составила 3,6 млн т (4,2% всей добычи компании).⁵⁵ Учитывая довольно широкую географию деятельности НК «ЛУКОЙЛ» в России, можно с изрядной долей уверенности предположить, что 4% — это современный средний вклад МУН в общую российскую добычу нефти (напомним для сравнения, в США — 12%).

В числе ведущих отечественных компаний одним из исключений является «Татнефть», которая на протяжении уже весьма длительного времени ведет активную работу по применению МУН. И это не удивительно, если принять во внимание степень геологической изученности и истощения запасов нефти в Татарстане — поддерживать добычу на стабильном уровне, а тем более наращивать ее без применения современных МУН практически невозможно. По информации компании, за счет «третичных» МУН в 2011 г. было добыто 5,5 млн т нефти, что на 3,1% больше, чем годом ранее, и что составляет 21,2% от общей добычи.⁵⁶

В целом же по стране ситуация с применением современных МУН далека от благополучия, что негативно сказывается на динамике показателя конечного нефтезвлечения. Но объективные геолого-технологические факторы играют далеко не главную роль в том, что КИН в России после «затяжного пике» не может выйти из «бреющего полета». По-видимому, гораздо более серьезное значение имеют причины экономико-институционального характера, не позволяющие найти разумный баланс между сиюминутными коммерческими интересами нефтедобывающих компаний и фискальными интересами государства, с одной стороны, и заботой о будущем благополучии — с другой.

В настоящее время, равно как это было и в 1990-е годы, отечественные нефтедобытчики широко практикуют выборочную отработку наиболее эффективных запасов, зачастую — с применением агрессивных методов интенсификации добычи. Т.е. по-прежнему имеет место элементарное «снятие сливок» или того, что от них еще осталось. Малодебитные скважины на залежах с трудноизвлекаемой нефтью выводятся из эксплуатации, что рассматривается как важный элемент снижения себестоимости добычи нефти, поскольку обычно до 30% скважин дают компаниям 85% нефти, а эксплуатация остальных 70% скважин лишь повышает себестоимость добытого сырья. В некоторых компаниях не работает 50% имеющегося фонда скважин, хотя добыча при этом растет.⁵⁷ Результатом же становится разбалансировка систем разработки месторождений и снижение уровня конечной нефтеотдачи, а государство ничего не может этому противопоставить из-за несовершенства регуляторных механизмов. Да государство и само заинтересовано в том, чтобы текущие доходы от добычи нефти были бы побольше, т.е. во многих случаях готово закрывать глаза на эгоизм недропользователей.

У проблемы КИН есть два симптоматических сходства с проблемой утилизации НПГ. Во-первых, и в том и в другом случае отсутствуют выверенные, надежные и общепринятые представления о масштабах и сущности проблемы, что в значительной степени связано с несовершенством учета в методологии и на практике. Во-вторых, и в том и в другом случае государство не может сформулировать четкую и осмысленную политику, направленную на решение проблемы путем устранения причин, повлекших ее возникновение.

⁵⁵ Отчет НК «ЛУКОЙЛ» о деятельности в 2011 году • URL: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_218_.html [2013-06-02].

⁵⁶ Этап инновационного развития. Годовой отчет ОАО «Татнефть» за 2011 год
• URL: http://www.tatneft.ru/wps/wcm/connect/tatneft/portal_rus/infoactsinvest/taskinfo/ezhegodotchet/ [2013-06-03].

⁵⁷ Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ
• URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1257> [2013-06-02].

Выше уже отмечалось, что в России в настоящее время нет достоверной статистики масштабов и эффективности применения МУН. Но это — лишь часть проблемы учета.

Есть весьма авторитетная точка зрения, что сама методология определения и утверждения КИН в России изрядно политизирована, что уходит корнями к советскому прошлому, когда КИН задавался директивным путем. Считалось, чем выше КИН мы примем, тем лучше, — это обяжет нефтяников стараться его достичь. На практике завышенные КИНы, предусмотренные проектами разработки месторождений, не достигались. Чрезмерно большие современные приrostы запасов нефти за счет пересмотра КИН свидетельствуют о том, что мы снова возвращаемся на прежний путь и собираемся повторять свои старые ошибки.⁵⁸

Иными словами, реальный уровень конечной нефтеотдачи в 1960—1970 годах был не столь высок, как принято считать, и впоследствии он резко не снижался, а просто оставался на стабильно низком уровне. Даже если это и так, то актуальность повышения КИН сегодня отнюдь не ослабевает. Но решать проблему нужно не путем завышения проектных показателей, а на основе грамотного и трезвого расчета, принимающего во внимание реальные технологические возможности (например, как это делается в США). Со временем, по мере совершенствования технологии разработки, проектный КИН должен постоянно расти, но при условии, что первоначальный параметр не был завышен, а установлен правильно на базе адекватных технологических решений.

Однако настораживает плохо скрываемый оптимизм МПР по поводу того, что нам уже удалось преодолеть тенденции снижения КИН за счет масштабного применения инновационных технологий, обеспечивающих эффективный ввод в разработку трудноизвлекаемых запасов и постановку на баланс сотен миллионов тонн извлекаемых запасов нефти. Равно как смущают и рисуемые ведомством радужные перспективы, что в обозримом будущем вполне реальной может стать величина КИН в 50—60%.⁵⁹

Что же касается МУН, то сейчас для нас первоочередной задачей является проведение четкой классификации по принципу: если метод позволяет увеличить извлекаемые запасы, это — МУН; если же он всего лишь ускоряет выработку запасов без изменения их количества, это — метод интенсификации добычи. Сложность состоит в том, что одни и те же технические решения в разных промысловово-геологических условиях могут выступать в разных качествах. Тот же метод гидроразрыва для залежей трудноизвлекаемой нефти представляет собой МУН, поскольку без данной технологии нефтеотдача была бы крайне низкой; а для высокопродуктивных залежей — это метод интенсификации с риском преждевременного обводнения пластов и снижения конечной нефтеотдачи.

Объективные критерии и предпосылки, адекватное понимание проблемы необходимы для выстраивания взвешенной государственной политики, которая должна быть одновременно стимулирующей и координирующей.

Технологии увеличения нефтеотдачи — весьма дорогое удовольствие. По имеющимся оценкам, себестоимость барреля нефти, дополнительно добываемой за счет применения МУН, на 20—40 долларов выше по сравнению с нефтью, добываемой традиционными методами. Практически все МУН становятся рентабельными лишь при цене нефти

⁵⁸ Муслимов Р.Х. КИН — его прошлое, настоящее и будущее на месторождениях России // Бурение и Нефть. — 2011. — № 2 • URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-02> [2013-06-03].

⁵⁹ Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ • URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1257> [2013-06-02].

в 70—75 долл./барр.⁶⁰ Это предполагает необходимость государственного стимулирования и субсидирования нефтяных проектов, связанных с применением МУН, что имеет место во всех старых нефтедобывающих странах, кроме России.

В США и в Канаде, наряду с дифференцированным налогообложением и обычными скидками на истощение недр, действуют специальные программы поддержки проектов применения МУН. В нашей стране лишь несколько лет назад в налоговом законодательстве были введены льготы по уплате НДПИ для истощенных месторождений (причем реализация этой меры на практике значительно затруднена по целому ряду организационно-технических причин), а в прошлом году правительство приняло решение льготировать добывчу трудноизвлекаемой нефти. В одном из материалов Счетной палаты РФ отмечается, что «*в законодательстве практически не отражены требования к рациональному и полному использованию ресурсов нефти и газа, учету и объективной оценке их запасов, реального потенциала извлечения с применением достижений научно-технического прогресса. В статье 23 Закона о недрах указано только на необходимость наиболее полного извлечения запасов полезных ископаемых*». ⁶¹ При этом нет и никаких специальных стимулов для повышения нефтеотдачи, зато со стороны МПР уже зазвучали предложения наказывать нефтяников за недоизвлечение нефти из недр (в отношении добывающих компаний, допускающих снижение КИН, должны применяться экономические санкции в виде взимания штрафов за не добытую в результате нарушения технического проекта нефть в размере НДПИ).⁶²

Со стороны государства не просматривается и серьезных попыток координировать научно-техническую деятельность по разработке и внедрению методов повышения нефтеотдачи, а также по совершенствованию проектирования разработки нефтяных месторождений.

Возможно, это прозвучит как курьез, но Российский МНТК «Нефтеотдача», о котором уже упоминалось выше, в настоящее время в сотрудничестве с компанией «Зарубежнефть» работает преимущественно над кубинскими и вьетнамскими нефтяными проектами и имеет выручку от НИОКР на смехотворную сумму менее 92 млн руб.⁶³ И это — один из бывших научно-технических флагманов советской нефтяной промышленности (для сравнения: выручка регионального института «Роснефти» ОАО «ТомскНИПИнефть» в 2011 г. составила почти 1,8 млрд руб.⁶⁴).

Как говорится, не хлебом единым жив человек. Точно также и современная нефтедобыча держится не только на применении МУН, а представляет собой целый

⁶⁰ Максимов В.М. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи // Бурение и Нефть. — 2011. — № 2 • URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-02> [2013-06-03].

⁶¹ Отчет о результатах проведения контрольного мероприятия «Аудит эффективности воспроизводства минерально-сырьевой базы в Российской Федерации в 2005—2007 годах» // Бюллетень Счетной палаты РФ. — 2009. — № 1 • URL: <http://www.ach.gov.ru/ru/bulletin/333> [2013-06-03].

⁶² За снижение коэффициента извлечения нефти (КИН) будут наказывать рублем // Новости Министерства природных ресурсов и экологии РФ. — Опубликовано 13 апр. 2007 г. • URL: http://mnr.gov.ru/news/detail.php?ID=16002&phrase_id=177014 [2013-06-03].

⁶³ Годовой отчет ОАО «Научно-технологическая компания РМНТК "Нефтеотдача"» по итогам работы за 2011 год • URL: http://rmntk-nefteotdacha.narod2.ru/raskritie_informatsii/ [2013-06-03].

⁶⁴ Годовой отчет ОАО «ТомскНИПИнефть» за 2011 год • URL: <http://www.tomsknipineft.ru/info/annual-report/> [2013-06-03].

комплекс разнообразных технологий, от качества каждой из которых зависят и экономические показатели и уровень нефтеотдачи.

С этой точки зрения поучителен пример норвежской нефтяной промышленности, ставящей мировые рекорды по показателям текущего и конечного нефтеизвлечения. На месторождениях Норвежского континентального шельфа (НКШ), уже длительное время находящихся в стадии эксплуатации, фактические показатели нефтеотдачи превышают нормативный уровень (аналог нашего проектного КИН), а на Статфьорде и Гуллфаксе фактические показатели извлечения запасов достигли или даже превысили 60% (табл. КИН-1).

Таблица • КИН-1

Показатели нормативного и текущего уровня извлечения запасов по основным месторождениям Норвегии, %

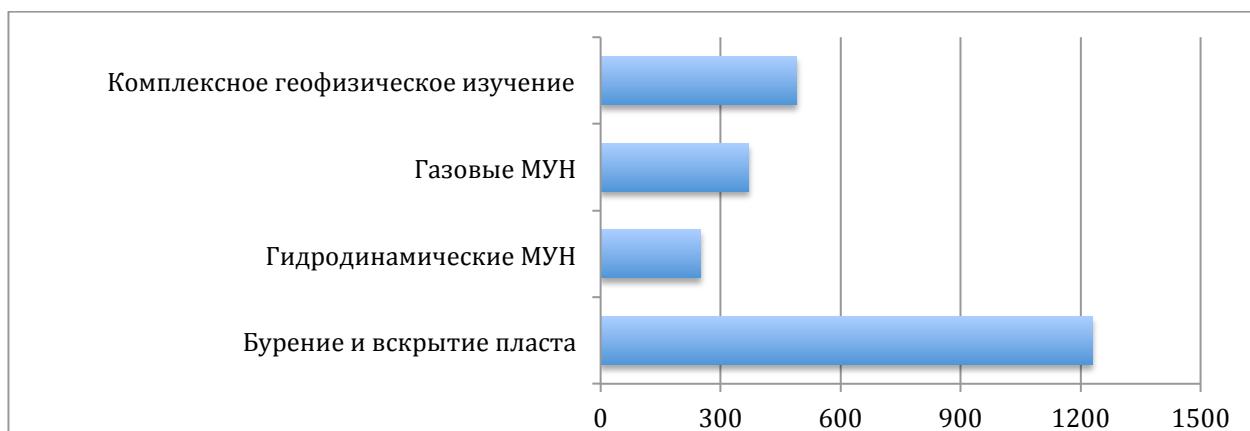
Месторождение	Нормативный уровень извлечения запасов (КИН)	Фактически достигнутый уровень извлечения запасов
Статфьорд	59	66
Гуллфакс	43	60
Тролль	16	38
Снурре	23	46
Хейдрун	23	45

Øvrum Margareth (Executive Vice President). Maximising value through technology // Statoil ASA
• URL: <http://www.statoil.com/en/InvestorCentre/Presentations/SiteVisit17June09/Pages/default.aspx>
[2013-06-03].

По состоянию на 2008 г. приращение извлекаемых запасов углеводородов на месторождениях НКШ за счет технологических факторов оценивалось в 2,3 млрд барр. н.э. Из них на долю МУН приходилось 26%, а наибольший вклад в прирост запасов относился на технологии бурения и вскрытия пластов — 52% (рис. КИН-3).

Рисунок • КИН-3

Прирост извлекаемых запасов нефти на Норвежском континентальном шельфе за счет различных технологических факторов, млн барр.

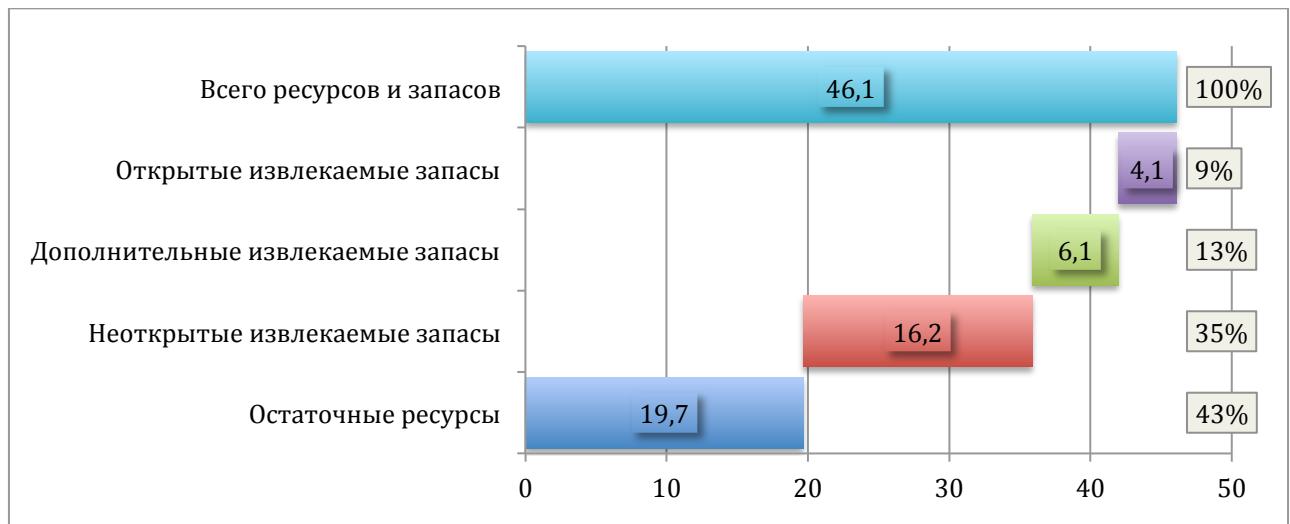


Øvrum Margareth (Executive Vice President). Maximising value through technology // Statoil ASA
• URL: <http://www.statoil.com/en/InvestorCentre/Presentations/SiteVisit17June09/Pages/default.aspx>
[2013-06-03].

В структуре остаточных ресурсов и запасов углеводородов НКШ из общей суммы в 46 млрд барр. (7,3 трлн м³) примерно 13% приходится на дополнительные извлекаемые запасы, обусловленные действием технологических факторов. Сегодня по своим размерам эти дополнительные запасы уже превышают величину остаточных запасов, выявленных путем геологоразведки. По данным, опубликованным в стратегических материалах норвежской технологической платформы по проблемам разведки запасов и повышения нефтеотдачи⁶⁵, ожидаемый уровень нефтеизвлечения в целом по всей массе остаточных ресурсов и запасов оценивается в 57% (рис. КИН-4).

Рисунок • КИН-4

Структура остаточных ресурсов и запасов углеводородов на Норвежском континентальном шельфе, млн барр. / %



Technology Strategy Exploration and Increased Recovery. — OG21 Task Force / TTA2. Norway
• URL: http://www.og21.org/prognett-og21/TTA2_Exploration_and_increased_recovery/1253964557180 [2013-06-03].

Вполне естественно, что такие достижения в области нефтеизвлечения, были бы просто немыслимыми без активного участия норвежского государства в развитии нефтегазовых технологий — не только путем выработки и координации национальной научно-технической политики, но и прямого участия в финансировании НИОКР. По данным комиссии OG21, бюджетное финансирование разработок по нефтегазовой тематике за период 2004—2010 гг. составило 2,5 млрд норвежских крон, из которых 447 млн было направлено на реализацию 80-ти проектов по проблеме повышения нефтеотдачи. Текущее финансирование нефтегазовых НИОКР находится на уровне примерно 400 млн крон в год.⁶⁶

Много это или мало? Смотря, что с чем сравнивать. Если сравнить с величиной бюджетных доходов Норвегии от добычи нефти и газа (примерно 300 млрд крон), то очень мало — всего 0,13%. Если же сравнить с российским расходами и при этом сделать поправку

⁶⁵ Technology Target Area «Exploration and increased recovery» (TTA2). Образована в рамках специальной комиссии OG21 — Oil and Gas in the 21th Century / Нефть и газ в XXI веке
• URL: http://www.og21.org/prognett-og21/Home_page/1253962785326 [2013-06-03].

⁶⁶ Technology Strategy Exploration and Increased Recovery. — OG21 Task Force / TTA2. Norway
• URL: http://www.og21.org/prognett-og21/TTA2_Exploration_and_increased_recovery/1253964557180 [2013-06-03].

Oil and gas in the 21st Century. Norway's Technology Strategy for the 21st Century. — OG21 Task Force. Norway • URL: <http://www.og21.org/prognett-og21/Documents/1253962785322> [2013-06-03].

на различие в уровнях добычи углеводородов, то получится весьма значительная величина. В 2010 г. в России суммарные расходы на НИОКР по виду деятельности «Добыча топливно-энергетических полезных ископаемых» в расчете на 1 т добычи углеводородов в нефтяном эквиваленте составили 0,6 долл., а в Норвегии — 1,8 долл., а из них 0,2 долл./т были профинансираны за счет госбюджета.⁶⁷ При этом норвежцы очень сокрушаются, что расходы на НИОКР не выросли и остались практически на уровне предыдущего года.

Что же тогда делать нам в ситуации, когда аналогичные расходы за год сократились почти в 3 раза (в 2009 г. составляли 1,7 долл. на 1 т добычи углеводородов)? Впрочем, удивляться не приходится, если учесть позицию государства в отношении бюджетного финансирования нефтегазовой сферы, а точнее — ее критически важных составляющих, развитие которых не сулит быстрых коммерческих выгод, а потому не слишком привлекательно для нефтегазовых компаний. «*Есть довольно многое причинений на тему недостаточной позиции государства, мол, надо бы больше бы вкладывать; мне не кажется эти разговоры сильно содержательными*» — таково замечание бывшего руководителя МПР по поводу финансирования геологоразведки⁶⁸. Однако, по сути, оно отражает общую позицию российских властей в отношении бюджетной поддержки финансово-увязанных видов деятельности в НГС.

Регулирование, координация и финансирование со стороны государства в условиях конкурентной рыночной среды — вот основные предпосылки норвежских успехов в технологическом развитии НГС, которые, в свою очередь, предопределяют высокие уровни извлечения запасов нефти и газа из недр. А разработка технологических аспектов при проектировании добычи углеводородов начинается с тщательного геологического изучения каждой залежи (с использованием инновационных и традиционных методов). На базе этого и в рамках научно обоснованных технических регламентов, установленных государством, происходит выбор технологий извлечения углеводородов. В процессе промышленной эксплуатации благодаря эффективному государственному контролю обеспечивается строгое соблюдение проектных решений и технологических режимов разработки месторождений и залежей. В общем, такова идеальная картина, о которой мы сегодня можем только мечтать, но обязаны к ней стремиться.

Топить печи газом — все равно, что топить их ассигнациями

Так можно сказать о природном газе, перефразируя крылатое выражение великого русского ученого Дмитрия Ивановича Менделеева, относящиеся к нефти.⁶⁹ Сегодня мы умеем извлекать из недр лишь 1/3 геологических запасов нефти, и от силы примерно такую же долю добываемого природного газа используем квалифицированно, т.е. с выделением химически ценных компонент перед сжиганием газа в топках электростанций.

⁶⁷ Оценка автора исходя из данных официальной статистики — Росстата («Статистика инноваций в России, 2012» • URL: http://www.gks.ru/free_doc/new_site/business/nauka/ind_2020/pril3.pdf [2013-06-03]; Норвежского бюро статистики (Research and development Statistics • URL: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/14/40/> [2013-06-03]. Пересчет показателей из национальных валют в доллары по курсу ППС ВВП выполнен на основе индикаторов Всемирного банка • URL: <http://data.worldbank.org/data-catalog/world-development-indicators/>.

⁶⁸ Стимулируем то, что важно государству (интервью с Юрием Трутневым) // Нефтегазовая вертикаль. — 2011. — № 5.

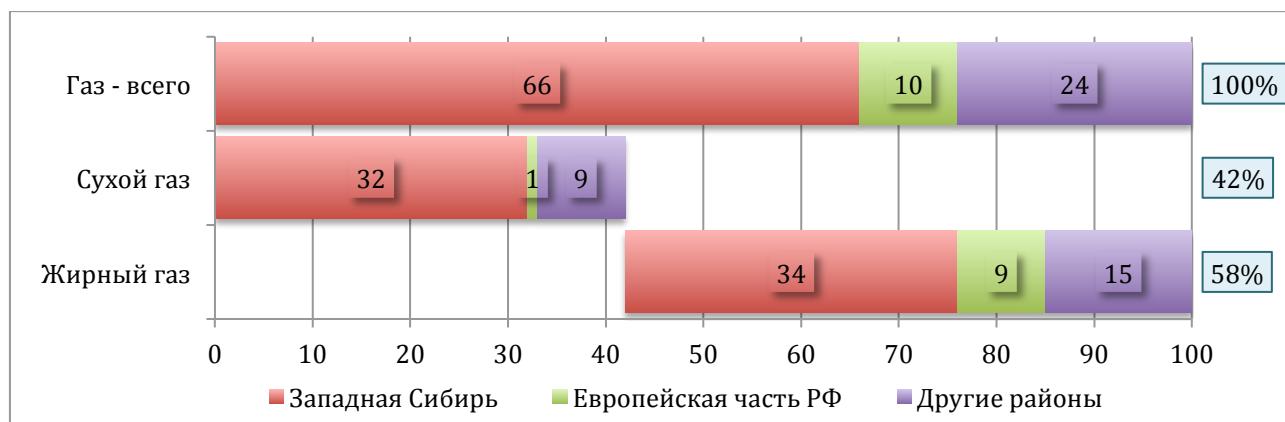
⁶⁹ Обычно слова Д.И. Менделеева цитируются не совсем точно и в отрыве от контекста проблемы, которой посвящены. Подробнее см. в очерке «На витке исторической спирали, или возвращение Менделеева» настоящей книги.

Более половины промышленных запасов природного (свободного, т.е. не включающего НПГ) газа в России представлены так называемым «жирным» газом⁷⁰, который, кроме метана, содержит более тяжелые углеводороды — этан, пропан, бутаны и др., являющиеся ценным химическим сырьем, — а кроме них может содержать гелий, соединения серы и иные примеси (рис. ГАЗ-1). Впрочем, в настоящее время, благодаря появлению новых технологий, возрастает и химическая ценность метана⁷¹, но основной сферой его применения во всем мире до сих пор остается топливная, чего нельзя сказать об остальных углеводородных компонентах, содержащихся в природных газах.

Точная статистика, дающая сведения об объемах добычи «жирного» газа, в России отсутствует, но приблизительным образом эту величину в настоящее время можно оценить в 110—150 млрд м³. Порядка 70—110 млрд м³ «жирного» газа добывается в Западной Сибири на промыслах Ямalo-Ненецкого автономного округа, причем с каждым годом добыча возрастает в связи с вовлечением в разработку все новых и новых месторождений и залежей. Например, весной 2011 г. «Газпром» ввел в эксплуатацию промысел по добыче газа и газового конденсата из валанжинских залежей Заполярного месторождения, проектируя в недалеком будущем добычу «жирного» газа на этом объекте до 15 млрд м³ в год.⁷² В отличие от газов Оренбургского и Астраханского газоконденсатных месторождений «жирный» газ Ямала после промысловой подготовки, при которой отделяется конденсат (т.е. жидкая фаза), смешивается с «сухим» метановым газом и подается в ГТС для транспортировки российским потребителям топлива и на экспорт. При этом, как химически ценный сырьевый продукт, «жирный» газ просто-напросто перестает существовать из-за снижения концентрации углеводородов C₂—C₄.

Рисунок • ГАЗ-1

Структура остаточных ресурсов и запасов углеводородов на Норвежском континентальном шельфе, млн барр. / %



Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2007 году» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ • URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=75> [2013-06-02].

⁷⁰ «Жирный» газ, газ газоконденсатных залежей, «валанжинский» газ, газ глубокозалегающих горизонтов (неокомских, ачимовских и др.) — нет четкого определения данной разновидности природного газа.

⁷¹ См. информацию о развитии химической переработки метана в олефины в Китае в журнале «ЭКО», № 8 за 2012 г., с. 46—47 • URL: <http://www.ecotrends.ru/archive/630-edition-08?layout=blog> [2013-06-03].

⁷² «Газпром» начал добычу газа и конденсата из валанжинских залежей Заполярного месторождения // Новости «Газпрома» • URL: <http://gazprom.ru/press/news/2011/april/article110991/> [2013-06-03].

Общая мощность трех крупных заводов по переработке природного газа в России — все они входят в структуру «Газпрома» — составляет 52,5 млрд м³/год, а объемы переработки газа в 2012 г. были немногим более 32 млрд м³, т.е. уровень загрузки мощностей российским газом равнялся 61% и снизился по сравнению с 2011 г. годом на 2 п.п.⁷³ Практически на полную производительность в настоящее время работает только Астраханский ГПЗ (около 12 млрд м³), а самый низкий показатель загрузки мощностей — у Оренбургского завода, который обеспечивается российским сырьем примерно на половину мощностей (19 млрд м³ и еще около 10 млрд м³ газа поступает на переработку по давальческой схеме из Казахстана с Карагандинского месторождения). Обеспечить полную загрузку мощностей крупнейшего в стране Оренбургского ГПЗ российским сырьем — за счет подачи «жирного» газа с месторождений Западной Сибири, — по-видимому невозможно, так как это не позволяет сделать сложившаяся конфигурация газотранспортной системы.

По данным Росстата, в настоящее время из природного газа при переработке извлекается 17% ресурсов этана, содержащегося в сырье, и порядка 50% — пропана и бутанов. За последние 10 лет глубина извлечения углеводородов С₂—С₄ изменилась весьма незначительно — выросла не более чес на 7 процентных пунктов (табл. ГАЗ-1). Между тем, современные низкотемпературные технологии переработки газа позволяют извлекать из сырья, как минимум, 70% этана и 90% более тяжелых углеводородов.

Таблица • ГАЗ-1

Извлечено полезных компонентов из природного газа, %

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Гелия	53,1	48,7	58,5	57,2	43,3	28,5	42,6	47,9	50,4	54,2	50,2	36,1
Серы	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,4	99,4	99,4	99,3	99,3	99,4
Этана	11,2	11,3	12,6	12,5	10,6	6,3	10,4	10,5	14,1	16,7	17,0	17,4
Пропана	43,2	43,8	44,3	47,7	43,9	51,2	52,5	51,4	49,4	49,6	50,7	50,7
Бутанов	47,7	46,5	52,4	50	77,3	56,4	57,3	57,4	55,8	57,8	56,2	55,6
Пентана и выше (стабильного конденсата)	93,5	94,2	95,1	94,4	95,3	96,4	95,4	96,7	95,8	96,3	94,8	95,5

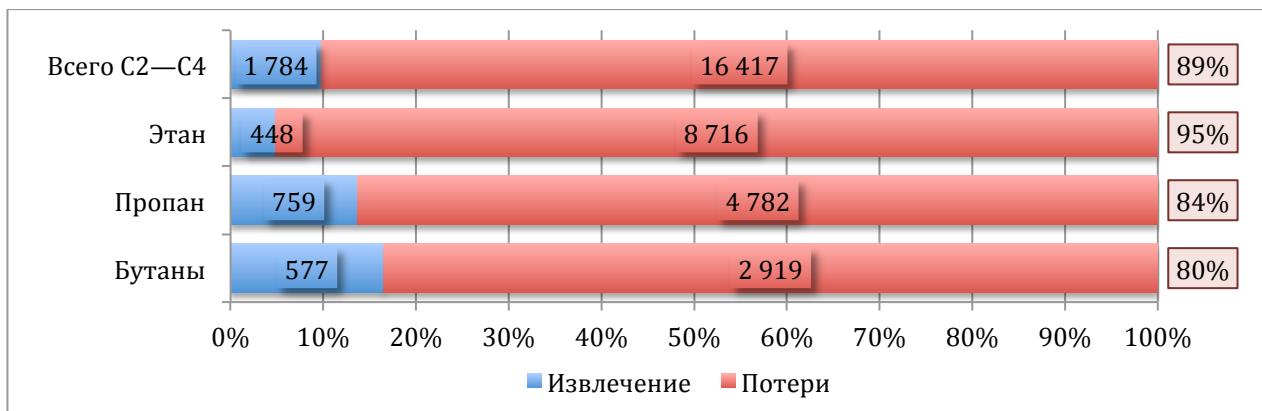
Данные Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>.

Последствия малых объемов и низкой глубины переработки природного газа не могут не печалить. МПР в своем ежегодном докладе о состоянии минерально-сырьевой базы называет цифры, согласно которым общий уровень извлечения химически ценных углеводородов, содержащихся в добываемом «жирном» газе, составляет 11%, в том числе, этана — 5% и пропан-бутанов — менее 20% (рис. ГАЗ-2). При этом счет идет на миллионы тонн: из 18,2 млн т углеводородного сырья мы используем именно как сырье только 1,8 млн т, а остальное (16,4 млн т) сжигается как топливо, если конечно, страны-импортеры российского газа не пользуются этим почти бесплатно получаемым сырьем для обеспечения своей химической промышленности.

⁷³ Справочник «Газпром в цифрах», 2008—2012 • URL: <http://www.gazprom.ru/investors/reports/2012/> [2013-06-02].

Рисунок • ГАЗ-2

Показатели извлечения при переработке и потерь углеводородов C₂—C₄, содержащихся в природном газе в 2010 г., тыс. т / %



Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ
• URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=75> [2013-06-02].

Возвращаясь к знаменитой менделеевской антитезе «нефть — ассигнации», следует, справедливости ради, отметить, что в конце XIX века технический уровень нефтепереработки был еще слишком низок. При перегонке тяжелой бакинской нефти выход «остатков» или того, что мы сейчас называем мазутом, достигал 70% и более. Это и вынуждало употреблять нефть по большей части как энергетическое топливо. В современной ситуации с использованием природного газа таких проблем нет. Не существует технических преград для того, чтобы перерабатывать весь добываемый «жириный» газа и извлекать из него все химически ценные компоненты. Пример развития газопереработки в США является наглядным тому подтверждением.

Следовательно, сам собой напрашивается вывод, что сложившееся в России положение с использованием сырьевого потенциала, который дает нам добыча природного газа, обусловлено отнюдь не техническими трудностями, а причинами совершенно иного свойства — институциональными и экономическими.

По-видимому, главной причиной, тянувшей за собой все остальные, является узость внутреннего рынка, т.е. крайне малый спрос на продукцию газопереработки внутри страны. Российская химическая промышленность, которая должна выступать в роли основного потребителя этана и сжиженных газов, сегодня едва-едва начинает выходить из состояния летаргического сна, в который она погрузилась в мрачные 1990-е годы. Свою лепту в незавидное положение отечественной химии, занимающей всего 2% мирового химического рынка, внес и финансово-экономический кризис 2008—2009 годов.⁷⁴

⁷⁴ Более подробно о проблемах развития российской химической промышленности см.: Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Российская химия: движение вперед или бег на месте? // ЭКО. — 2010. — № 7. — С. 55—76 • URL: <http://www.ecotrends.ru/archive/608-edition-07?layout=blog> [2013-06-03]. — № 8. — С. 44—65 • URL: <http://www.ecotrends.ru/archive/607-edition-08?layout=blog> [2013-06-03].

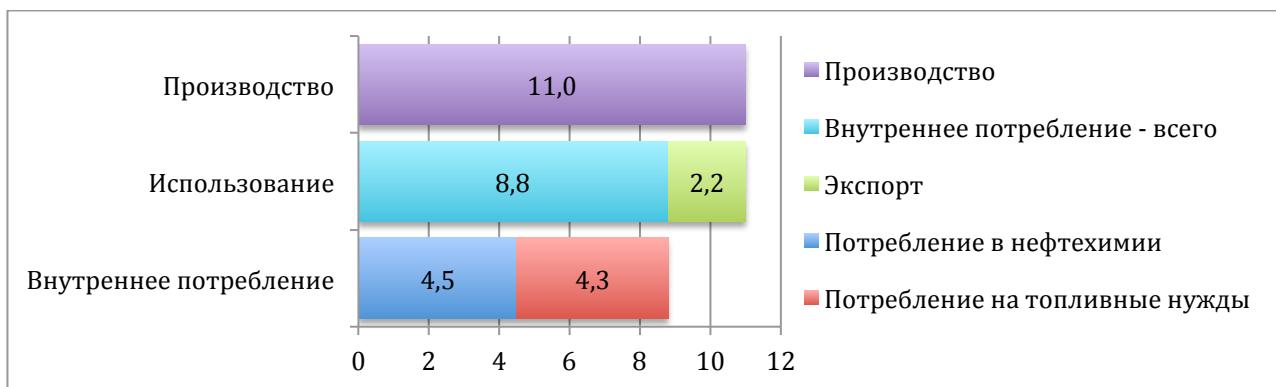
Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Управление процессом формирования ценности потока углеводородов (на примере перспектив использования газовых ресурсов Восточной Сибири) / отв. ред. В.В. Кулешов. — Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2011. — 359 с.

Топливное применение сжиженных газов (в промышленности и в коммунально-бытовом секторе, на автотранспорте) и экспорт заведомо не позволят полностью решить проблему рационального использования тех ресурсов «жирного» природного газа, а заодно и НПГ, которыми располагает наша страна. Главное видится именно в развитии химического направления, как это происходит во всех промышленно развитых странах мира.

В 2011 г. в общем объеме внутреннего российского потребления технических сжиженных газов — пропана и бутанов — более половины (4,5 млн т) приходилось на нефтехимический сектор, спрос со стороны которого вырос по сравнению с 2009 г. (3,8 млн т) почти на 20%⁷⁵. Использование на топливные цели за это время выросло весьма незначительно, но произошли существенные изменения в видовой структуре потребления: существенно увеличились объемы газомоторного топлива (с 0,6 до 3,6 млн т) и соответственно сократились объемы коммунально-бытового (рис. ГАЗ-3). Уменьшение потребления сжиженных газов в коммунально-бытовом секторе обусловлено нарастающими масштабами газификации населенных пунктов сетевым природным газом. Что же касается газомоторного топлива, то интерес к нему усиливается, поскольку баланс производства и потребления автобензина в стране с каждым годом становится все более напряженным. Растет спрос на газомоторное топливо, но одновременно, как отмечают рыночные аналитики, повышаются и цены, сближаясь с ценами на автобензин, а это делает альтернативное топливо менее привлекательным для потребителей.⁷⁶ Т.е. имеют место противоречивые процессы, что не позволяет рассматривать автотранспорт в качестве «палочки-выручалочки» при решении проблем по использованию растущего потенциала пропана и бутанов, содержащихся в природном и попутном газах.

Рисунок • ГАЗ-3

**Производство и использование сжиженных пропана и бутанов
в России в 2011 г., млн т**



Росстат / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>.

Потребление СУГ в РФ в 2011 г. вышло на докризисный уровень // Сообщество «Рупек». — Новости. — 6 дек. 2011 • URL: <http://www.rupec.ru/news/24066/> [2013-06-03].

Экспорт СУГ в 2011 г. // Новые химические технологии — Аналитический портал химической промышленности • URL: http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=8788 [2013-06-03].

⁷⁵ Решение проблем утилизации попутного нефтяного газа — составная часть концепции развития газопереработки и газохимии в РФ до 2030 года // Презентация доклада ОАО «Газпром промгаз» и ОАО «Стройтрансгаз» на III Международной конференции «Попутный нефтяной газ 2012» • URL: <http://apg.globotek.ru/product/doklad>.

⁷⁶ Потребление СУГ в РФ в 2011 г. вышло на докризисный уровень // Сообщество «Рупек». — Новости. — 6 дек. 2011 • URL: <http://www.rupec.ru/news/24066/> [2013-06-03].

Экспорт сжиженных газов играет балансирующую роль — за рубеж вывозятся избытки продукции, которые не находят спроса в России. Да и с точки зрения эффективности использования ресурсов углеводородного сырья, экспорт сжиженных газов нельзя назвать кардинальным выходом из положения, поскольку пропан и бутаны — это то же самое сырье, только, по сравнению с природным газом, немного более высокого передела. Как показывает таможенная статистика РФ, цены на вывозимые сжиженные газы в 1,8 раза выше, чем на природный газ, и в 1,7—2,6 раза выше, чем основные химические продукты, получаемые из сухого метанового газа; но несколько ниже, чем средние экспортные цены на нефть и нефтепродукты, и почти в 5 раза ниже уровня цен на синтетические каучуки (рис. ГАЗ-4).

В среднем же ценовая эффективность экспортта полимеров, которые вырабатываются из газообразного сырья (этана, пропана, бутанов), в 2—3 раза выше по сравнению с экспорттом сжиженных газов. Точнее, должна быть выше, поскольку в настоящее время мы эту полимерную продукцию в большей степени импортируем, чем экспорттируем. Так, в 2011 г. российский импорт самого распространенного вида пластмасс — полиэтилена — превысил 0,5 млн т и вырос на 31% по сравнению с 2010 г. Устойчивый рост импортных поставок полиэтилена продолжился и в 2012 г., объем которых за первые 6 месяцев достиг 331 тыс. т, что на 16% больше показателя за аналогичные период 2011 г. Цены на импортируемый полиэтилен в 1,7—2,2 раза выше, чем на вывозимые из России сжиженные газы.⁷⁷

Рисунок • ГАЗ-4

Средние экспортные цены на углеводородное сырье и химические товары, вывозимые из России в 2011 г., долл./т



Рассчитано по данным статистики внешней торговли ФТС России • URL: <http://www.customs.ru/>.

В газовой отрасли имеют место не только потери ценности сырьевой продукции, связанные с ее неквалифицированным использованием, но и физические потери ресурсов сырья в недрах. Речь идет о недоизвлечении из недр ресурсов и самого газа, и газового конденсата.

В России добыча природного газа по большей части ведется в режиме использования собственной энергии пластов, что позволяет извлекать лишь 70% разведанных запасов газа. Извлечение оставшейся части, или так называемого «низконапорного» газа требует

⁷⁷ По данным компании «Маркет Репорт» • URL: http://www.mrcplast.ru/news-news_open-202427.html [2013-06-03]; маркетингового агентства «Надежные люди» • URL: <http://www.nl-agency.com/en/novosti-stati/category-4.html> [2013-06-03].

применения более сложных технологий и значительных дополнительных затрат. Но если не пойти на эти меры, то в сеноманских залежах, содержащих «сухой» метановый газ, основных месторождений Западной Сибири (Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского и Заполярного) к концу эксплуатации в недрах останется около 1,5 трлн м³ высококачественного топлива. Другой серьезной проблемой является низкое извлечение газового конденсата. При разработке газоконденсатных залежей без поддержания пластового давления в недрах остается от 40 до 60% конденсата. В России при разработке газоконденсатных месторождений практически не применяется сайкллинг-процесс — обратная закачка части добываемого газа в пласт, позволяющая увеличить конденсатоотдачу на 10—35%.⁷⁸ А ведь газовый конденсат — прямой заменитель нефти, к тому же обладающий тем преимуществом в производстве моторных топлив, что содержит чуть ли не вдвое больше светлых фракций, чем «среднестатистическая» нефть.

Нужно отметить, что названные выше проблемы, связанные с недостаточной степенью извлечения из недр запасов газового сырья, лишь отчасти имеют сходство с проблемой низкой нефтеотдачи. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти с применением современных МУН представляет собой комплексную задачу, в которой наряду с организационно-экономическими аспектами большое место занимает создание техники и технологии добычи. Компрессорные же способы разработки газовых и газоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления известны уже довольно давно. Во всяком случае, тот же сайкллинг-процесс активно начал применяться в США и в Канаде еще 1940-х годах, т.е. задолго до открытия и освоения газоконденсатных месторождений Западной Сибири. А сам принцип газокомпрессорной добычи углеводородов (с закачкой в пласт сжатого воздуха — «эрлифт») был впервые опробован выдающимся русским ученым и инженером Владимиром Григорьевичем Шуховым еще в 1886 г. для подъема из недр тяжелой бакинской нефти.

Иными словами, вновь мы приходим к тому, что рассмотренные проблемы газовой отрасли — это в большей степени проблемы институционального и экономического порядка, нежели технические. Достаточно сказать, что лишь в 2011 г. были приняты поправки к Налоговому кодексу, узаконившие нулевую ставку НДПИ в отношении природного газа, закачиваемого в пласт при использовании сайкллинг-процесса. До этого закачиваемый газ облагался налогом наравне с товарной продукцией, причем обложение могло быть и двукратным и даже многократным — в случае рециркуляции газа, неоднократной закачки в пласт с последующим извлечением.

Проблемы, связанные с использованием ресурсов газового сырья, вполне определенным образом характеризуют общие тренды и тенденции развития НГС, а до некоторой степени — и всей российской экономики.

Во-первых, эти проблемы далеко не новы. Вопросы о необходимости глубокой химической переработки «жирного» природного газа, об эффективности применения методов поддержания пластового давления при разработке газоконденсатных залежей, о рациональных подходах к освоению ресурсов «низконапорного» газа российские ученые поднимали еще 30 лет назад.⁷⁹ И не просто «поднимали», но и предлагали вполне конкретные решения, обоснованные с применением аналитических и математических методов, — решения, которые в немалой степени сохранили свою актуальность до сегодняшнего дня.

⁷⁸ Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2010 году» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ
• URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1101> [2013-06-02].

⁷⁹ См., например, сборник трудов: Проблемы развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса / отв. ред. С.Н. Старовойтов. — Новосибирск: Наука, Сиб. отд., 1983.

Например, для квалифицированного использования «жирного газа» месторождений севера Западной Сибири еще в 1980-е годы предлагалась не смешивать его с «сухим», а подавать в отдельную «трубу» и на трассе газопровода — на юге Тюменской области, на Урале или даже в европейской части страны — построить газохимический комплекс, и возможно не один, что позволило бы вовлечь в глубокую химическую переработку миллионы тонн легкого углеводородного сырья и получать сотни тысяч тонн полимерной продукции. Сейчас эта нереализованная идея реанимируется в рамках долгосрочного «Плана развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года» (Плана-2030) при обсуждении вопроса о том, как обеспечить сырьем Волжский нефтехимический кластер, и выступает альтернативой проекту строительства продуктопровода Западная Сибирь — Поволжье для транспортировки смеси легких углеводородов из районов Среднего Приобья⁸⁰.

Во-вторых, практически все означенные выше проблемы рационального использования ресурсов углеводородного сырья не есть внутренние проблемы НГС, а в значительной мере являются межотраслевыми — существующими на стыках целого ряда отраслей российской экономики и отражающими множественные цепочки диспропорций. Спрашивается, зачем нужно по максимуму извлекать химически ценные компоненты из «жирного» газа, если общая емкость рынка углеводородного химического сырья слишком мала? А зачем нужно расширять емкость сырьевого рынка, если масштабы развития российской химической промышленности недостаточны для этого? Далее, как можно ускорить развитие и расширить мощности химической промышленности, если у нас слишком узкий спрос на полимерные материалы и другие химикаты, а конкурентоспособность экспорта весьма проблематична (тем более, что мы и дальше собираемся повышать внутренние цены на газ⁸¹)? И зачем нужно производить много полимеров, если нет достаточного спроса со стороны потребляющих отраслей — строительства, машиностроения, электротехнической промышленности, лесопереработки, сельского хозяйства и проч., выпускающих конечную продукцию? Развитие же сферы производственного потребления химикатов во многом сдерживается из-за низкого уровня жизни населения.

Так, в современной России в едва улучшенном виде сохранилась архаичная структура использования конструкционных материалов, унаследованная еще с советских времен. По потреблению полимерных материалов на душу населения мы кратко отстаем от европейских стран, Японии и, тем более, США.⁸² Одной из главных сфер применения переработанных полимеров — в виде труб и сантехнических изделий, различных конструкций (оконных, дверных и проч.), гидро- и теплоизоляционных материалов, поверхностных покрытий, лакокрасочных материалов и много другого — является строительство, включая ремонт зданий и сооружений. Но это в теории. На практике все определяются масштабами строительно-ремонтной деятельности, которые в немалой степени зависят от емкости и динамики развития рынка жилья и другой недвижимости. В России же, по сути дела, нет массового рынка качественного доступного жилья — и он не появится

⁸⁰ В 1980-х годах такой продуктопровод уже был построен и проработал более 5-ти лет. Но после катастрофической аварии, произошедшей в ночь с 3 на 4 июня 1989 г. и унесшей, по трагическому стечению обстоятельств, 575 человеческих жизней, эксплуатация продуктопровода была прекращена (Большая труба ценою в жизнь // The Chemical Journal. — 2011. — № 8 • URL: <http://www.tcj.ru/2011/8/> [2013-06-03]).

⁸¹ При выходе на мировой рынок массовых видов химической продукции мы реально сталкиваемся с конкуренцией отнюдь не со стороны Евросоюза, Японии или США, а прежде всего — со стороны нефтедобывающих стран Ближнего и Среднего Востока, располагающих не менее мощной, но более дешевой сырьевой базой, нежели Россия.

⁸² Ким С. Среднедушевое отставание // The Chemical Journal. — 2010. — № 3 • URL: <http://www.tcj.ru/2010/3/> [2013-06-03].

до тех пор, пока доходы населения не вырастут до европейского уровня либо государство не возьмется всерьез субсидировать жилищное строительство (но в это как-то слабо верится).

В-третьих, пути решения рассмотренных выше проблем следует искать не столько в технологической сфере, сколько в области хозяйственных отношений и институтов, определяющих макроэффективность нефтегазового сектора.

В 1980-е годы многие советские ученые-экономисты вполне справедливо полагали, что нерациональное использование ресурсов углеводородного сырья главным образом было связано с недостатками директивного планирования — его узкоотраслевым подходом и необоснованным плановым ценообразованием. Считалось, что расширение сферы действия товарно-денежных, рыночных отношений (по примеру, как тогда называли, капиталистических стран) позволит более объективно измерять ценность различных видов углеводородного сырья и послужит стимулом для сокращения потерь на основе развития глубокой переработки, в особенности сопутствующих продуктов нефтегазодобычи. Увы, эти идеи не находили поддержки и понимания у властей.

В 1990-е годы мы совершили стремительный переход к рынку, правда — не во всем последовательный и со многими оговорками (например, либерализация прав собственности и ценообразования в различных видах деятельности в НГС происходила несинхронно и зачастую нелогично). Но самое главное, что мы сделали, мы почти что напрочь отказались от государственного планирования экономики. При этом выяснилось, как мы можем наблюдать сегодня, что сам по себе переход к рыночным отношениям не только не решил многие из проблем, но и добавил новые. Стало понятным, что слабо и неадекватно регулируемый рынок оказывается ничем не лучше недостаточно обоснованного директивного планирования, или попросту говоря, «плохой рынок» ничем не лучше «плохого плана». Дело — не столько в типе институтов (рынок или план), сколько в их внутреннем содержании, в их качестве, в их взаимном соответствии и полноте.

Поэтому перед нами сегодня стоит двуединая задача: с одной стороны, нужно очень тщательно поработать над качеством и комплементарностью (взаимным соответствием) рыночных институтов (и судя по всему, это — процесс небыстрый, требующий длительного времени); с другой же стороны, необходимо всерьез, а не для проформы, реанимировать государственное планирование экономики — в обновленном качестве, с трезвым учетом нынешних реалий и прошлых ошибок. Планирование требуется прежде всего для решения сложных межотраслевых хозяйственных проблем, в особенности связанных с подъемом обрабатывающего сектора экономики — т.е. в тех случаях, когда «невидимая рука» рынка оказывается бессильной помочь. И это должно быть не подменой рынка, как такового, а его дополнением. Должно быть найдено, точнее говоря, целенаправленным образом выстроено правильное сочетание рыночных механизмов и механизмов государственного воздействия, а рамках последнего должны быть разумным образом сбалансированы регуляторные инструменты (различного рода) и инструменты планирования (от косвенного до директивного — при необходимости).

Если мы сможем выполнить эту задачу, то появится шанс решить проблемы рационального использования углеводородного сырья путем развития глубокой его переработки. А лучшее, более эффективное использование имеющихся или известных ресурсов является вполне состоятельной альтернативой приросту геологических запасов. Рациональное использование добываемого углеводородного сырья — такая же «оборотная сторона медали воспроизводства минерально-сырьевой базы», как и повышение нефтеотдачи.

«Инвестиционная диета»

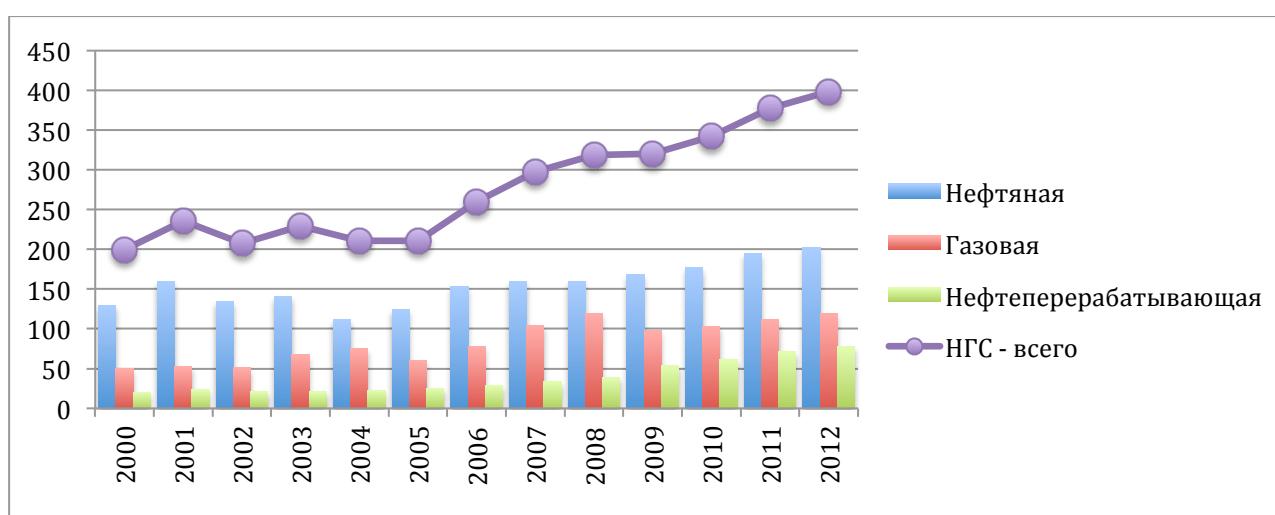
Производственные проблемы НГС в значительной степени вызваны низкой инвестиционной активностью. При этом, естественно, речь идет не об абсолютных масштабах инвестирования в добычу, транспортировку и переработку нефти и газа, которые уже в 2006 г. суммарно достигли примерно 1 трлн руб. (22% от всей величины инвестиций в основной капитал по РФ), а их несоответствии реальным условиям и задачам развития сектора. Любому специалисту известно, что естественные условия добычи нефти и газа в России постоянно ухудшаются. Разведанные запасы в основных добывающих регионах уже в значительной степени истощены, а дальнейшие планы роста добычи связаны главным образом с освоением новых перспективных провинций — Восточной Сибири, Дальнего Востока, Ямала, европейского севера, шельфа арктических и северных морей. Новые проекты, а равно и мероприятия по поддержанию добычи на действующих месторождениях требуют все возрастающих инвестиций. В 2005 г. Минпромэнерго РФ оценивало потребности НГС в инвестициях на предстоящие 5 лет (т.е. на период до 2010 г.) в 400—440 млрд долл., что в среднегодовом исчислении составляет 80—88 млрд долл. Если принять эти цифры за истину, получается, что в НГС в указанные годы имело место более чем двукратное недофинансирование инвестиций в развитие производства.

В номинальных ценах величина инвестиций в НГС уже в 2011 г. превысила 1,5 трлн руб. (14,5% от общей величины инвестиций в российскую экономику), а в ценах 2000 г. составила примерно 380 млрд руб. (рис. ИНВ-1). В 2000-е годы (2012 г. по отношению к 2000 г.) инвестиции в добычу и переработку нефти и газа выросли в сопоставимых ценах в 2 раза, что несколько медленнее общего роста инвестиций в основной капитал по Российской Федерации (в 2,6 раза), в том числе:

- в нефтедобывающей отрасли — в 1,6 раза;
- в газовой отрасли — 2,4 раза;
- в нефтеперерабатывающей промышленности — в 3,8 раза.

Рисунок • ИНВ-1

**Динамика инвестиций в российский НГС и его основные отрасли,
млрд руб. в сопоставимых ценах 2000 г.**



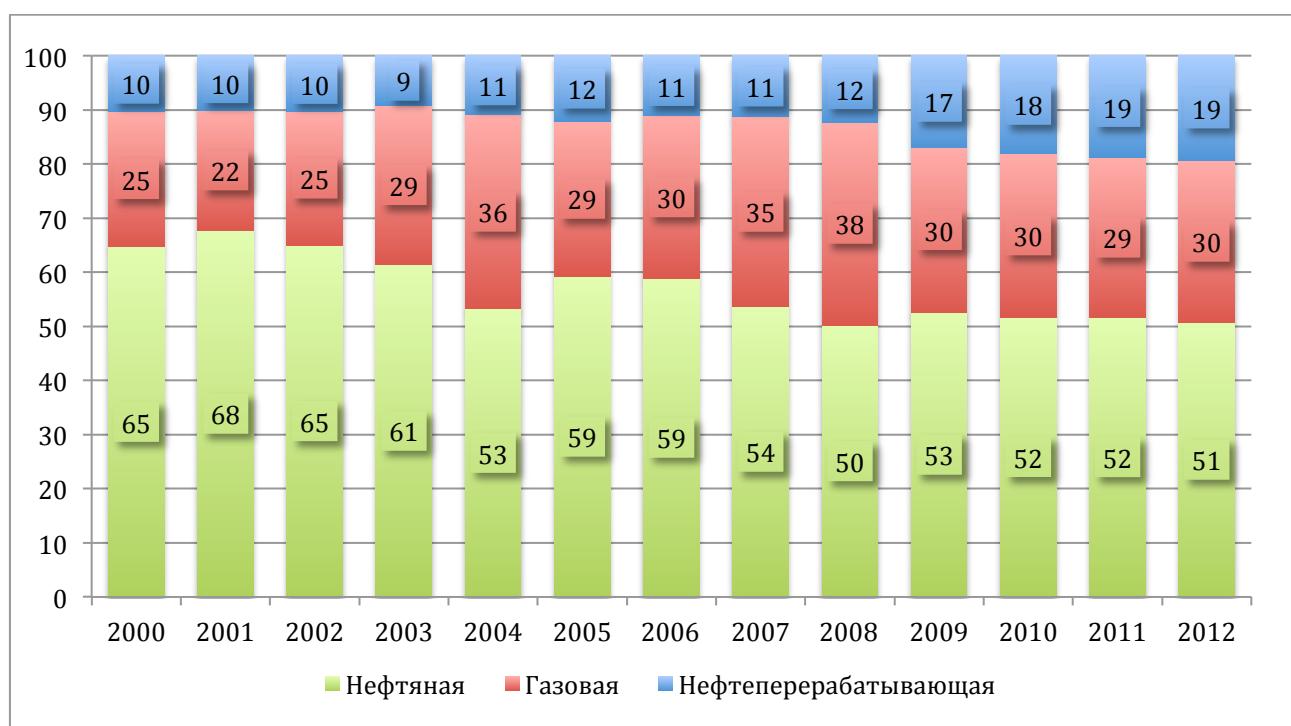
По данным Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>; статистических обзоров журнала «Нефтегазовая вертикаль» • URL: <http://www.ngv.ru>.

Относительно быстрый рост инвестиций в газовую промышленность и в нефтепереработку объясняется прежде всего низким «стартовым уровнем» — в 1990-х годах эти отрасли по целому ряду причин испытывали гораздо более сильный «инвестиционный голод», чем нефтедобыча. В 2000-х годах ситуация с финансированием инвестиций в целом улучшилась, но имела место неустойчивая динамика: в газовой отрасли всплеск инвестиционной активности пришелся на 2003—2008 гг., а в нефтепереработке — на период 2007—2011 гг.

В результате разноскоростной динамики роста отдельных сегментов, произошли заметные изменения в межотраслевой структуре инвестиций в НГС: удельный вес нефтедобывающей отрасли снизился с 65 до 51%, доля нефтепереработки почти удвоилась (с 10 до 19%), а доля газовой отрасли выросла с 25 до 30%. В 2009—2012 гг. внутренняя структура инвестиций в нефтегазовый сектор стабилизовалась и оставалась практически неизменной (рис. ИНВ-2).

Рисунок • ИНВ-2

Удельный вес основных отраслей НГС в общем объеме инвестиций, %



По данным Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>; статистических обзоров журнала «Нефтегазовая вертикаль» • URL: <http://www.ngv.ru>.

Обращает на себя внимание нестабильность показателей, характеризующих динамику инвестиционного процесса (табл. ИНВ-1). Устойчиво растут лишь объемы эксплуатационного бурения — это и понятно, ведь без новых скважин добыча нефти и газа не будет расти⁸³. Более или менее стабильны показатели ввода мощностей в магистральном нефте- и газопроводном транспорте — в основном за счет экспортных направлений («Восточная Сибирь — Тихий океан» / ВСТО и др.).

⁸³ При этом физические объемы работ в эксплуатационном бурении на нефть сейчас почти в 3 раза ниже, чем в 1990 г.

Таблица • ИНВ-1**Основные показатели инвестиционной деятельности в НГС**

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Инвестиции в основной капитал в добыче и переработке нефти и газа													
- млрд руб. в ценах соответствующих лет	205	275	284	319	408	450	634	858	1098	1115	1274	1561	1800
- в % к предыдущему году в сопоставимых ценах	155	118	88	111	92	97	124	116	108	98	107	110	107
Объемы работ и ввод объектов производственного назначения													
Эксплуатационное бурение на нефть, млн м	9,3	8,8	8,6	9,1	8,3	9,7	11,4	13,6	14,6	13,6	16,5	18,1	19,7
Глубокое разведочное бурение, тыс. м	1719	1847	1105	1080	925	1079	1211	1488	1432	901	1169	1235	1258
Скважины:													
- нефтяные, тыс. шт.	2,8	3,8	3,1	3,0	3,1	3,1	3,5	3,7	4,0	3,8	4,2	5,2	4,7
- газовые, шт.	115	245	79	206	230	160	250	180	213	69	167	81	312
Переработка нефти, млн т													
- первичная	0,3	6,5	3,1	6	0,4	0	2,4	1,9	0,1	2,8	6,8	8,8	10,1
- глубокая	0,30	0,50	3,00	—	3,52	2,80	—	—	—	2,00	н.д.	н.д.	
Переработка газа, млрд м ³	1,5	2,7	1,0	1,9	1,8	0,8	3,0	—	—	3,2	—	—	—
Магистральные нефтепроводы, км	752	1051	1232	1417	1350	526	606	479	1443	3137	1070	1225	2067
Нефтепродуктопроводы магистральные, км	8	—	—	—	29	53	167	148	97	81	153	1	7
Магистральные газопроводы и отводы от них, км	2039	1238	1539	1633	1488	2228	2157	1661	1927	1929	2013	983	3761
Газовые сети, тыс. км	20,3	21,0	17,3	18,8	17,9	16,8	13,9	17,3	19,9	17,4	14,1	н.д.	н.д.
Хранилища газа подземные, млрд м ³	5,34	0,06	0,9	32,3	5,5	1,58	0,2	0,04	—	—	—	1,3	1,5

Росстат / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>.ОАО «Газпром» • URL: <http://www.gazprom.ru/investors/reports/2012/> [2013-06-03].Статистические обзоры журнала «Нефтегазовая вертикаль» • URL: <http://www.ngv.ru>.

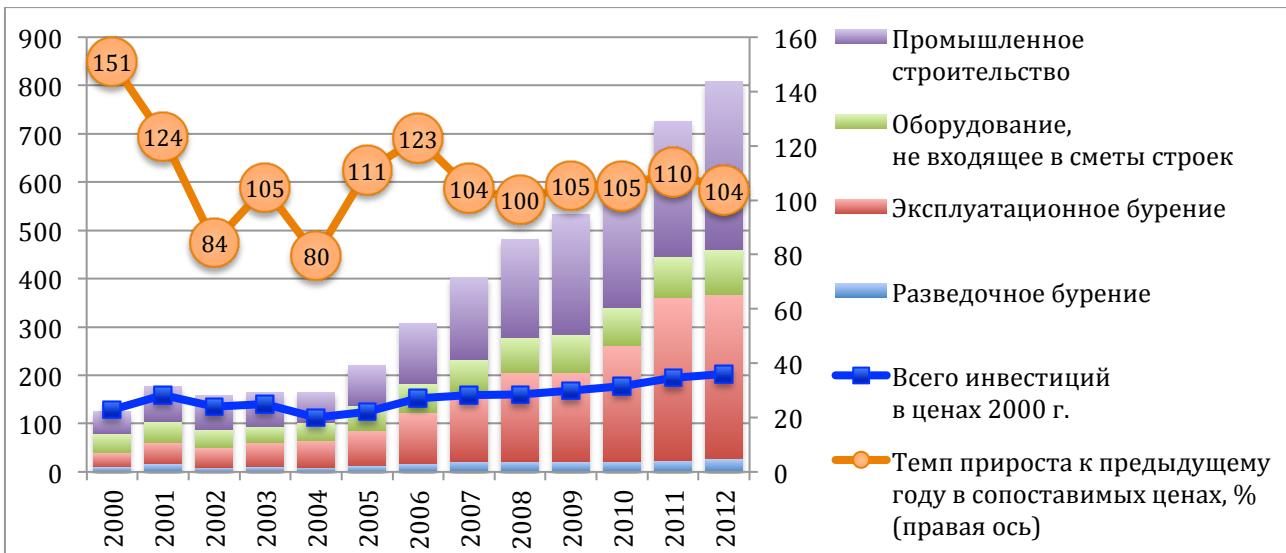
Волне естественно, что величина и динамика ввода производственных мощностей в значительной степени зависит от общей динамики и целевого распределения инвестиций.

Например, для динамики инвестиций в нефтедобывающую отрасль в самом начале 2000-х годов были характерны скачкообразные перепады в темпах прироста. Некоторая стабилизация годовых темпов прироста инвестиций на уровне, близком к 5%, наметилась лишь в 2007—2011 гг. (рис. ИНВ-3).

Если в целом по нефтедобывающей отрасли в 2000-х годах инвестиции увеличились в 1,5 раза, то вложения в эксплуатационное бурение выросли в 3 раза. А наименее щедро российские нефтяные компании тратились на геологоразведку, инвестиции в которую сократились в 1,7 раза (рис. ИНВ-4). Резкий скачок расходов на эксплуатационное бурение произошел в 2010—2011 гг., и при этом замедлился рост инвестиций в промышленное строительство. По сути, это означает, что в последние годы замедлись работы по обустройству новых месторождений и развитию инфраструктуры, т.е. по подготовке «тылов» будущей нефтедобычи.

Рисунок • ИНВ-3

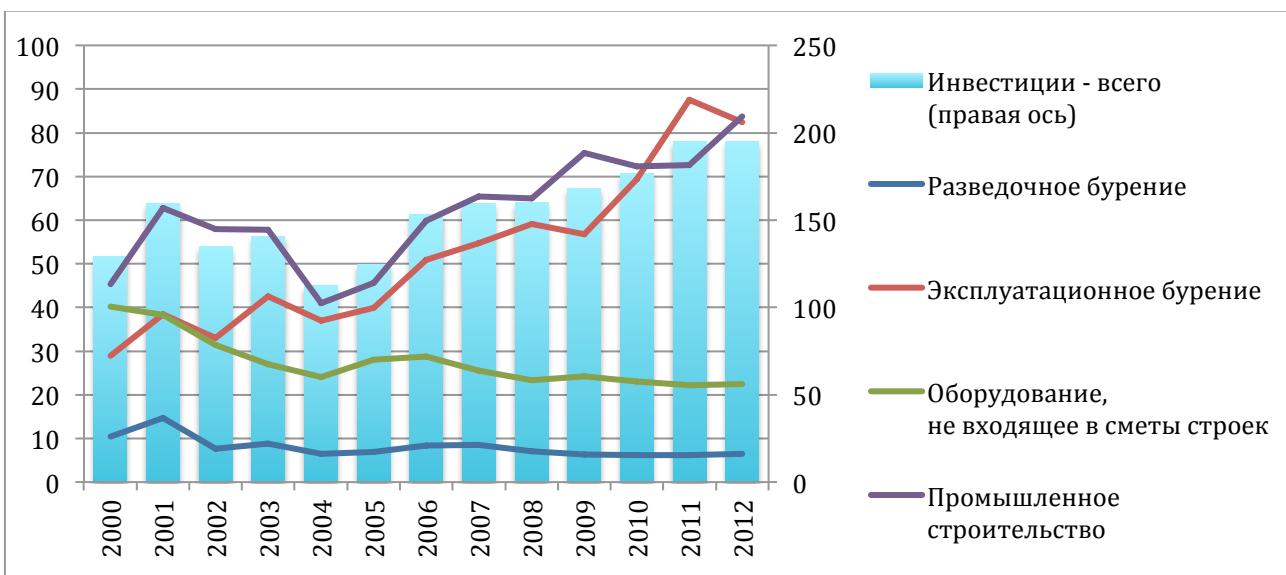
**Динамика инвестиций в нефтяной отрасли по направлениям затрат,
млрд руб. в сопоставимых ценах 2000 г.**



По данным Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>; статистических обзоров журнала «Нефтегазовая вертикаль» • URL: <http://www.ngv.ru>.

Рисунок • ИНВ-4

**Динамика инвестиций в нефтяной отрасли по направлениям затрат,
млрд руб. в сопоставимых ценах 2000 г.**



По данным статистических обзоров журнала «Нефтегазовая вертикаль» • URL: <http://www.ngv.ru>.

В геологоразведке же современные показатели объемов буровых работ не дотягивают даже до уровня 2000—2001 гг., не говоря уже о том, что они примерно в 4,5 раза ниже, чем в конце 1980-х — начале 1990-х. Указанному обстоятельству не приходится удивляться, поскольку затраты на нефтегазовую геологоразведку за счет всех источников финансирования в первой декаде 2000-х годов, по статистике, выросли всего на 14%

при номинальном 4-х кратном росте (с 39 млрд руб. в 2000 г. до 155 млрд руб. в 2010 г.)⁸⁴. Согласно данным ФА «Роснедра», затраты на нефтегазовую геологию в 2011 г. составили 176,9 млрд руб., а в прошлом году они сократились (даже в номинальном исчислении) до 170,8 млрд руб.⁸⁵

При этом существует точка зрения, что отмеченный рост номинальных затрат во многом может иметь «бухгалтерскую природу», поскольку компании-недропользователи в декларируемых затратах на геологоразведку учитывают расходы на приобретение лицензий (через аукционы) на новые месторождения и участки недр, а также платежи геологического характера, поступающие в федеральный бюджет, общая сумма которых составляет в настоящее время 2,4—2,6 млрд долл. в год. При сохранении сложившихся тенденций и пропорций роста затрат, включая расходы компаний на приобретение новых участков недр, суммарные ежегодные затраты на воспроизводство сырьевой базы углеводородов могут достигать 21,8—26,2 млрд долл. в ценах 2008 г., или около 5—6% от ожидаемой выручки против нынешних 1,5%⁸⁶. Иными словами, речь идет о том, что достигнутый к настоящему времени уровень инвестиций в геологоразведку (порядка 170 млрд руб.) составляет не более 1/3 от величины, которая требуется для обеспечения устойчивого развития нефте- и газодобычи.

Наряду с геологоразведкой к числу других «падчериц» в нефтегазовом секторе относятся переработка углеводородов и «неосновная» инфраструктура (ПХГ, продуктопроводы, газораспределительные сети и т.п.).

С вводом новых мощностей в переработке нефти и газа у нас «то густо, то пусто», а точнее говоря — то совсем негусто, то совсем пусто. В первичной переработке еще что-то более или менее прирастает. Например, в нефтяной отрасли — за счет строительства новых НПЗ малой и средней мощности, реконструкции и ввода единичных установок (главным образом — блоков вакуумной перегонки мазута) на действующих крупных заводах. Порадовал лишь 2010 г., когда было завершено строительство нового НПЗ в Татарстане (ОАО «ТАНЕКО») производительностью около 7 млн т по сырой нефти, но это первый новый завод подобного класса в России, построенный за последние 30 лет (в 1981 г. был запущен Ачинский НПЗ) — недаром журналисты «Эксперта» назвали это событие «подвигом».⁸⁷ В ноябре 2011 г. было выдано официальное разрешение на ввод НПЗ в эксплуатацию после проведения пуско-наладочных работ и комплексного опробования оборудования.⁸⁸

С глубокой переработкой, которая сегодня как раз и определяет качественные характеристики отрасли, дела обстоят гораздо хуже. Ежегодно вводится в эксплуатацию не более одного технологического комплекса, а в 2006—2009 гг. вообще не было вводов новых мощностей. При таких темпах строительства заявленная модернизация отечественной нефтепереработки может растянуться не многие десятилетия даже без всяких финансово-экономических кризисов.

⁸⁴ По данным Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicator/data.do>.

⁸⁵ ФА «Роснедра» / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicator/data.do>.

⁸⁶ Так полагает В.П. Орлов, на протяжении многих лет возглавлявший Комитет по природным ресурсам и охране окружающей среды Федерального Собрания РФ. — См.: Орлов В.П. Реалии и проблемы отечественной геологоразведки // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2008. — № 3.

⁸⁷ Лебедев В. Подвиг «Татнефти» // Эксперт. — 2010. — № 43 • URL: <http://expert.ru/expert/2010/43/> [2013-06-03].

⁸⁸ По данным ОАО «ТАНЕКО» • URL: <http://www.nnpz.ru/ru/news/company/index.php> [2013-06-03].

Весьма показателен пример модернизации Киришского НПЗ (КИНЕФ) — единственного перерабатывающего предприятия компании «Сургутнефтегаз». Еще до наступления кризиса сроки выполнения реконструкционных работ неоднократно сдвигались, несмотря на то, что у «Сургутнефтегаза» именно переработка представляет собой самое «узкое место». На веб-сайте компании можно найти следующую информацию о проекте модернизации Киришского НПЗ: «*В 2003 году начато строительство комплекса глубокой переработки нефти на базе гидрокрекинга мазута... С пуском этого комплекса глубина переработки нефти достигнет 75%. После завершения строительства гидрокрекинга будет реализован проект каталитического крекинга... Таким образом, к 2011 году глубина переработки нефти достигнет 92—95% и КИНЕФ станет обладать всем необходимым набором технологических процессов для высокоэффективного производства*».⁸⁹

На деле же сведения о «первом пусковом этапе комплекса глубокой переработки нефти» появились лишь в начале 2012 г. При этом говорится, что из выделенных на реализацию проекта 88 млрд руб. на данный момент освоено около 26 млрд.⁹⁰ По нынешним планам, строительство комплекса будет завершено к 2015 г., что позволит поднять глубину переработки нефти до 77%. Дальнейшее увеличение глубины переработки до 94—95% (т.е. с вводом в эксплуатацию установок каталитического крекинга) возможно после 2017 г.⁹¹ Но несмотря на черепашьи темпы модернизации и неоднократный перенос сроков реализации проекта, ООО «КИНЕФ» в 2010 г. стало лауреатом Всероссийской премии «Лидеры экономики России» в номинации «Лучшая компания России» и лауреатом конкурса «100 лучших предприятий и организаций России в области инноваций и научных разработок» с награждением дипломом и золотой медалью.⁹²

Слишком медленно «расшиваются узкие места» в нефтегазовой инфраструктуре. Данные, приведенные в табл. ИНВ-1, вполне наглядно свидетельствуют о том, что на протяжении всех 2000-х годов система нефтепродуктопроводов практически не развивалась (годовые приrostы протяженности менее 1%). Последнее крупное газохранилище было введено в эксплуатацию в 2003 г. Строительство газовых сетей идет по убывающей — при том, что уровень газификации населенных пунктов в России едва превосходит 63%, а в сельской местности — менее 47% (в 2005 г. — соответственно — 54 и 36%).⁹³

Однако красивые газпромовские цифры о повышении уровня газификации несколько тускнеют на фоне официальных статистических данных о благоустройстве жилья (табл. ИНВ-2) и состоянии основных фондов в отрасли по распределению газового топлива (табл. ИНВ-3). Оказывается, что процентный показатель газификации растет в основном за счет перевода сел с одного вида газообразного топлива на другой (с сжиженного газа — на сетевой) и сокращения числа населенных пунктов, имеющих городской статус. Количество квартир, газифицированных сетевым газом, за период 1995—2009 годов

⁸⁹ ОАО «Сургутнефтегаз». — Нефтепереработка: общие сведения

• URL: <http://www.surgutneftegas.ru/ru/oil/about/> [2013-06-03].

⁹⁰ По евростандарту. Киришский НПЗ запускает комплекс глубокой переработки // РГ-Бизнес. — 28 фев. 2012. — № 837 • URL: <http://www.rg.ru/2012/02/28/zavod.html> [2013-06-03].

⁹¹ «Сургутнефтегаз» готовится к Евро-5 // РБК daily. Ежедневная деловая газета. — 15 фев. 2012 • URL: <http://www.rbcdaily.ru/tek/562949982813955> [2013-06-03].

⁹² Лидеры экономики России • URL: <http://www.eleaders.ru/premiya/laureats/lkr/l2010/> [2013-06-03]; Годовой отчет ОАО «Сургутнефтегаз» за 2010 год

• URL: <http://www.surgutneftegas.ru/ru/investors/reports/annual/> [2013-06-03].

⁹³ По данным «Межрегионгаза» • URL: <http://www.mrg.ru/node/16> [2013-06-03].

сократилось на 800 тыс., а число сельских населенных пунктов, впервые получающих газ, приросло менее, чем на 2 тысячи.

Таблица • ИНВ-2

Показатели газификация населенных пунктов в Российской Федерации

Показатель	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009
Число населенных пунктов, газифицированных сетевым и сжиженным газом (на конец года):							
городов — всего	1577	1511	1516	1533	1168	1052	1062
в т.ч.: сетевым газом	645	677	667	686	592	613	635
сжиженным газом	932	834	849	847	576	439	427
поселков городского типа — всего	2487	1965	2078	2136	1496	1268	1351
в т.ч.: сетевым газом	774	771	778	795	677	699	786
сжиженным газом	1713	1194	1300	1341	819	569	565
сельских населенных пунктов — всего	95470	95955	106736	109465	100476	95445	97334
в т.ч.: сетевым газом	12319	19474	28376	31480	34055	35052	42414
сжиженным газом	83151	76481	78360	77985	66421	60393	54920
Число газифицированных квартир (с начала газификации; на конец года), млн	38,4	37,9	33,3	32,0	27,8	27,8	27,6
в т.ч.: сетевым газом	23,1	26,0	24,5	23,1	21,1	22,1	22,3
сжиженным газом	15,3	11,9	8,8	8,9	6,7	5,7	5,3
Одиночное протяжение уличной газовой сети (на конец года) — всего, тыс. км	202,5	311,2	410,2	427,3	397,5	406,3	439,0

По данным Росстата:

Статистические сборники «Жилищное хозяйство и бытовое обслуживание населения в России» за 2010 и 2002 гг. • URL: [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/\[2013-06-03\]](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/[2013-06-03]).

Таблица • ИНВ-3

Наличие и состояние основных фондов организаций по виду деятельности «Производство и распределение газообразного топлива»

Показатель	2005	2006	2007	2008	2009
Наличие основных фондов (на конец года; по полной учетной стоимости) — всего, млрд руб.	80,6	95,4	124,8	150,6	181,4
Степень износа основных фондов (на конец года), %	39,1	40,7	44,4	45,7	47,5
Коэффициент обновления (по полной учетной стоимости), %	8,6	9,1	8,8	8,2	8,6
Коэффициент выбытия (по полной учетной стоимости), %	1,0	0,5	0,5	0,9	0,8
Удельный вес полностью изношенных основных фондов, %	7,4	8,9	11,6	13,3	14,3

По данным Росстата:

Статистический сборник «Жилищное хозяйство и бытовое обслуживание населения в России — 2010» • URL: [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/\[2013-06-03\]](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/[2013-06-03]).

Темпы газификации снижаются. Если за пятилетку 1996—2000 гг. протяженность сетей выросла в 1,5 раза, в 2001—2005 гг. — на 32%, то в 2006—2009 гг. — всего на 7%. При замедляющемся строительстве газовых сетей стремительно растет степень износа основных фондов в системе газораспределения: за период времени с 2005 по 2009 г. — в общем на 8,4 процентных пункта (с 39,1 до 47,5%), а доля полностью изношенных фондов почти удвоилась (рост с 7,4 до 14,3%). Т.е. получается, что пока мы вводим в эксплуатацию новые сети, старые приходят в негодность — темп обновления основных фондов ниже 9% в год оказывается явно недостаточным для поддержания всей системы газификации в надлежащем состоянии.

Иными словами, при анализе инвестиционных процессов в российском НГС практически бесспорно выявляется тенденция к усилению экспортно-сырьевого уклона в развитии сектора, подчиненная краткосрочным и среднесрочным приоритетам в ущерб долгосрочным интересам и задачам повышения качества роста.

Технологии «с бородой» или «заграница нам поможет»?

Неудовлетворительная динамика инвестиционного процесса неразрывно связана с технологическими проблемами в развитии НГС. Наиболее остро указанные проблемы проявляются в сфере глубокой переработки углеводородов и при освоении новых сырьевых источников в регионах со сложными горно-геологическими и природно-климатическими условиями — в Восточной Сибири и на арктическом шельфе, — с которыми связываются основные надежды относительно наращивания добычи нефти и газа в будущем.

К великому сожалению, решение проблемы отставания в технологиях добычи и переработки углеводородов за счет собственных НИОКР — дело слишком трудное и долгое, а за счет импорта готовых технологических компонент — слишком затратное. Поэтому в сегменте «upstream» сегодня ставка делается на создание альянсов между российскими госкомпаниями («Роснефтью» и «Газпромом»), которые имеют эксклюзивные права доступа к названным выше источником сырья, и крупнейшими мировыми корпорациями (Exxon, ENI, Statoil, Total и др.). При этом подразумевается, что наряду с обменом долями в добывчих проектах отечественные компании получат от зарубежных партнеров доступ и к новым технологиям освоения ресурсов нефти и газа, которыми сейчас не располагают.

Что из этого на самом деле получится: взаимовыгодный альянс равноправных партнеров или мезальянс — неравный брак умудренного опытом «благородного иностранца» и «простой русской невесты» с богатым приданым, т.е. ресурсами нефти и газа в недрах, — покажет будущее.

Однако надежды на равноправное сотрудничество представляются в значительной степени иллюзорными. Чтобы получить реальный доступ к современным технологиям, нужно активно участвовать в их разработке (пусть даже в каком-то сравнительно узком видовом диапазоне) и занимать достойное место в глобальном процессе технологического развития (т.е. в рамках международного разделения труда в сфере НИОКР) или, по крайней мере, стремиться к этому. В формате же реализации совместных проектов мы, скорее всего, получим не доступ к новейшей технологической базе, которой располагают зарубежные партнеры, а всего лишь право пользования отдельными технологиями, необходимыми в соответствующих проектах, с поставкой «под ключ». Право пользования и «доступ к технологиям», о котором мы мечтаем, в данном случае — это далеко не одно и то же.

С точки зрения технологического развития, нас не должен вводить в заблуждение и тот факт, что при реализации совместных добывчих проектов российские производители нефтегазового оборудования получают хорошие заказы, в том числе, на новые для себя виды продукции. В качестве примера можно назвать постройку двух полупогружных буровых платформ ледового класса для Штокмана на Выборгском судостроительном заводе, о чем «Газпром» рапортовал чуть ли не как о прорыве в решении проблем технологического обеспечения шельфовых проектов. В действительности же российские судостроители построили лишь металлические основания платформ, которые впоследствии были отправлены «за семь морей» в Южную Корею на верфи Samsung Heavy Industries — зарубежного субподрядчика по проекту — для сооружения всей верхней (технологической) оснастки. А годом позже произошла обратная операция: готовые платформы из Кореи

доставили обратно в Россию. При общей стоимости платформ в 60 млрд руб. более половины составила импортная компонента.⁹⁴ Но главное — не в соотношении долей участия в стоимости подряда и не в том, кто является «титулодержателем». Существенно большее значение имеют такие вещи, как неравноценный технологический вклад сторон (с российской — тяжелые металлоконструкции, со стороны зарубежного партнера — сложное оборудование и аппаратура) и формат реализации проекта, который не позволяет отечественным производителям вплотную подойти к овладению передовыми технологиями и опытом.

На примере освоения Штокмановского месторождения нечто подобное можно наблюдать и в отношении технологии производства сжиженного природного газа (СПГ)⁹⁵. Один из зарубежных партнеров по проекту — французская Total — претендует на то, чтобы ее структуры стали генподрядчиком строительства всех трех очередей завода СПГ. При таком развитии событий представляется маловероятным, что Total раскроет нам все свои технологические секреты и ноу-хау в сфере производства СПГ. И кроме того, как полагают эксперты, Штокмановский проект в целом станет дороже примерно на 8—8,5 млрд долл. Сегодня освоение месторождения сдерживается из-за того, что между Правительством РФ и участниками консорциума еще окончательно не согласован вопрос о предоставлении налоговых льгот, равно как у проекта нет и «внятного бизнес-плана». Очевидно, что удорожание стоимости проекта вряд ли будет способствовать решению отмеченных проблем — во всяком случае, к выгоде для российской стороны.⁹⁶

В развитии перерабатывающего сегмента НГС технологическая помощь «заграницы» еще более весома. В настоящее время из полутора десятка основных процессов нефтепереработки в России есть только 5 аналогов с высокой конкурентоспособностью, включая первичную и вакуумную перегонку нефти, каталитический риформинг со стационарным катализатором (устаревший процесс), изомеризацию легких бензиновых фракций, деароматизацию бензинов, коксование остаточного сырья. По 7-ми процессам, среди которых все разновидности гидрокрекинга, каталитический крекинг остаточного сырья (мазута, гудрона), современные виды каталитического риформинга и алкилирования, глубокой гидроочистки смешанного сырья, в России нет собственных разработок, доведенных до промышленного уровня. По остальным процессам (глубокой гидроочистки прямогонального сырья, селективной гидроочистке бензинов крекинга, каталитическому крекингу вакуумного газойля) отечественные технологии характеризуются средней и низкой конкурентоспособностью по сравнению с зарубежными аналогами.⁹⁷

Неслучайно поэтому для модернизации действующих и строительства новых современных НПЗ российские компании вынуждены прибегать к массированному импорту технологий и оборудования (зачастую, это связанные вещи). Например, по заявлениюм руководства ООО «КИНЕФ», при строительстве комплекса глубокой переработки нефти

⁹⁴ Конструктор платформы // Коммерсантъ — Секрет фирмы. — 3 окт. 2011. — №10 • URL: <http://www.kommersant.ru/doc/1774064> [2013-06-03].
«Газпром» получил буровые платформы для Штокмана // Коммерсантъ — С-Петербург. — 17 авг. 2011. — №151 • URL: <http://www.kommersant.ru/doc/1753186> [2013-06-03].

⁹⁵ Первый в России завод СПГ был построен в 2009 г. на Сахалине компанией R.D. Shell в рамках проекта «Сахалин-2».

⁹⁶ По материалам информационно-аналитического агентства Oilcapital.ru • URL: <http://www.oilcapital.ru>.

⁹⁷ Отрасли требуется все больше оборудования. Основные направления и тенденции развития технологий и оборудования нефтепереработки в России и мире // Объединенное машиностроение. — 2010. — № 3 • URL: <http://www.promweekly.ru/om.php> [2013-06-03].

из-за отсутствия российских аналогов на 70% использовано импортное оборудование.⁹⁸ В проекте НПЗ «ТАНЕКО» ведущая роль также принадлежит иностранцам — лицензиарам технологий, производителям оборудования и катализаторов, инжиниринговым фирмам. Руководство проектом и консультирование осуществляют транснациональные корпорации американского происхождения Fluor и Foster Wheeler; среди основных лицензиаров — всемирно известные компании, такие как UOP, Foster Wheeler, Chevron Lummus Global, STRATCO-DuPont, Shell Global Solutions International, Haldor Topsoe, Axsens, Basell, Worley Parsons и др. Российские же компании, отвечающие за технологические решения, представлены весьма скромно — функции генпроектировщика выполняет ОАО «ВНИПИнефть».⁹⁹

Зарубежные участники проектов поставляют ключевые и наиболее дорогостоящие компоненты — лицензированные технологические процессы, катализаторные системы, контрольно-измерительные комплексы, АСУТП и др. Отечественные машиностроители в основном специализируются на поставках крупногабаритного металлоемкого оборудования — колонных аппаратов для ректификации, реакторов, теплообменного и сепарационного оборудования, — а также разнообразного оборудования, имеющего вспомогательное значение. К примеру, в 2009—2012 гг. ОАО «Ижорские заводы» изготовило для Нижегородского НПЗ (НК «ЛУКОЙЛ») два реактора массой около 800 т каждый, ЗАО «Энергомаш — Атоммаш» для НПЗ «ТАНЕКО» поставило колонное оборудование единичной массой до 380 т (длиной до 67 м, диаметром до 7,5 м), ОАО «Уралхиммаш» выиграло тендер на изготовление четырех реакторов гидроочистки (масса каждого — 170 т, высота — 17,6 м, диаметр — 3,6 м) для Саратовского НПЗ.¹⁰⁰ И это далеко не исчерпывающий список поставок крупногабаритного оборудования для нефтепереработки российскими машиностроительными заводами.

Надо полагать, что подобное разделение труда при реализации проектов нефтепереработки в России вполне устраивает зарубежные компании. Что касается нас самих, остается лишь признать: хорошо, что дела обстоят хотя бы так. Бывает и хуже.

⁹⁸ «Сургутнефтегаз» готовится к Евро-5 // РБК daily. Ежедневная деловая газета. — 15 фев. 2012
• URL: <http://www.rbcdaily.ru/tek/562949982813955> [2013-06-03].

⁹⁹ По данным ОАО «ТАНЕКО» • URL: <http://www.nnpz.ru/ru/project/> [2013-06-05].

¹⁰⁰ По материалам публикаций в журнале «Объединенное машиностроение» (2010. — №4
• URL: <http://www.promweekly.ru/om.php> [2013-06-03]) и Группы компаний «Спецтяжавтотранс»
• URL: <http://www.spectyazh.ru/projects.shtml> [2013-06-05].

Технический фундамент отрасли: разрушили то, что имели

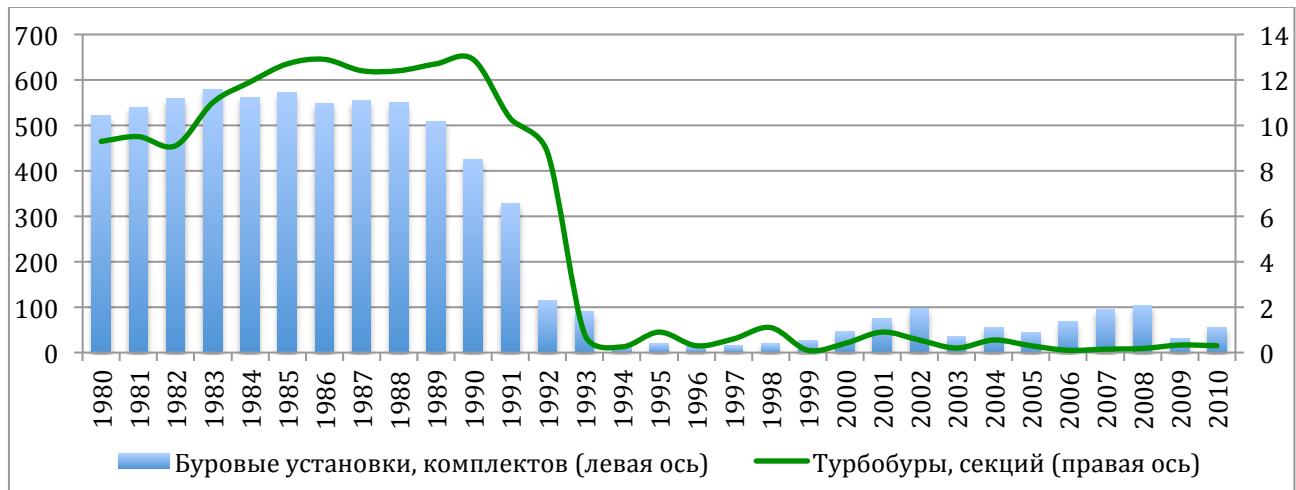
Технологическое отставание российского НГС (равно как и всей нашей экономики) от мирового уровня — далеко не новость, а застарелая хроническая болезнь, доставшаяся в наследство еще с советской поры. С этим можно жить. Гораздо более серьезную опасность представляет собой усиливающаяся зависимость от импорта базовых видов нефтегазового оборудования, с выпуском которого два-три десятилетия назад у нас не было никаких проблем.

Российские буровые устали

Современные объемы выпуска основного бурового оборудования на порядок (!) меньше чем в конце 1980-х годов: 55 комплектов установок для глубокого бурения на нефть и газ против 550 (рис. ТЕХ-1). И это не единичный пример — в период проведения радикальных рыночных реформ кратно сократилось производство многих видов нефтегазового оборудования. Если, в 1980 г. в России было произведено 150 тыс. т специальной нефтеаппаратуры, то в 1995 г. — всего 35,6 тыс. т, а в 2009 г. — 42,3 тыс. т.¹⁰¹

Рисунок • ТЕХ-1

Динамика производства бурового оборудования в России в 1980—2010 гг.



Объединенное машиностроение. — 2010. — № 1 • URL: <http://www.promweekly.ru/om.php> [2013-06-03].

Показательна судьба «Уралмаша», в советские годы бывшего флагманом отечественного тяжелого машиностроения и основным производителем буровых установок для нефтегазовой отрасли — более 80% нефти в СССР добывалось из скважин, пробуренных с использованием продукции завода.¹⁰² За 65-летнюю историю — с 1945 по 2009 г. —

¹⁰¹ По данным Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>.

¹⁰² Отраслевая столица Державы. Биография Екатеринбурга — биография его промышленности // Объединенное машиностроение. — 2010. — № 4 • URL: <http://www.promweekly.ru/om.php> [2013-06-03].

«Уралмаш» выпустил более 15 тыс. буровых установок разного класса, из них: 14434 — в 1945—1990 гг. (в среднем ежегодно по 320 комплектов), а за последующее двадцатилетие — всего 569 (среднегодовой выпуск — 29 установок). Был период времени, когда предприятие фактически приостановило выпуск комплектных буровых установок, и лишь в последние 5—7 лет началось восстановление производства.¹⁰³

То, что произошло с отечественным тяжелым (в том числе — нефтегазовым) машиностроением в 1990-е годы трудно назвать иначе как «развалом». Наша экономика фактически лишилась мощной отрасли промышленности, способной не только удовлетворять основные потребности в оборудовании российских нефтяников и газовиков, но и экспортовать значительные объемы продукции. Сегодня Россия вытеснена на периферию мирового нефтегазового машиностроения и занимает долю рынка в 4,3%, а хуже всего обстоят дела в сфере производства бурового оборудования, в которой наш вес составляет 2,6% (табл. TEX-1).

Сокращение производства машин и оборудования было отнюдь несоразмерным спаду в объемах работ, в добыче и в переработке нефти и газа. Например, объемы эксплуатационного и поисково-разведочного бурения в кризисные 1990-е годы снизились примерно в 5 раз, а выпуск бурового оборудования — более чем в 20 раз. Как следствие, возникли серьезные дисбалансы между потребностью в оборудовании и возможностями его производства отечественными машиностроительными предприятиями.

Таблица • TEX-1

Россия на мировом рынке нефтегазового оборудования, млрд долл.

	2008	2009	2010
Объем мирового рынка — всего	118,4	96,2	107,7
- Бурового оборудования	41,5	32,4	37,8
- Оборудования для нефтегазодобычи	42	35,2	36,9
- Оборудования для нефтепереработки	34,9	28,6	33,0
Объем российского рынка — всего	5,0	3,5	4,6
- Бурового оборудования	1,0	0,8	1,0
- Оборудования для нефтегазодобычи	2,4	1,0	1,9
- Оборудования для нефтепереработки	1,6	1,7	1,7
Доля России на мировом рынке, %	4,2	3,6	4,3
- Бурового оборудования	2,4	2,5	2,6
- Оборудования для нефтегазодобычи	5,7	2,7	5,2
- Оборудования для нефтепереработки	4,6	5,9	5,2

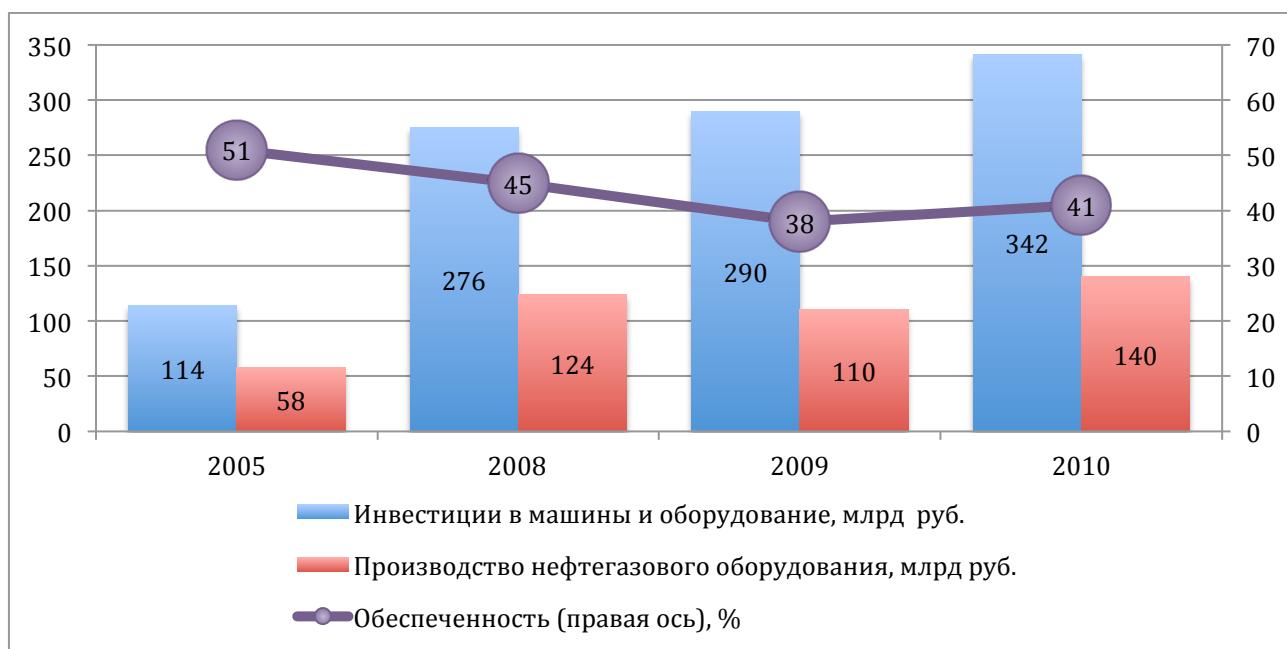
На новой волне развития. Основные тенденции мирового тяжелого машиностроения // Объединенное машиностроение. — 2010. — № 4 • URL: <http://www.promweekly.ru/om.php> [2013-06-03].

Если отвлечься от номенклатуры и качества машиностроительной продукции и принять в расчет только стоимостные показатели, выясняется, что в 2010 г. совокупный инвестиционный спрос на машины и оборудование со стороны НГС (включая добычу и переработку нефти и газа) был обеспечен собственным производством примерно на 40%. Причем по сравнению с 2005 г. такой общий уровень обеспеченности снизился на 10 процентных пунктов (рис. TEX-2).

¹⁰³ По данным МК «Уралмаш» • URL: <http://www.uralmash.ru/>.

Рисунок • TEX-2

Изменение общей обеспеченности инвестиционного спроса НГС на машины и оборудование в 2005—2010 гг.



Примечание: оценка автора на основе данных Росстата и журнала «Объединенное машиностроение» (2010, № 4 • URL: <http://www.promweekly.ru/om.php> [2013-06-03]).

В настоящее время напряженность баланса между спросом и предложением нефтегазового оборудования нарастает вследствие, с одной стороны, увеличения инвестиций и объемов работ в НГС, а с другой, по причине старения и износа наличного парка машин и оборудования в отрасли. С сегодняшнего технического состояния основных фондов в нефтегазодобыче можно охарактеризовать очень просто: **«российские буровые устали»**.

Так, почти 60% наличных буровых установок имеют возраст свыше 15 лет, а на долю самого возрастного оборудования (старше 20 лет) приходится 35% (рис. TEX-3). Несмотря на то, что в период с 2000 по 2010 г. российским буровым и сервисным компаниям было поставлено более 320 новых установок, удельный вес наиболее возрастной группы в структуре оборудования сегодня в несколько раз выше, чем в конце 1980-х. Из более 1000 имеющихся в стране буровых установок в 2010 г. эксплуатировалось порядка 760 (в 2009 г. — 670). Остальные простаивали в основном по причине неудовлетворительного технического состояния. Только для поддержания парка в работоспособном состоянии в ближайшие два—пять лет российским компаниям потребуется не менее 340 новых буровых установок.¹⁰⁴

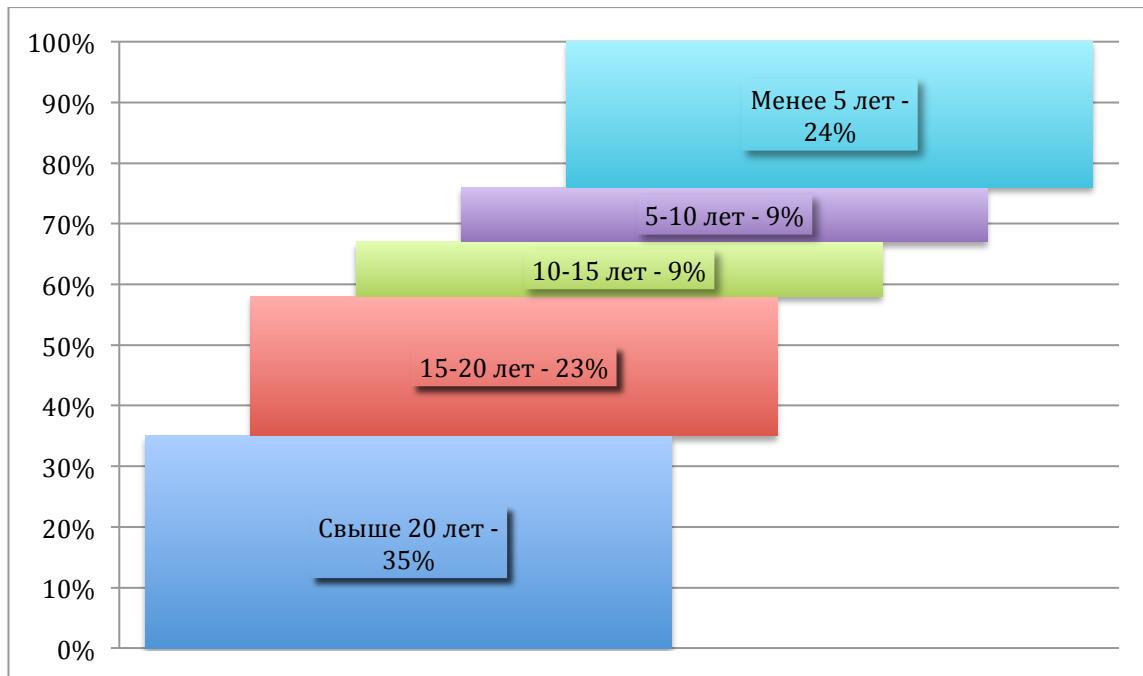
Предполагается, что в 2012 г. рынок нефтесервисного оборудования вырастет на 5%. При этом в ближайшие 5 лет наиболее высокий рост спроса — до 45% и более — придется на буровые установки.¹⁰⁵

¹⁰⁴ Российский рынок бурового оборудования в надежде на высокие цены // Нефтесервис. — 2011. — № 4 • URL: <http://www.indpg.ru/nefteservis/2011/04/> [2013-06-03].

¹⁰⁵ Лицом к рынку. Российские заводы во главе с «Уралмашем» наращивают производство буровых установок // Нефтесервис. — 2012. — №2 • URL: <http://www.indpg.ru/nefteservis/2012/02/> [2013-06-03].

Рисунок • TEX-3

Возрастная структура российского парка буровых установок в 2010 г.



Российский рынок бурового оборудования в надежде на высокие цены // Нефтесервис. — 2011. — № 4 • URL: <http://www.indpg.ru/nefteservis/2011/04/> [2013-06-03].

Если же учесть общие тенденции роста объемов эксплуатационного и поисково-разведочного бурения, то потребность НГС на среднесрочную перспективу (до 2020 г.) можно оценить примерно в 150—200 установок в год. Причем наиболее востребованными, исходя из условий освоения месторождений, будут буровые установки большой грузоподъемности от 200 до 400 т, выпуск которых российским заводами, по сути дела, еще только осваивается. По разным оценкам, «Уралмаш» сможет выпускать от 30 до 50—70 комплектов, располагаемый потенциал остальных производителей (Волгоградского и Кунгурского заводов и др.), по-видимому, гораздо скромней.¹⁰⁶

Китай «забуривается» в Россию

«Бреши» со стороны предложения активно закрываются путем импорта. К примеру, доля импорта в поставках бурового оборудования в последние годы достигает 70—80%, а главным зарубежным поставщиком для российских нефтегазовых компаний стал Китай, несмотря на то, что качество буровых установок из Поднебесной ничем не лучше, чем выпускаемых в России (рис. TEX-4).

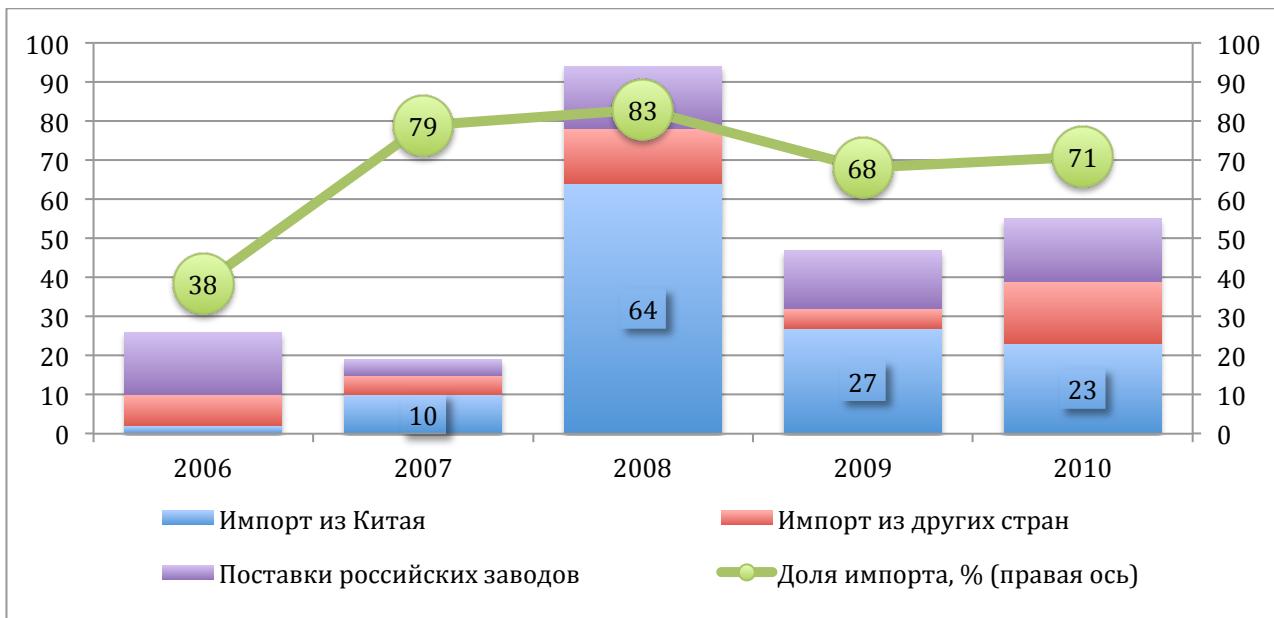
¹⁰⁶ Российским недрам — российские буровые // Нефтесервис. — 2011. — № 2 • URL: <http://www.indpg.ru/nefteservis/2011/02/45198.html> [2013-06-03].

Жук Е. Рост объемов бурения позволит стабилизировать цены на сервис и обновить парк установок // Oil & Gas Eurasia. — 2011. — № 2 • URL: <http://www.oilandgaseurasia.ru/> [2013-06-03].

Добрынин С. Буровой порыв ОМЗ // Профиль. — 2010. — № 1 • URL: http://www.profile.ru/items_29572 [2013-06-03].

Рынок бурового оборудования для нефтегазовой отрасли // Сфера НЕФТЕГАЗ. — 2011. — № 1 • URL: <http://www.s-ng.ru/magazin/0/publ.php?id=605> [2013-06-03].

Рисунок • ТЕХ-4
Импорт бурового оборудования в 2006—2010 гг., комплектов



Мировой рынок нефтегазового оборудования // Объединенное машиностроение. — 2010. — № 1
• URL: <http://www.promweekly.ru/om.php> [2013-06-03];

Российский рынок бурового оборудования в надежде на высокие цены // Нефтесервис. — 2011. — № 4 • URL: <http://www.indpg.ru/nefteservis/2011/04/> [2013-06-03].

В настоящее время отечественным производителям трудно соперничать и западными машиностроительными компаниями, поставляющими более качественную продукцию, и с китайским, выигрывающим за счет низких цен. Аналитики квалифицируют китайскую экспансию не иначе, как демпинг — цена буровой техники из Поднебесной в 1,6—2 раза ниже стоимости российских буровых установок. Это достигается путем массированной государственной поддержки (субсидированием экспорта и закупок материалов) и связанным кредитованием (выдачей кредитов китайскими банками под покупку оборудования). Так, в кризисном 2008 г. из КНР в Россию было импортировано более 60 буровых установок, а половину этих поставок обеспечил «ВТБ лизинг», заказавший сразу 30 установок под связанный кредит EXIM Bank of China. Иными словами, российские госструктуры вместо того, чтобы оказывать протекцию отечественным производителям, помогают китайским властям поддерживать свой экспорт в Россию.¹⁰⁷

Процессы, происходящие в сфере поставок нефтегазового оборудования, не представляют из себя какое-то исключение. Они целиком и полностью укладываются в общую тенденцию стремительного нарастания импорта машиностроительной продукции на фоне не слишком убедительного подъема отечественной отрасли. В 2000-х годах российский импорт машин, оборудования (без автотранспортных средств) и электротехнической продукции в номинальных долларах вырос без малого в 14 раз (с 9,7 до 133,2 млрд долл.), в сопоставимых ценах — почти в 9 раз. Объем выпуска машиностроительной продукции вырос всего в 2,1 раза. Статистика показывает, что сегодня

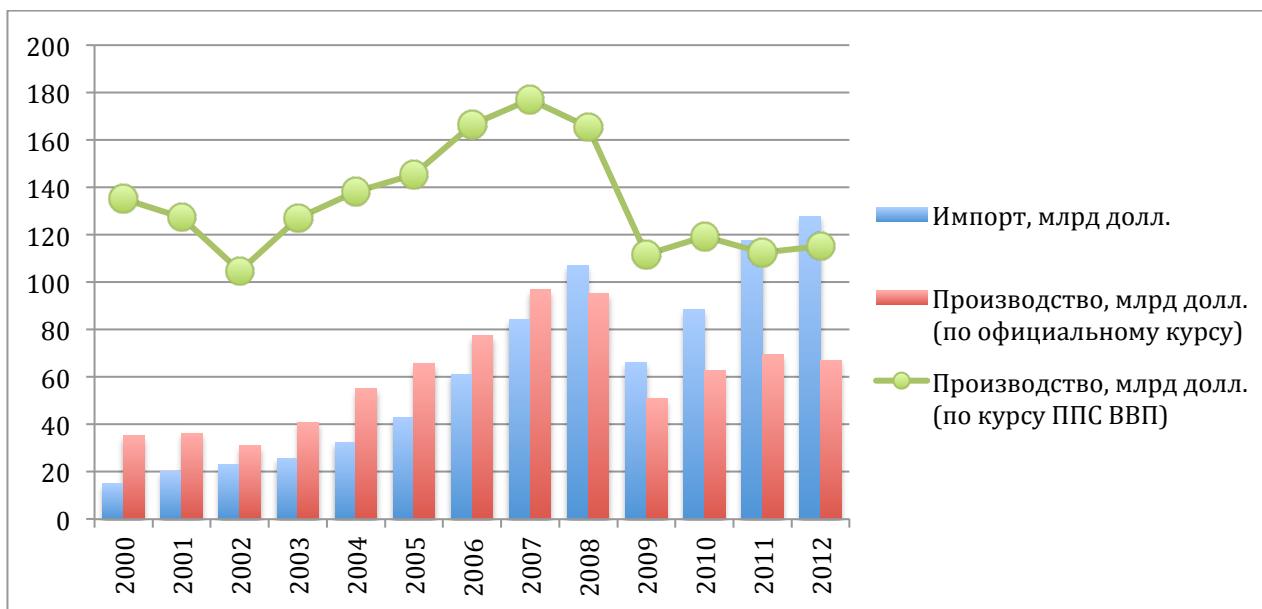
¹⁰⁷ Кондратьев С., Агибалов С. Демпинг торжествует. Почему российские нефтяники предпочитают китайскую буровую технику // Российская газета — Бизнес, 9 авг. 2011
• URL: <http://www.rg.ru/2011/08/09/dumping.html> [2013-06-03].

Российским недрам — российские буровые // Нефтесервис. — 2011. — № 2
• URL: <http://www.indpg.ru/nefteservis/2011/02/45198.html> [2013-06-03].

мы импортируем машин и оборудования больше, чем производим сами, — даже если сделать долларовую оценку выпуска по курсу валют на основе ППС (рис. ТЕХ-5).

Рисунок • ТЕХ-5

**Динамика производства и импорта продукции машиностроения
(без автотранспортных средств) в сопоставимых ценах 2010 г.**



По данным Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>; ФТС России • URL: <http://www.customs.ru/>; Всемирного Банка • URL: <http://data.worldbank.org/indicator>.

Да и то, что выпускает российское машиностроение, зачастую трудно назвать продукцией собственного производства в полном смысле слова. Например, как установлено Счетной палатой РФ, «в буровых установках отечественного производства импортное оборудование содержится практически во всех комплектующих, за исключением металлопродукции, и составляет до 45% стоимости всей буровой установки».¹⁰⁸ И это не исключение, а скорее — правило. И ладно бы речь шла об импортных комплектующих высокого качества, которые мы не умеем делать сами и которые используются для выпуска сложных видов оборудования, современных типов буровых установок. Уже упоминавшийся выше «ВТБ Лизинг» и китайская компания Honghua Holdings Ltd. подписали меморандум о сотрудничестве с «Уралвагонзаводом» по созданию совместного предприятия по сборке буровых установок. СП будет обладать эксклюзивным правом на производство, импорт и продажу в России бурового оборудования под маркой Honghua. Т.е. под «соусом» создания «производства в России», будет импортироваться заурядное китайское оборудование — только не целиком, а в разобранном виде.¹⁰⁹ Невольно возникает вопрос: а как же быть с отечественными разработками — того же «Уралмаша», например?

¹⁰⁸ Отчет о результатах экспертно-аналитического мероприятия «Оценка потребностей организаций, находящихся в юрисдикции Российской Федерации, в поставках техники и приобретении технологий и степени удовлетворения указанной потребности имеющимися объемами и качеством поставок техники и технологий» // Бюллетень Счетной палаты Российской Федерации. — 2011. — № 6 • URL: <http://www.ach.gov.ru/ru/bulletin/599/> [2013-06-03].

¹⁰⁹ По информации Союза производителей нефтегазового оборудования • URL: <http://www.derrick.ru>.

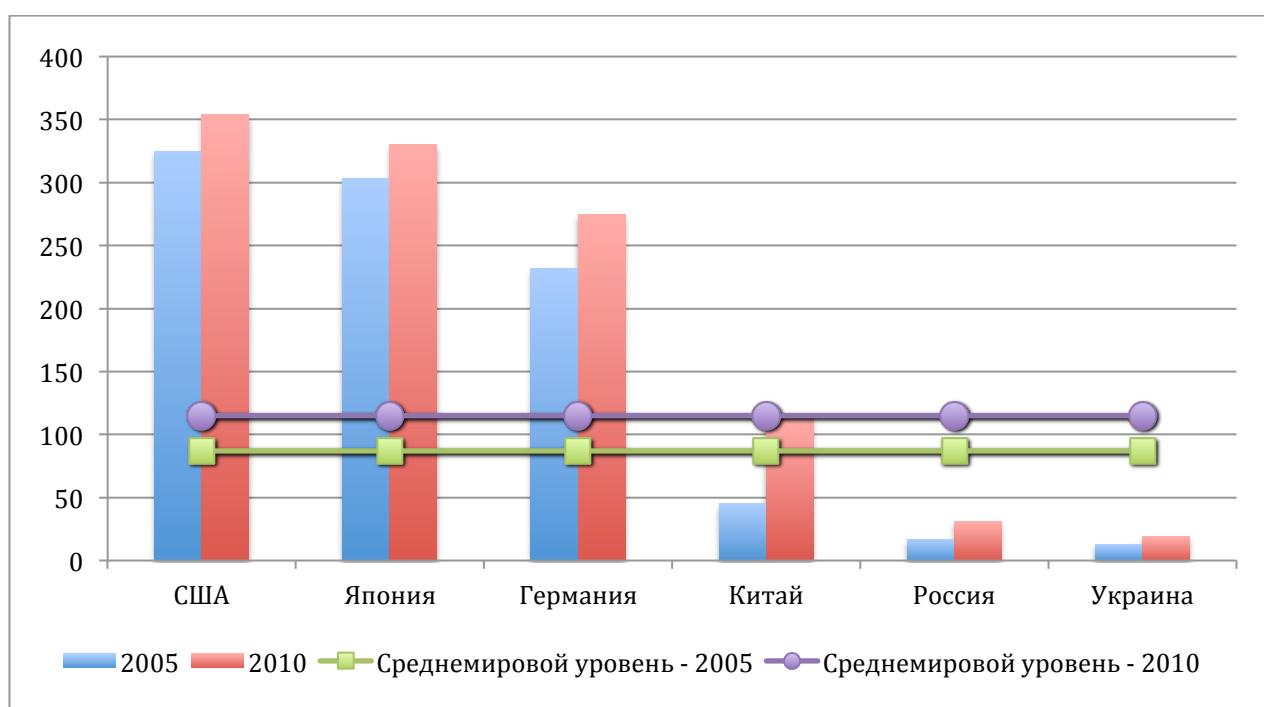
Модернизация против импорта. Государство и бизнес: «за» или «против» модернизации?

Российскому нефтегазовому машиностроению требуется не просто расширение производственных мощностей для увеличения выпуска продукции, но основательная, если не сказать больше, модернизация, имеющая целью повышение конкурентоспособности во всех ее аспектах.

Предприятия отрасли морально и физически устарели, и это негативным образом отражается не только на качестве продукции, но и на издержках производства.

Производительность труда в российском тяжелом машиностроении, к которому относятся и многие предприятия по выпуску нефтегазового оборудования, сегодня в 3,7 раза ниже среднемирового уровня и показателя нашего главного конкурента — Китая. От уровня лидеров — США и Японии — мы отстаем более, чем в 10 раз (рис. ТЕХ-6). При этом численность занятых в отрасли за 2000-е годы сократилась в 1,4 раза (с 243 тыс. чел. в 2000 г. до 175 — в 2010 г.), тогда как в китайском тяжелом машиностроении она выросла в 2,4 раза, достигнув поистине фантастической отметки в 1,9 млн человек.¹¹⁰ Только представьте, каков потенциал китайской промышленности, если работников занято в 10 раз больше и каждый из них производит почти в 4 раза больше, чем у нас!

Рисунок • ТЕХ-6
Производительность труда в тяжелом машиностроении,
тыс. долл./чел., в 2005—2010 гг.



Модернизация человеческого капитала // Объединенное машиностроение. — 2012. — № 1
• URL: <http://www.promweekly.ru/om.php> [2013-06-03].

¹¹⁰ Модернизация человеческого капитала // Объединенное машиностроение. — 2012. — № 1
• URL: <http://www.promweekly.ru/om.php> [2013-06-03].

И снова нужно подчеркнуть, что отмеченная ситуация не является уникальной, а лишь отражает общую картину, складывающуюся в машиностроении. Если верить статистике ООН, то производительность труда в российском машиностроении составляет 32 тыс. долл./чел. (данные за 2009 г.); для сравнения: в китайском — 98,2 тыс. долл.; итальянском и германском — 278—288; в американском — 366; в южнокорейском — 388 (в 2008 г.), в японском — 400 тыс. долл. (2007 г.). При этом каждый американский рабочий, занятый в производстве машин и оборудования для горнодобывающей промышленности и строительства, за год выпускает продукции на 457 тыс. долл. Это не просто намного больше, чем в других странах мира (в России — 24 тыс. долл.; в Корее — 46; в Японии — 66; в Китае — 112; в Италии — 222; в Германии — 315 тыс. долл.)¹¹¹, это отражает качественное лидерство США на рынке специального горнодобывающего оборудования.

Что же касается российского машиностроения, то естественным образом возникает вопрос, что требуется для проведения модернизации? Требуется реальная и тщательно продуманная (а не декларативная и спонтанная) поддержка государства и действительная заинтересованность потребителей, т.е. нефтегазовых и нефтекомпаний.

Государству следует уяснить, что поднять «лежащий» обрабатывающий сектор экономики, включая все отрасли и подотрасли машиностроения, в рамках чисто рыночных механизмов регулирования — «создания условий» и «посыла сигналов» — в современном мире попросту невозможно. Дальнейшие «игры в рынок», которыми наше государство занимается уже на протяжении двух десятков лет, могут оказаться губительными — зарубежные конкуренты нас просто задавят.

Российскому нефтегазовому машиностроению нужна **массированная и прагматичная государственная протекция**, нужен четкий осмысленный план действий по модернизации и развитию. Словом, нужно повнимательнее приглядеться к опыту нашего великого восточного соседа, а равно как и ряда других азиатских стран — Южной Кореи, Японии — и постараться из этого извлечь пользу для себя, не копируя напрямую чью-то модель и не пытаясь склеить фрагменты разных моделей. Нужно заимствовать и приживлять на нашей почве принципы построения успешных моделей экономического роста, а не сами эти модели.

Отечественный нефтегазовый бизнес сегодня, как и в прошлые годы, в основном привержен краткосрочным, сиюминутным выгодам в ущерб решению задач, связанных с построением фундамента для устойчивого долговременного развития и роста. Во всяком случае, если речь идет о частях этого фундамента, находящихся в России. Компании НГС, в том числе крупнейшие, не испытывают особого желания возиться с машиностроением и отраслевым сервисом, но полагаться только на то, что «спрос рождает предложение», весьма опрометчиво. И уж тем более недальновидной выглядит ставка на импорт оборудования, поскольку рано или поздно зарубежные поставщики начнут диктовать нам свои условия.

Впрочем, менталитет российского бизнеса, вероятно, одинаков независимо от сферы деятельности — будь то добыча нефти и газа или машиностроение. Это менталитет разборчивой невесты, жаждущей выйти замуж за генерала и забывающей простую истину: чтобы стать женой генерала, нужно выйти замуж за лейтенанта.¹¹² Стремление к получению быстрых выгод доминирует у всех, и все не прочь воспользоваться своим монопольным положением, если таковое имеет место, в ущерб конечным результатам. На самом же деле требуется совместная кропотливая работа и постоянное согласование интересов.

Иначе мы и дальше будем безнадежно проигрывать зарубежным конкурентам в темпах модернизации нефтегазового машиностроения. В частности, как мы собираемся

¹¹¹ Статистические ресурсы системы ООН / Undata • URL: <http://data.un.org/>.

¹¹² Вспоминается оскароносный фильм Владимира Меньшова «Москва слезам не верит».

противостоять китайской экспансии, если в настоящее время Китай инвестирует в машиностроение многоократно больше, чем Россия? Подавляющее превосходство Поднебесной имеет место и по абсолютным, и по относительным показателям инвестиционной активности в машиностроении, в том числе — в расчете на единицу выпускаемой продукции (табл. ТЕХ-2).

Таблица • ТЕХ-2

Показатели инвестиционной активности в машиностроении России и Китая

	Россия (2010 г.)	Китай (2009 г.)
Инвестиции в машиностроение, млрд долл.	2,04	110,9
- в том числе в специальное машиностроение	0,35	45,5
Доля в общем объеме инвестиций в основной капитал, %	0,75	3,9
- в том числе инвестиций в специальное машиностроение	0,11	1,6
Выпуск продукции машиностроения, млрд долл.	30,92	560,6
- в том числе в специального машиностроения	4,61	275,4
Инвестиции в расчете на единицу выпуска, долл./долл.	0,07	0,20
- в том числе в специальное	0,08	0,17

Примечания: 1) данные приведены без учета подотраслей по производству электрооборудования, электронного и оптического оборудования, транспортных средств и оборудования; 2) данные по специальному машиностроению для России включают только показатели производства оборудования для нефтегазовой промышленности.

Источники:

Данные Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>; Национального бюро статистики Китая • URL: <http://www.stats.gov.cn/english/statisticaldata/>; Статистических ресурсов системы ООН / Undata • URL: <http://data.un.org/>.

На новой волне развития. Основные тенденции мирового тяжелого машиностроения // Объединенное машиностроение. — 2010. — № 4 • URL: <http://www.promweekly.ru/om.php> [2013-06-03].

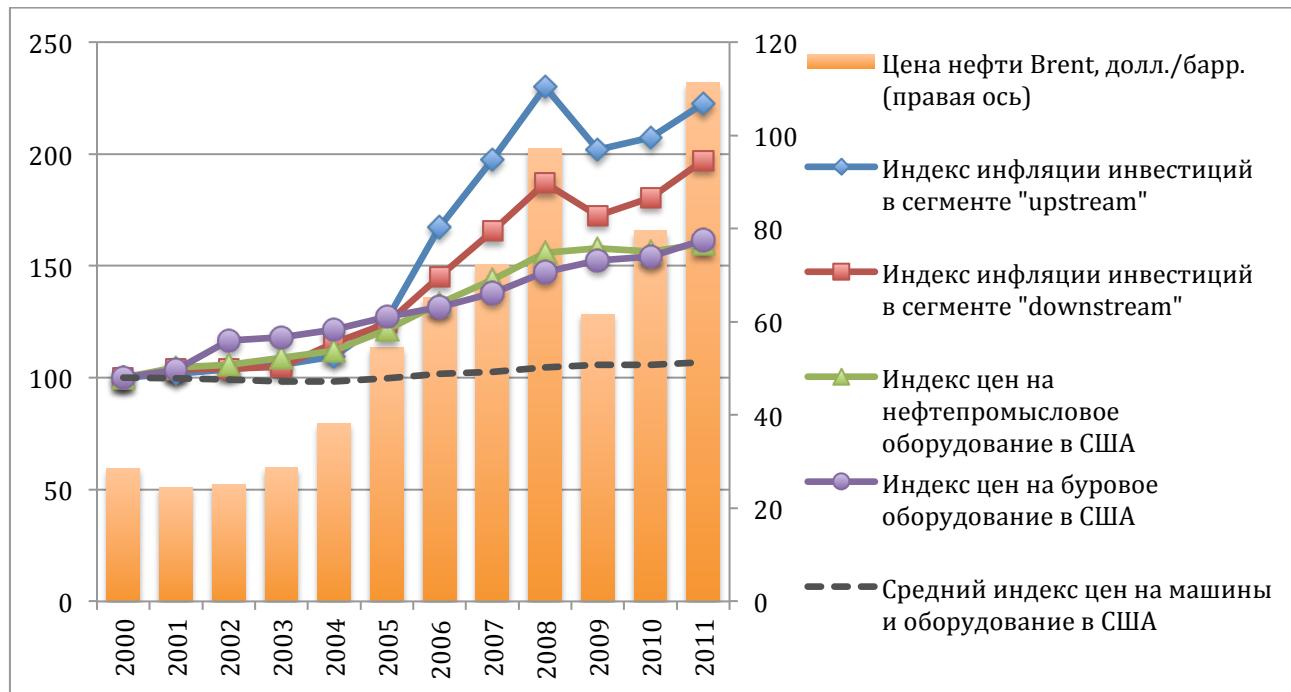
При этом, по меркам российского НГС, современные инвестиции в специализированное машиностроение, что « капля в море»: 11—15 млрд руб. против 1,3—1,6 трлн руб. капитальных вложений в добычу и переработку углеводородов (в 2010—2011 гг.). О каких мультипликативных эффектах, о каком преодолении сырьевого уклона и о какой модернизации экономики вообще может идти речь, если на один рубль инвестиций в НГС приходится всего одна копейка инвестиций в производство машин и оборудования?

Вернее, мультипликативные эффекты от добычи нефти и газа в России есть, но только не в отечественной экономике, а в китайской, американской и других стран. Мы щедро делимся эффектами с «заграницей» в том числе и по причине эскалации цен на импортируемое нефтегазовое оборудование, происходящей в условиях быстрого роста мировых цен на саму нефть и другие энергоносители, начиная с 2003 г. По данным IHS CERA, в 2000-х годах удорожание инвестиций в сегменте добычи углеводородов (upstream) составило 122%, а в сегменте переработки (downstream) — 97%. Эти цифры коррелируются с показателями индекса цен на нефтепромысловое и буровое оборудование, производимое

в США, составляющего 60% (при том, что за 11 лет американские цены на продукцию машиностроения в среднем выросли всего на 7%) — рис. ТЕХ-7.

Рисунок • ТЕХ-7

Индексы инфляции инвестиций в мировом НГС и цен на американское нефтегазовое оборудование в 2000—2011 гг., % (2000 г. = 100)



Costs of Building and Operating Upstream Oil and Gas Facilities Continue to Rise // IHS CERA — 2.07.2012; Refinery and Petrochemical Construction Costs Reach New High Rise // IHS CERA — 3.06.2011 • URL: <http://www.ihs.com/products/energy-capital-costs-analysis/index.aspx> [2013-06-03].

Информ. сервер *Economagic.com: Economic Time Series Page* • URL: <http://www.economagic.com/report/>.

Иными словами, чем дороже нефть и чем выше потенциальные выгоды от ее добычи и переработки, тем — при прочих равных условиях — дороже стоит и новое оборудование, производимое для нефтегазовой промышленности. А в равной степени повышается и ценность (цена) работ, выполняемых при сооружении добывающих и перерабатывающих объектов. В результате же мы несем двойные потери: во-первых, вследствие роста издержек в НГС (за счет импорта постоянно дорожающего оборудования); а во-вторых, по причине упущеной выгоды в отечественном машиностроении из-за дефицита и низкого качества производственных мощностей.

А запасы-то — «липовые»?

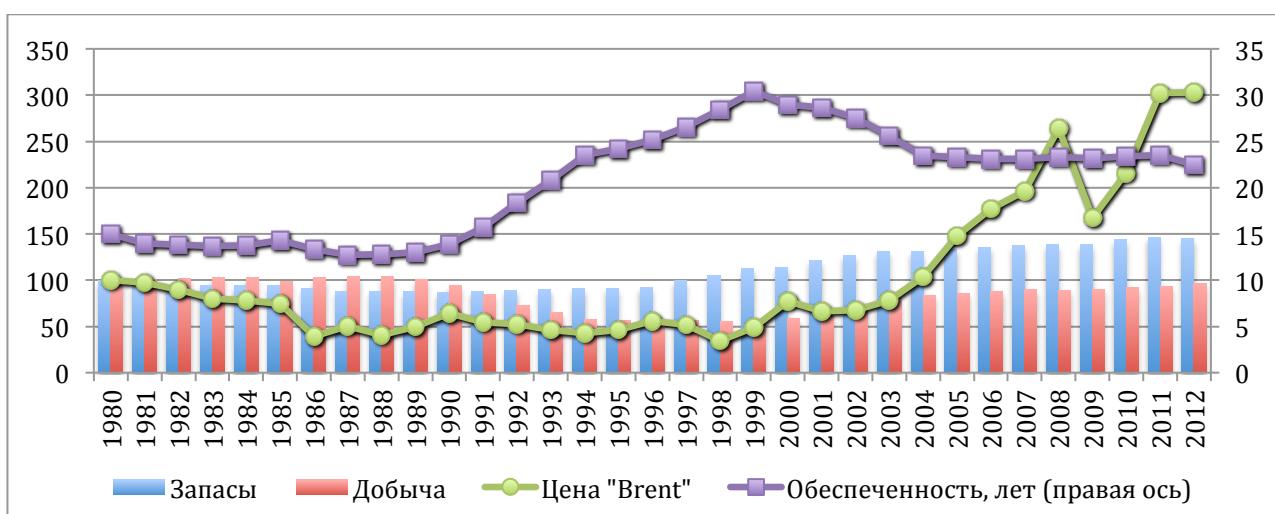
Технологическая уязвимость отечественного НГС на протяжении длительного времени компенсировалась благоприятными свойствами ресурсно-сырьевой базы. Наличие довольно большого числа крупных и высокопродуктивных месторождений позволяло добывать углеводороды с приемлемым уровнем издержек даже при использовании относительно простых и несовершенных технологий. Однако в последние годы действие природного компенсирующего фактора значительно ослабло вследствие истощения сырьевой базы и, как следствие, ухудшения качества ресурсов и запасов нефти и газа. Собственно говоря, несовершенство массово применяемых технологий и проявляется в таких условиях, когда ухудшается качество сырьевой базы.

Разведанные запасы нефти подвергаются уценке

В первые годы нынешнего столетия на фоне быстрого роста добычи нефти в России заметно снизился показатель обеспеченности текущей добычи достоверными (по международным стандартам) запасами — с 30,4 до 22,5 лет, — что для нас является отнюдь не обнадеживающим признаком. Благодаря тому, что в минувшие несколько лет объемы подготовки геологических запасов с лихвой компенсировали выбытие в процессе добычи, уровень обеспеченности зафиксировался почти неизменным. Вместе с тем нельзя не видеть, что современный уровень обеспеченности добычи запасами зависит не только и не столько от геологических факторов, сколько от цен на нефть (рис. ЗАП-1).

Рисунок • ЗАП-1

Динамика основных факторов, определяющих уровень обеспеченности добычи нефти в России достоверными запасами в 1980—2012 гг., % (1980 г. = 100)



Источник: BP Statistical Review of World Energy – 2013 • URL: <http://www.bp.com>.

Несложный статистический анализ на примере ретроспективных рядов для периода 1980—1990 годов, характеризующихся относительно стабильной динамикой добычи, выявляет почти одинаковую корреляцию обеспеченности текущей добычи запасами и с ценами на нефть (0,81), и с величиной геологических запасов (0,83). Если бы сегодня

мировая цена нефти находилась на отметке 25 долл./барр. (как в среднем в 1980-е годы), то при прочих равных условиях мы бы имели обеспеченность добычи запасами порядка 11—12 лет, т.е. почти вдвое ниже фактической для периода 2005—2012 гг. Следует оговориться, что равенство условий соблюсти практически невозможно, и при гипотетической цене в 25 долл./барр. вероятные объемы годовой добычи нефти в лучшем случае могли бы составить не более 400 млн т, что привело бы к повышению уровня обеспеченности до 14—15 лет, или как в 1980-х годах. С той лишь разницей, что сегодня у нас уже нет новых «самотловов» и «лянторов», а старые уже основательно «выдохлись».

Для адекватной оценки состояния ресурсно-сырьевой базы определенную проблему представляет несовершенство действующей в России классификации запасов, которая в основном ориентируется на технико-геологические признаки и не учитывает экономические факторы. В результате появляется характерная двойственность представлений о расположаемых запасах нефти и газа: с одной стороны, в соответствии с российскими стандартами (в терминах промышленных запасов), а с другой стороны — с международными (в терминах достоверных запасов).

При этом выясняется, что по состоянию на начало 2010 г. более половины промышленных запасов, находящихся на балансе основных российских производителей нефти, не подтверждаются международным аудитом (табл. ЗАП-1). Т.е. это фактически «липовые» запасы, нерентабельные для освоения при ценах на нефть в 80 долл./барр. Знание об этих запасах ничего нам не дает для наращивания объемов добычи. Среди крупнейших российских компаний только у одной — «Татнефти» — международный аудит прирастил наличные «категорийные» запасы почти на 5%. У «Газпром нефти» и «Башнефти» произошла небольшая «уценка», соответственно, на 14 и 17%. Наибольшая доля «неликвидных» запасов — у ТНК-ВР (71%) и «Роснефти» (66%).

Таблица • ЗАП-1

**Сравнение величины запасов нефти в России по состоянию на 01.01.2010 г.
согласно международным и российским стандартам**

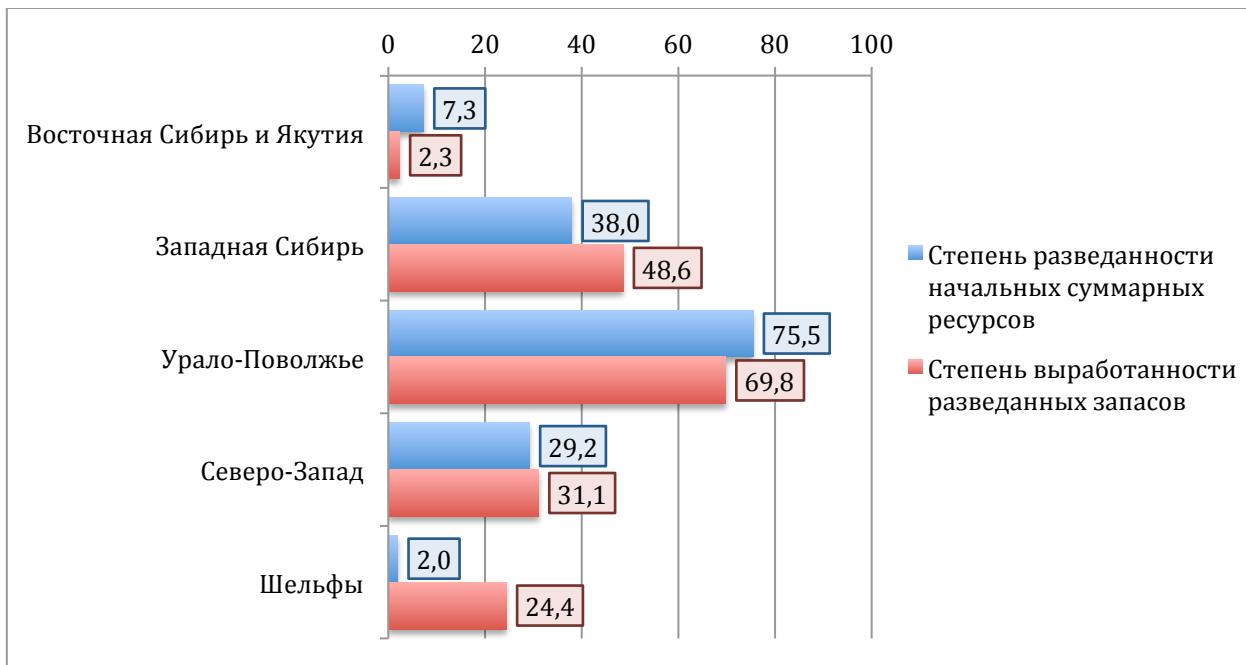
	Международный аудит запасов, млрд т	Запасы категорий ABC ₁ +C ₂ , млрд т	«Списание» запасов по аудиту, %
Мир, всего	181,7		
Россия, всего	10,2	22,0	53,8
в т.ч. по крупнейшим нефтяным компаниям:			
Роснефть	1,9	5,7	66,4
ЛУКОЙЛ	1,9	3,8	51,0
ТНК-ВР	1,2	4,1	71,4
Газпром нефть	1,0	1,1	14,4
Сургутнефтегаз	0,9	1,6	42,9
Татнефть	0,9	0,8	-4,9
Славнефть	0,4	1,2	65,5
Башнефть	0,3	0,4	17,1
РуссНефть	0,2	0,5	66,0
Итого по ВИНК	8,5	19,1	55,4

Минэнерго РФ — Доклад министра по вопросу Генеральной схемы развития нефтяной отрасли на период до 2020 года, 28.10.2010 • URL: <http://minenergo.gov.ru/press/doklady/5548.html> [2013-06-01].

На основании сравнения, приведенного в табл. ЗАП-1, можно в целом сделать вывод, что наиболее адекватны международным стандартам запасы компаний, работающих преимущественно в регионах с высокой геологической изученностью (пример «Татнефти» и «Башнефти» в Урало-Поволжье). Но эти же регионы характеризуются и наибольшей степенью исчерпания ресурсов и запасов нефти (рис. ЗАП-2).

Рисунок • ЗАП-2

Степень разведенности начальных ресурсов и степень выработанности разведанных запасов нефти в основных нефтегазовых регионах России, по состоянию на 1.01.2011 г., %



Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ
• URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=75> [2013-06-02].

Только треть из всех запасов на территории России относятся к активным запасам. Остальная часть является трудноизвлекаемой, то есть расположена в низкопроницаемых коллекторах, пластах малой толщины, высоковязкой и т.д. Около 17% всех разведенных запасов приходится на тяжелую нефть. Тенденция ухудшения структуры разведенных запасов наблюдается давно. Трудноизвлекаемая нефть практически не добывается, компании отбирают преимущественно легкую нефть из-за более высокой рентабельности.

Проблемные приоритеты

В настоящее время приоритетными для освоения являются восточные регионы страны (Восточная Сибирь, Якутия), а также шельфы арктических и дальневосточных морей — нефтегазоносные бассейны с наиболее низкой степенью геологической изученности и выработанности разведенных запасов. Вектор развития российской нефтяной промышленности смещается на северо-восток, который в среднесрочной и долгосрочной перспективе должен дать основной прирост добычи. И для этого есть потенциальные возможности, поскольку на долю приоритетных регионов приходится в общей сложности почти треть прогнозных и перспективных ресурсов российской нефти (табл. ЗАП-2).

Таблица • ЗАП-2

Распределение прогнозных и перспективных ресурсов нефти по основным нефтегазовым регионам России, по состоянию на 1.01.2011 г., %

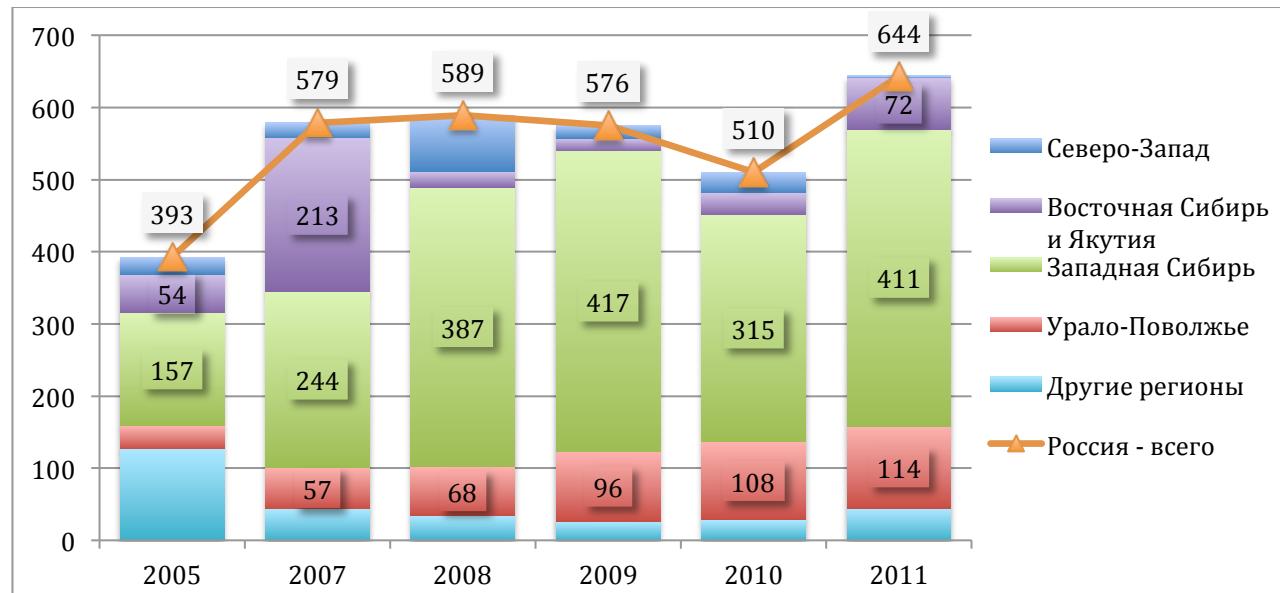
	Ресурсы нефти		
	Прогнозные (D)	Перспективные (C ₃)	Всего
Восточная Сибирь и Якутия	18,4	14,3	17,5
Западная Сибирь	53,8	47,1	52,3
Урало-Поволжье	3,3	11,3	5,0
Северо-Запад	6,1	12,8	7,6
Шельфы	15,7	3,8	13,1
Прочие	2,8	10,7	4,6

Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ
• URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=75> [2013-06-02].

Однако, как ни странно, на протяжении всех 2000-х годов в приоритетных регионах практически нет новых открытий, а примерно 50% прироста разведанных запасов нефти в стране приходится на Западную Сибирь, где добыча уже начала падать (рис. ЗАП-3). Конечно, в подавляющем большинстве своем это запасы далеко не лучшего качества (мелкие месторождения, сложнопостроенные залежи), но они есть — в отличие от Восточной Сибири.

Рисунок • ЗАП-3

Распределение приростов запасов нефти по основным нефтегазовым регионам России, млрд т



Госдоклады МПР РФ за 2007—2010 гг. • URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=75> [2013-06-02].

Варламов А.И. и др. Итоги геолого-разведочных работ на нефть и газ, выполненных на территории России и ее континентальном шельфе в 2011 г. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2012. — № 3 • URL: <http://www.geoinform.ru/?an=mrr1203> [2013-06-02].

Спрашивается, как мы собираемся наращивать добычу нефти на востоке, не выявляя новые месторождения и не готовя в должном объеме запасы, пригодные для промышленной эксплуатации? Ведь сегодня добыча нефти в Восточной Сибири фактически держится на той

ресурсно-сырьевой базе, которая была заложена еще в советские годы. Из числа новых значимых открытий «нашего» времени можно назвать, пожалуй, лишь месторождение им. Савостьянова в Иркутской области, открытое «Роснефтью» в 2009 г., с запасами нефти по категориям С₁+С₂ почти 200 млн т.¹¹³

В Восточной Сибири, также как и в целом по стране, прирост запасов жидких углеводородов в последние годы происходит за счет доразведки существующих, а не открытия новых месторождений. В эпицентре внимания остаются так называемые «базовые» месторождения: Юрубчено-Тохомское, Куюбинское, Верхнечонское, Талаканское. Открытие новых откладывается на будущее?

Нужно напомнить, что в 2005 г. МПР РФ своим приказом утвердило специальную Программу геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), в которой были обоснованы основные показатели процесса подготовки запасов, добычи и транспортировки нефти и газа, эффективность различных сценариев этого процесса, а также программа лицензирования недр на период до 2020 г. В качестве ожидаемых конечных результатов названы:

- опережающее воспроизводство минерально-сырьевой базы углеводородов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия);
- обеспечение годовых объемов добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) на уровне 56 млн т к 2020 г. и до 80 млн т к 2025 г., природного газа — 86—88 млрд м³ к 2020 г.

В соответствии с принятой Программой, планируемый прирост запасов нефти категории С₁ к 2020 г. должен составить около 1795 млн т, в том числе за счет запасов категории С₂ базовых месторождений и их «спутников» — 442 млн т, прирост ресурсов категорий С₃+Д₁ — 1353 млн т. За пределами 2020 г. прирост запасов нефти промышленных категорий будет осуществляться в основном за счет ресурсов категорий С₃ и Д₁. К 2030 г. общий прирост запасов нефти промышленных категорий составит около 2100 млн т.¹¹⁴

В 2007 г. специалисты ФГУП «СНИИГГиМС»¹¹⁵ опубликовали промежуточные итоги выполнения Программы, согласно которым за 2005—2007 гг. на проведение геологоразведочных работ в регионе фактически было израсходовано 14,6 млрд руб. (33,8 % от предусмотренного Программой объема финансирования), при этом средства федерального бюджета составили 3,8 млрд руб. (95,5% от плана), недропользователей — 10,7 млрд руб. (27,5%). Т.е. планы бюджетного финансирования и выполнения работ за счет средств бюджета в основном выполнялись, но имело место значительное недовыполнение объемов, запланированных к реализации за счет средств нефтегазовых компаний, владеющих лицензиями на разведку и разработку участков восточносибирских недр.

В результате выполнения геологоразведочных работ компаниями были открыты новые месторождения углеводородного сырья и получены приrostы запасов нефти и газа промышленных категорий. Но общий прирост запасов нефти категории С₁ составил за 2 года

¹¹³ НК «Роснефть». — Геологоразведка / лицензионные участки в Иркутской области и Эвенкии • URL: <http://www.rosneft.ru/Upstream/Exploration/easternsiberia/evenkia/> [2013-06-06].

¹¹⁴ Варламов А.И., Герт А.А., Ефимов А.С., Супрунчик Н.А., Старосельцев К.В. Ход реализации программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2007. — № 5.

¹¹⁵ Ведущая научно-исследовательская организация МПР, занимающаяся геологическим изучением Восточной Сибири и Якутии • URL: <http://www.sniiggims.ru/>.

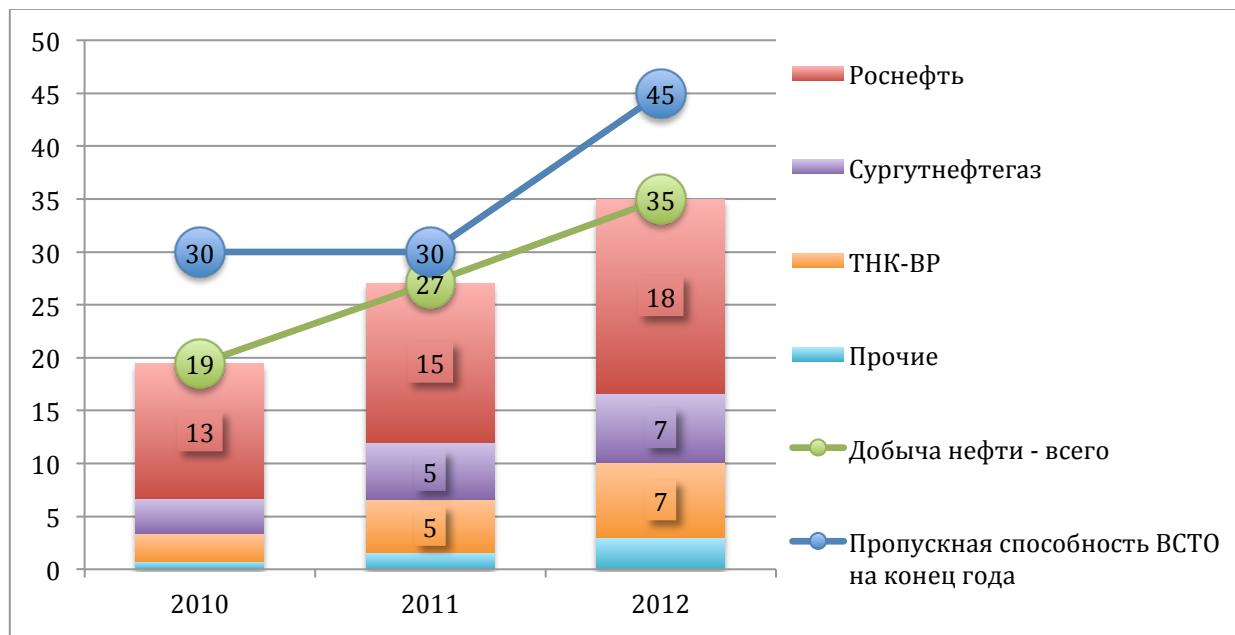
всего 21,6 млн т, или 12% ожидаемого (в 2005 г. — 5,8 млн т, в 2006 г. — 15,8 млн т). Весь объем прироста был получен на базовых месторождениях Юрубчено-Куюбинского центра.

В качестве основной причины невыполнения заданий Программы назывались «нерешенные вопросы недропользования» — значительная часть компаний не выполняла обязательства по проведению геологоразведочных работ, разработке и обустройству месторождений, а четко прописанные условия, при невыполнении которых лицензионное соглашение должно аннулироваться, во многих лицензиях отсутствовали.

В 2010 г. добыча нефти в Восточной Сибири и Якутии составила 19,4 млн т, в 2011 г. — 27, в 2012 г. — 35 млн т. Основная часть добычи приходится на одно месторождение (Ванкорское в Красноярском крае), соответственно по годам: 12,8 млн т (66% общей добычи), 15,1 млн т (56%) и 18,3 млн т (52%). Нынешние показатели добычи нефти не дотягивают до уровня пропускной способности в 45 млн т/год уже введенных 1-й и 2-й очередей ВСТО (рис. ЗАП-4).

Рисунок • ЗАП-4

Объемы добычи нефти в Восточной Сибири и Якутии и поставок по ВСТО, млн т



По данным статистических обзоров журнала «Нефтегазовая вертикаль» • URL: <http://www.ngv.ru/>.

Мониторинг результатов Программы показывает, что объемы финансирования геологоразведочных работ в 2007—2010 гг. существенно выросли. В 2010 г. было израсходовано 35,8 млрд руб., из которых 91% пришелся на внебюджетные источники (т.е. за счет недропользователей). В целом за период 2005—2010 гг. прирост запасов нефти по категории С₁ составил 209 млн т, или по 35 млн т в среднегодовом исчислении.¹¹⁶ Если эти цифры сопоставить с прогнозируемыми приростами запасов (более 2 млрд т), то невольно закрадываются сомнения в реализуемости проектов, увязанных со сроками сооружения нефтепроводной системы ВСТО.

¹¹⁶ Ефимов А.С., Герт А.А. и др. Основные результаты (2005—2011 гг.) и актуальные задачи изучения и освоения ресурсов углеводородного сырья Восточной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы. — 2011. — № 4 . — Электронная копия на сайте Сибирского научно-технический центра нефти и газа • URL: <http://sibntc.ru/publication.htm> [2013-06-06].

Герт А., Миляев Д., Бражникова М. В Восточной Сибири без программы и налоговых льгот не обойтись // Нефтегазовая вертикаль. — 2012. — № 4 • URL: <http://www.ngv.ru/magazines/po-naezzhennoy-kolee-/> [2013-06-06].

При оценке ситуации точно также, как и в 2007 г., среди проблем фигурируют «недостатки регулирования недропользования в части требования безусловного выполнения лицензионных соглашений (условия лицензионных соглашений постоянно нарушаются пользователями недр, механизм отзыва лицензий неэффективен, нет механизма внесения изменений в лицензионные соглашения и др.)». Помимо этого акцентируется внимание на следующих проблемах:

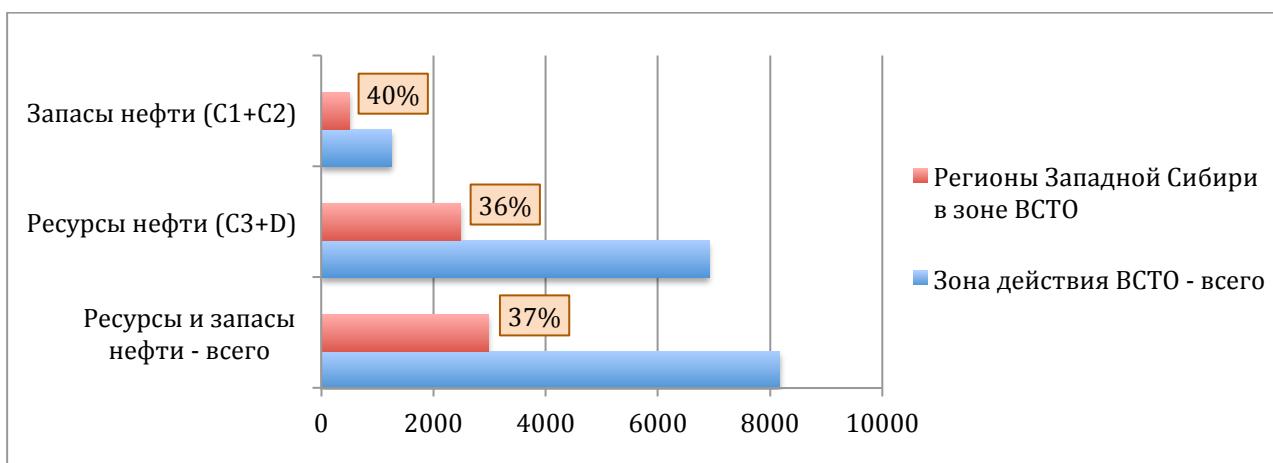
- недостаточных темпах выполнения работ, финансируемых за счет госбюджета, что не позволяет обеспечивать намеченные темпы подготовки запасов.
- отсутствии единого комплексного подхода к освоению нового района (проведении «точечных» геологоразведочных работ, несогласованности корпоративных программ геологоразведки и обустройства территории);
- ограничении доступа к геологической информации (недропользователи часто не знают о результатах работ, выполняемых государством и другими недропользователями на близлежащих распределенных участках недр).

Серьезную проблему представляет собой и ухудшение результатов в деятельности по лицензированию прав на пользование недрами. Если в период, закончившийся 2008 г. было распределено 142 участка (в том числе в 2008 г. — 13), то в 2009 г. — всего один, а в 2010 г. — 7 лицензионных участков. Конечно, кризис сказался, но нельзя не видеть и ослабление интереса со стороны потенциальных недропользователей к проектам в Восточной Сибири из-за их проблемной эффективности.

Косвенным подтверждением проблем с подготовкой запасов нефти в Восточной Сибири является принятое в 2009 г. решение о расширении зоны действия Программы 2005-го года — не только на север и на восток, но и на запад с захватом ряда территорий Западной Сибири, включая перспективные зоны правобережья р. Обь в Томской области, нефтегазоносные районы в северной части Новосибирской и Омской областей. При этом оказалось, что доля западносибирских регионов в общей ресурсной базе нефти по расширенной зоне ВСТО составляет 37%, а в суммарной величине запасов и того больше — 40% (рис. ЗАП-5). Вот как далеко и основательно распространилась сфера притяжения ВСТО!

Рисунок • ЗАП-5

Вклад Западной Сибири в формирование ресурсной базы нефти в расширенной зоне действия ВСТО, млн т (%)



Ефимов А.С., Сапьянник В.В. Перспективы освоения востока Томской области, в рамках наращивания ресурсной базы ВСТО (тезисы доклада и презентация) / В кн.: Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири. Тезисы докладов научно-практической конференции, г. Томск, 18—19 апреля 2011 г. — Томск: изд-во SST, 2011
 • URL: <http://www.tomskniproeft.ru/konferencii/conference/> [2013-06-06].

Поэтому, существуют вполне оправданные опасения, что восточносибирской нефти не хватит для заполнения трубопроводной системы ВСТО при ее выходе на полную мощность — 80 млн т в год, — как сегодня не хватает даже для заполнения пропускной способности первой и второй очередей.

Нужно больше работать

Чтобы избежать дефицита нефти необходимо резко нарастить объемы и повысить качество геологоразведочных работ, главным образом — поискового и разведочного бурения, поскольку иного способа открывать реальные (а не «бумажные») промышленные запасы в новых нефтегазоносных провинциях еще не придумано. Такова, к примеру, точка зрения наших маститых ученых-геологов А.Э. Конторовича¹¹⁷ и И.И. Нестерова, с которой трудно спорить. «Запасы категории A или B — товарные запасы, лежат в недрах, но нефтекомпании через два-три дня могут доставить эту нефть покупателю. С₁ — бумажные запасы, они реальны, но для того, чтобы перевести их в категорию AB нужны затраты в 500 раз большие и примерно 9—10 лет работы. В Восточной Сибири запасы ABC₁ оцениваются в 800 млн т, а необходимо 3,5 млрд, нефти категории AB в этом регионе нет. И на уровне правительства на это закрывают глаза». ¹¹⁸

Сегодняшние объемы буровых разведочных работ в Восточной Сибири почти в 10 раз меньше, чем в 1980-х годах, и примерно в 20 раз меньше того уровня, который необходим для подготовки требуемого объема запасов нефти. Поэтому не приходится удивляться, что едва ли не все известные к настоящему времени крупные месторождения углеводородов на территории Сибирской платформы были открыты еще в советское время. Но как нарастить объемы разведочного бурения в Восточной Сибири? Это тоже большой и непростой вопрос, решение которого упирается не только в финансовые возможности ведущих недропользователей, но и в ограничения иного порядка, связанные с дефицитом оборудования и кадровым голодом. По оценке И.И. Нестерова, для успешного ведения работ в Восточной Сибири требуется порядка 300 геологоразведочных буровых станков при фактическом наличии 10-ти. Ну а кроме станков нужно еще не менее 250 буровых бригад, коих сейчас тоже нет, а на подготовку одной квалифицированной бригады уходит до 8—10 лет.¹¹⁹ Таковы результаты фактического развала геологической отрасли, который произошел в 1990-х годах, а с восстановлением геологоразведки дело продвигается слишком медленно.

Оценки ресурсов: слишком много оптимизма

Говоря об ухудшении качества сырьевой базы НГС, необходимо отметить еще одно обстоятельство. В 2000-х годах продолжилась тенденция к сокращению среднего размера запасов открываемых нефтяных месторождений. Если сравнивать с началом 1970-х, то в целом по стране это показатель уменьшился почти в 30 раз, а по Западной Сибири —

¹¹⁷ Алексей Конторович: «Карандашом открывать месторождения нельзя» // Academ.info
• URL: <http://academ.info/news/13001> [2013-06-06].

¹¹⁸ Иван Нестеров: Для ввода в долгосрочную эксплуатацию ВСТО возможно придется отказаться от поставок нефти в Европу // Агентство нефтегазовой информации. — 08.12.2009
• URL: <http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2754190> [2013-06-06].

¹¹⁹ «Золотой дождь» заканчивается. Не придется ли России вскоре импортировать нефть? (Интервью с И.И. Нестеровым) // Советская Россия. — 15 янв. 2008
• URL: <http://www.sovross.ru/modules.php?name=News&file=print&sid=2331> [2013-06-06].

в 25 раз; по сравнению с концом 1980-х — соответственно, в 10 и в 6 раз. В 2000-х годах средний размер новых открытий опустился ниже менее 1,5 млн т.¹²⁰

Согласно «Прогнозному перечню участков недр углеводородного сырья, аукционы по которым планируется провести в 2012 году», ФА «Роснедра» планировало предложить недропользователям 169 участков с разной степенью изученности, но в основном — таких, по которым оценены перспективные (категории С₃) и прогнозные (категории D₁ и D₂) ресурсы. Из общего числа лишь 9 участков (5 — в Ямalo-Ненецком АО, 1 — в Ханты-Мансийском округе и 3 — в Красноярском крае) имели ресурсный потенциал жидких углеводородов суммарно по всем категориям свыше 30 млн т, а из них — всего один с ресурсами свыше 100 млн т (на Ямале). По большинству участков ресурсы не превышали 10 млн т.¹²¹ Если соотнести с принятой в России классификацией запасов и ресурсов углеводородного сырья, то теоретически (т.е. не учитывая фактор подтверждаемости) речь идет всего лишь о 9 возможных крупных месторождениях, а остальные в большинстве своем — средние и мелкие. Принимая в расчет сложившуюся степень подтверждаемости ресурсов¹²², можно ожидать открытия 1—3 крупных месторождений (с запасами более 30 млн т) и нескольких десятков мелких и очень мелких (с запасами не более 1 млн т).

Как может происходить такое «размельчение» ресурсов и запасов при том, что в целом по России разведанность начальных суммарных ресурсов нефти по итогам 2008 г. составляла 35,2%, а текущих ресурсов — всего около 20%?¹²³ Вроде бы, мы еще далеко не преодолели тот порог разведанности, когда находить крупные месторождения становится почти невозможно. Впрочем, если учесть фактор подтверждаемости, то мы получим совершенно иную оценку степени разведанности начальных суммарных ресурсов нефти, а перспективные и прогнозные ресурсы в сумме будут составлять не 56, а всего лишь 15% (рис. ЗАП-6).

Есть еще и не лишенная оснований точка зрения, что оценочная величина начальных суммарных ресурсов нефти в России завышена, вследствие чего рассчитываются искаженные значения показателя разведанности.¹²⁴ Если это так, значит не вполне корректно работают все используемые модели геологического изучения недр, а при выборе решений по формированию сырьевой базы нефтедобычи мы изначально исходим из ошибочных ориентиров. Может быть и поэтому, а не только из-за недостаточных объемов поисковых и разведочных работ, наши недра сегодня так скучны на серьезные открытия?

¹²⁰ Клещев К.А. Основные направления поисков нефти и газа в России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2007. — № 2.

¹²¹ Прогнозный перечень участков недр углеводородного сырья, аукционы по которым планируется провести в 2012 году. — ФА «Роснедра» • URL: <http://www.rosnedra.com/article/5333.html> [2013-06-06].

¹²² Постановлением Правительства РФ от 04.02.2009 г. № 94 «О порядке определения размера разовых платежей за пользование недрами...», введены следующие коэффициенты подтверждаемости запасов и ресурсов: категории С₂ — 50%, С₃ — 25%, D₁ — 15% и D₂ + D₃ — 10% // Справочная правовая система «КонсультантПлюс» • URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=134074> [2013-06-06].

¹²³ Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2008 году» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ • URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1257> [2013-06-02].

¹²⁴ Подольский Ю.В. Нефтяной потенциал России. Проблемы его оценки и освоения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2008. — № 3 • URL: http://www.ngtp.ru/rub/2008/2008_3.html [2013-06-06].

Чрезмерный оптимизм до добра не доводит, дезориентирует в принятии серьезных решений. С его последствиями, судя по всему, мы сталкиваемся при освоении нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири. По мнению Александра Шпильмана, который возглавляет Научно-аналитический центр рационального недропользования Ханты-Мансийского АО, «*в свое время... несколько преувеличили оценку возможностей добычи нефти в Восточной Сибири, чем вызвали интерес компаний, Правительства России. Там развернулись масштабные работы, началось строительство инфраструктуры, магистрального трубопровода. Большинство специалистов считают, что потолок добычи нефти в Восточной Сибири — 30 млн тонн в год (при этом уточнив, что Томская область это Западная Сибирь, а Ванкорское месторождение расположено в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции). Давали прогноз и 80 млн тонн в год и даже более 100 млн. Все понимали, что эта оценка не основана на реальном состоянии выявленных и разведанных запасов, она из гипотетических ресурсов и сверх оптимистических ожиданий новых гигантских открытий*». ¹²⁵

Рисунок • ЗАП-6

Структура начальных суммарных ресурсов нефти в России, %



По данным Института энергетической стратегии Минэнерго РФ: Молачиев Артур. Обоснован ли ресурсный оптимизм? // ТЭК России. — 2011. — № 6 • URL: <http://www.energystrategy.ru/press-c/press-c.htm> [2013-06-06].

В целом же, неоднозначность в оценках размеров и качества ресурсно-сырьевой базы НГС, отсутствие общепринятых представлений о ее состоянии создают неблагоприятный фон для прогнозирования будущих тенденций подготовки запасов и добычи углеводородов. Но ведь без серьезных прогностических оснований слишком высока вероятность «сбиться с правильного пути» в развитии одного из ключевых секторов отечественной экономики, каковым является НГС.

¹²⁵ Александр Шпильман: Ввод в разработку таких месторождений, как Имилорское, им. В. И. Шпильмана и Гавриковское, может стабилизировать добычу нефти в Югре // Агентство нефтегазовой информации. — 29.11.2011 • URL: <http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2782534> [2013-06-06].

Исторические заметки об эволюции нефтедобычи в больших странах

В больших странах (таких, как Россия или США), имеющих обширную территорию, которая охватывает по нескольку нефтегазоносных провинций (бассейнов), в развитии НГС вполне естественны и неизбежны подъемы и падения, а также пространственные сдвиги, т.е. перенос акцентов в освоении ресурсно-сырьевой базы углеводородов от одной провинции к другой, от одного региона к другому. Как правило, такие сдвиги связаны с истощением ресурсов «стареющих» провинций и регионов, что требует их замещения новыми, «свежими». Все это было хорошо известно еще на заре промышленной нефтедобычи в североамериканском штате Пенсильвания и на Апперонском полуострове в Российской империи.

Необходимо также отметить, что уже в XIX столетии ученые (геологи и экономисты), правительства и предприниматели отчетливо понимали, что ресурсы нефти ограничены и не возобновляемы, и работая в той или иной нефтегазоносной провинции, нужно заранее «готовить почву» для будущего развития, т.е. изучать новые провинции, искать новые месторождения и выявлять новые промышленные запасы. Такова естественная логика развития нефтегазового дела, которая была многократно проверена опытом. Вот что по этому поводу в 1877 г. писал Д.И. Менделеев, в научной и практической деятельности которого очень много внимания было уделено вопросам эффективного использования нефти: «*Американцы поступают в этом отношении правильно: данную местность истощают и переходят к другой. Только этим путем нефть дает богатство, добыча ее отражается на народном хозяйстве. Открыли нефть и на Печоре, и в Самарской губернии, и в Сибири западной и восточной, и в нескольких местностях новых азиатских владений, и во многих окрестностях Кавказа, — пусть же одни места истощаются, найдут другие; если эксплоатация бакинской местности усилится, будут и люди, и средства, и охота для работы в других местностях. Если наживется на бакинской нефти некоторое число первых начинателей — нефтяная промышленность разовьется быстро. Только недальновидность боится истощений, разжившихся людей и скорого хода дел*». ¹²⁶

От «Масляного ручейка» Пенсильвании — до сланцев Северной Дакоты

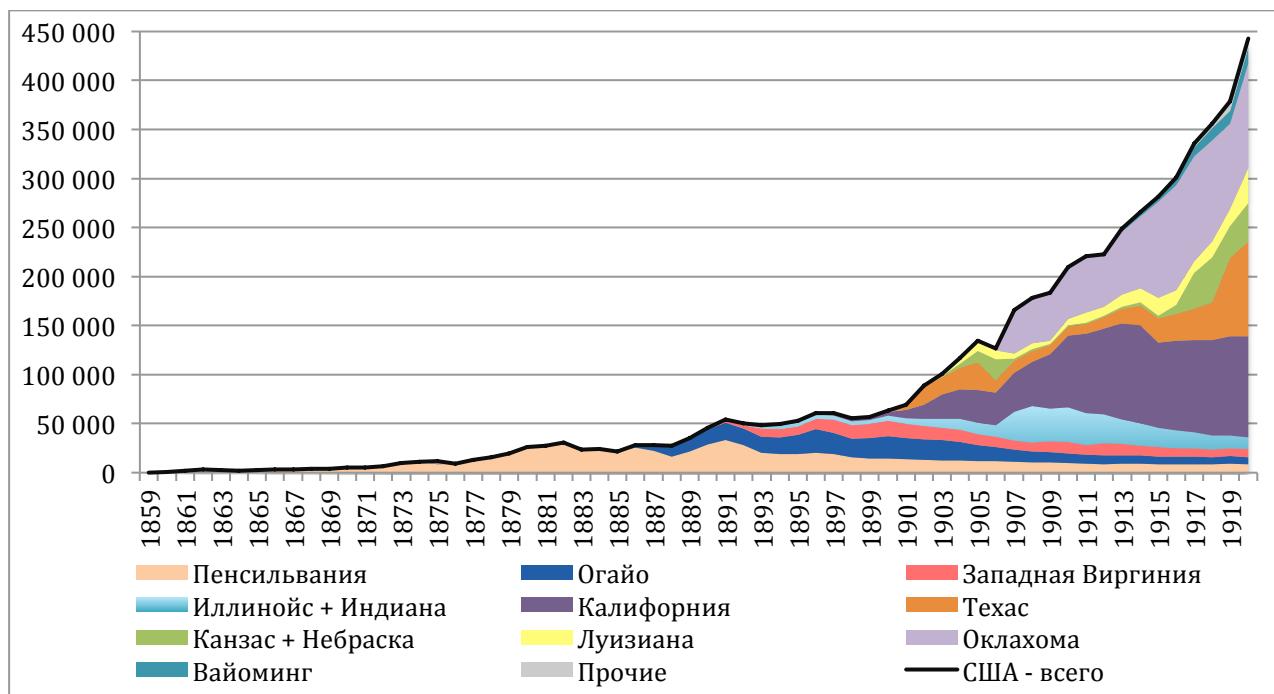
В своем выводе Д.И. Менделеев отметил реальную американскую практику и, вполне очевидно, что под «местностями» подразумевал не крупные геолого-территориальные образования (нефтегазоносные провинции / бассейны), а именно — местности, — где тогда велась добыча нефти или то, что сейчас принято называть нефтедобывающими районами. При этом освоение новых районов может начинаться до наступления того момента времени, когда ресурсы старого истощаются. Чтобы обеспечить рост добычи, вновь вовлекаемые в эксплуатацию территории — в своей совокупности или по отдельности — должны располагать более крупными запасами, чем старые. Указанная логика исторического эволюционирования нефтяной промышленности, раскрытая Д.И. Менделеевым, хорошо просматривается уже на примере ранней стадии развития отрасли в США. По мере истощения запасов на участках в долине реки Ойл-Крик в Пенсильвании, открывались и втягивались в разработку нефтяные месторождения других штатов (Огайо, Западной

¹²⁶ Менделеев Д.И. Нефтяная промышленность в Северо-Американском Штате Пенсильвании и на Кавказе // Сочинения. Том X. Нефть. — Л. — М.: Изд-во Академии наук СССР, 1949. — С. 221.

Виргинии, Калифорнии, Техаса и т.д.). Рост добычи и вовлечение в эксплуатацию все новых и новых месторождений подхлестывались постоянно увеличивающимся спросом на нефть, как в самих США, так и за их пределами. Через 60 лет после получения первых промышленных притоков нефти в Пенсильвании добыча нефти велась уже в полутора десятках североамериканских штатов (рис. ИСТ-1).

Рисунок • ИСТ-1

Добыча нефти в основных нефтедобывающих штатах США в 1859—1920 гг., тыс. барр.



По статистическим данным Американского института нефти / American Petroleum Institute — API • URL: <http://www.api.org/>.

Процесс истощения ресурсного потенциала крупных территорий (нефтегазоносных провинций или бассейнов, добывающих регионов) протекает довольно медленно и может занимать многие десятилетия. Например, добыча нефти в Предаппалацком регионе на территории первых североамериканских нефтяных штатов продолжается вплоть до настоящего времени, т.е. более 150 лет: в 2011 г. было добыто 7,5 млн барр. жидкых углеводородов, что составляет 25% от максимального уровня добычи (54,5 млн барр. в 1896 г.) по данному бассейну.

Противоположный пример является собой Аляска, показавшая, с одной стороны, чрезвычайно высокие темпы роста добычи на начальной стадии освоения гигантского нефтегазового месторождения Прадхо-Бей (Prudhoe Bay), с другой — не менее высокие темпы спада после выхода на максимум. И хотя добыча нефти в штате началась еще в 1959 г. — ровно на 100 лет позже, чем в Пенсильвании, — но ввод в эксплуатацию главного аляскинского сокровища произошел в 1977 г., а уже через 11 лет был достигнут пик годовой добычи в 738 млн барр. Современный уровень добычи составляет немногим более 200 млн барр., или 28% от максимума, а с той поры прошло всего 23 года. Для сравнения отметим еще одну круглую дату — в Предаппалацком бассейне период спада от максимума добычи до 28-процентного уровня по отношению к этому максимуму, как на Аляске, длился ровно 100 лет (с 1897 до 1996 г.).

В главном североамериканском нефтедобывающем регионе — штате Техас, территория которого в той или иной степени пересекается с пространством сразу трех нефтегазоносных бассейнов (Мексиканского залива, Западного внутреннего и Пермского) и на долю которого приходится 32% накопленной добычи нефти в США с момента

зарождения нефтегазовой промышленности, — пик добычи был зафиксирован на 77-м году освоения (в 1972 г.). Еще одно симптоматичное совпадение — добыча нефти в Техасе началась в 1896 г., когда Предаппалацкий регион как раз вышел на свой добывчной максимум. Сейчас — через 40 лет после достижения максимума — Техас «выдает на гора» более 540 млн барр. нефти и конденсата, или 42% от максимального уровня (рис. ИСТ-2).

В последние годы наблюдается своего рода ренессанс нефтедобычи в Техасе, связанный в основном с освоением залежей сланцевой нефти в зоне Пермского бассейна (в западной части штата). В 2011 г. в Техасе был достигнут прирост добычи нефти в размере 115 млн барр. (150% от прироста добычи по стране). Техасом вместе с Северной Дакотой, Монтаной и Нью-Мексико почти вдвое был перекрыт спад в остальных регионах, включая глубоководный шельф Мексиканского залива, где добыча снизилась на 85 млн барр. То, что происходит сейчас в Техасе называют не иначе, как «сланцевым бумом» и «новой жизнью» техасской нефтяной промышленности. Как это выражается в цифрах? По данным Министерства энергетики США, за менее чем двухлетний период — с середины 2009 г. до мая 2012 г. — в Пермском бассейне, охватывающим западную часть Техаса и восточную часть штата Нью-Мексико, количество действующих буровых установок выросло в 5 с лишним раз (со 100 до 520).¹²⁷ За 2010 г. доказанные запасы жидкого углеводородов в Техасе увеличились на 860 млн барр. (на 15%).¹²⁸ В целом же в границах Пермского бассейна суммарные запасы жидкого углеводородов — по последней переоценке Геологической службы США — достигли 7 млрд барр.¹²⁹ Прогнозируется, что в ближайшие 5—7 лет добыча нефти в Техасе удвоится!¹³⁰

Другой эпицентр современного роста американской нефтедобычи находится в бассейне Уиллистон — в основном на территории штата Северная Дакота и, в меньшей степени, в штате Монтана. Здесь, также как и на юге страны — в Техасе, — сосредоточены крупные залежи сланцевой нефти с ресурсами в 4,3 млрд барр., из которых 3,7 млрд барр. сосредоточено в недрах площади Bakken.¹³¹ Это крупнейшее скопление жидкого углеводородов в США к югу от 48-й параллели (рис. ИСТ-3). В Северной Дакоте первые «бочки» жидкого углеводородов из традиционных залежей были получены еще в 1959 г., к середине 1980-х добыча достигла своего пика в 52,7 млн барр. и затем стала снижаться: в 1994 г. было добыто всего 25,6 млн барр., что составило немногим более 52% от максимального уровня. В последующее десятилетие добыча нефти стабилизировалась на отметке около 30 млн барр. в год, а новая фаза роста началась в 2004—2005 гг. благодаря освоению ресурсов сланцевой нефти, которое в 2008—2011 гг. приобрело характер лихорадки — среднегодовые темпы роста добычи составили 36%. Всего же за период после 2003 г. добыча нефти в Северной Дакоте подскочила в 5 с лишним раз и в 2011 г. достигла 153 млн барр.

¹²⁷ Rising production in the Permian basin // Today in Energy. — July 10, 2012. — U.S. Energy Information Administration / EIA • URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7030> [2013-06-07].

¹²⁸ Petroleum & Other Liquids Data — U.S. Energy Information Administration / EIA • URL: <http://www.eia.gov>.

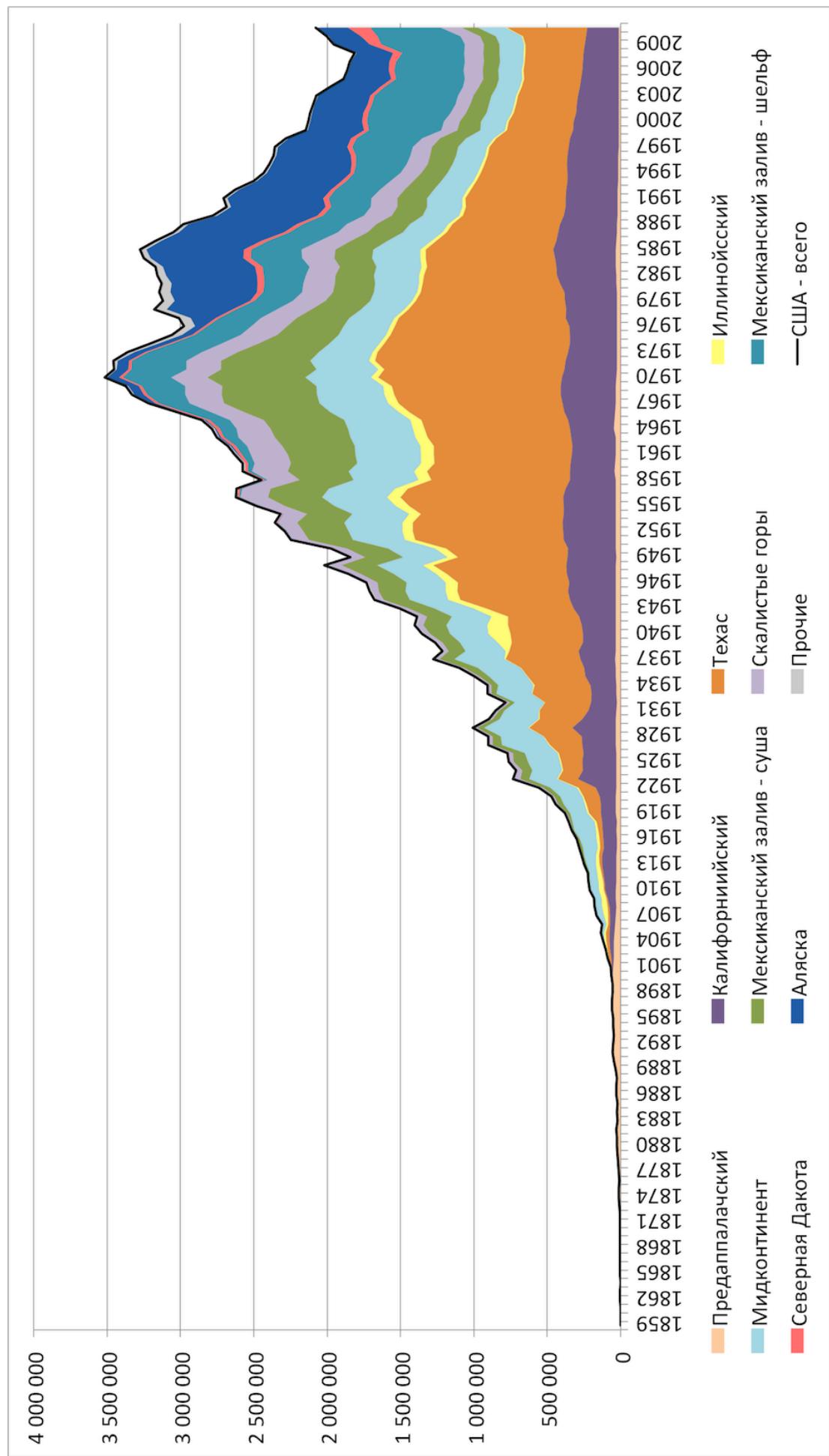
¹²⁹ USGS Releases U.S. Oil & Gas Reserve Growth Estimates // Press Release. — July 14, 2012. — United States Geological Survey of the U.S. DOI / USGS • URL: <http://www.doi.gov/news/pressreleases/USGS-Releases-US-Oil-and-Gas-Reserve-Growth-Estimates.cfm> [2013-06-07].

¹³⁰ Landers J. Texas oil production is making a comeback // The Dallas Morning News. — 25 Feb. 2012 • URL: <http://www.dallasnews.com/business/energy/20120225-texas-oil-production-is-making-a-comeback.ece> [2013-06-07].

¹³¹ Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Williston Basin Province of North Dakota, Montana, and South Dakota, 2010. — U.S. Geological Survey Digital Data Series 69-W • URL: <http://pubs.usgs.gov/dds/dds-069/dds-069-w/> [2013-06-07].

Рисунок • ИСТ-2

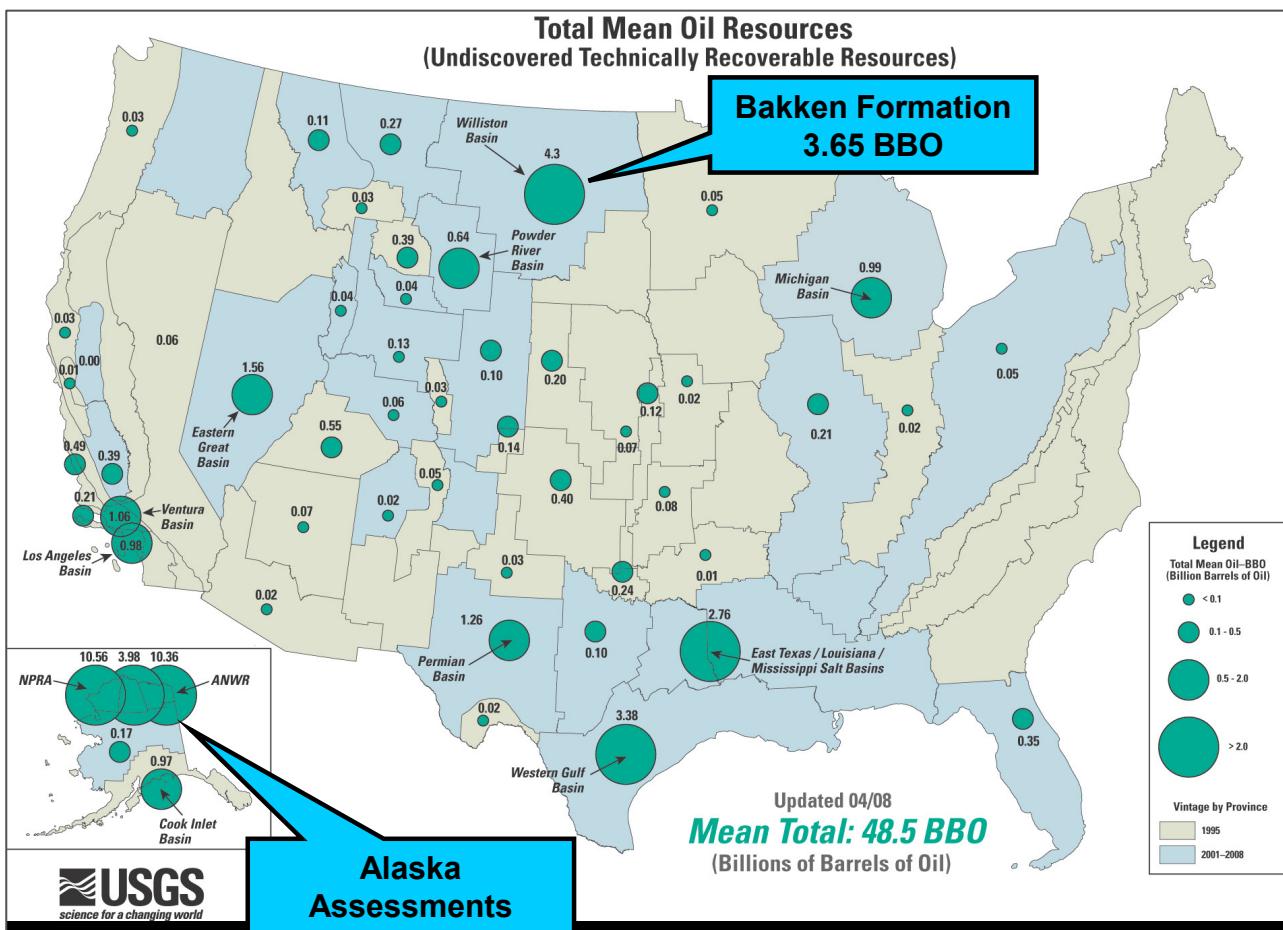
Добыча нефти в основных нефтегазоносных бассейнах (нефтедобывающих регионах) США в 1859—2011 гг., тыс. барр.



По статистическим данным American Petroleum Institute — API • URL: <http://www.api.org/>; U.S. Energy Information Administration — EIA • URL: <http://www.eia.gov/>.

Рисунок • ИСТ-3

Скопления потенциальных извлекаемых ресурсов нефти в США, млрд барр.



Petroleum Resource Assessment of the Bakken Formation, Williston Basin Province, Montana & North Dakota, 2008. — U.S. Geological Survey. National Oil and Gas Assessment. — Slide Presentation • URL: <http://energy.usgs.gov/Miscellaneous/Articles/tabid/98/ID/74/Bakken-Formation-Oil-Assessment-in-North-Dakota-Montana.aspx> [2013-06-07].

ША в целом являются собой пример едва ли не образцового развития общехозяйственной и специализированной нефтегазовой инфраструктуры. Но видимо, не бывает правил без исключений. И одно из таковых исключений представляет собой Северная Дакота, где рост добычи углеводородов, включая утилизацию попутного газа, сегодня сдерживается крайней слабой инфраструктурной подготовкой территории: существует проблема размещения новых рабочих, приток которых наблюдается в районах нефтедобычи; отсутствие достаточного количества трубопроводов усложняет процесс транспортировки нефти в другие регионы страны. В январе 2012 г. суточная добыча нефти составила 546 тыс. барр., а к концу нынешнего года, как прогнозирует местная трубопроводная администрация, она должна достигнуть 730 тыс. барр./сут. Т.е. ожидается, что в ближайшем будущем в Северной Дакоте сохранится набранный темп роста добычи, и в 2013 г. она превысит показатель 2011 г. в 1,7 раза. Однако слишком медленное развитие трубопроводной сети может воспрепятствовать реализации данного прогноза, а заодно вынуждает операторов нефтедобычи снижать цены на свою продукцию.¹³²

¹³² Redden J. Bakken/Three Forks Infrastructure, takeaway woes only threats to high activity // World Oil. — 2012. — № 5 • URL: <http://www.worldoil.com/May-2012-Bakken-Three-Forks-Infrastructure-takeaway-woes-only-threats-to-high-activity.html> [2013-06-07].

Скорость наращивания добычи и истощения ресурсно-сырьевой базы в крупных нефтегазопромышленных ареалах зависит от множества различных факторов: горно-геологических, технологических, природно-климатических, экономико-географических, институционально-экономических. Общая же закономерность такова: чем более благоприятен весь комплекс условий, тем продолжительнее «жизнь» добывающей территории — об этом говорит пример Техаса и целого ряда других североамериканских регионов. А вот пример Аляски показывает, что даже один-два крайне неблагоприятных фактора (природно-климатические условия, экономико-географическое положение) могут перевесить все остальные, включая уникальные гигантские размеры геологических ресурсов нефти и газа, и сделать быструю отработку месторождений с максимально высоким темпом отбора запасов единственным эффективным способом освоения. Опыт разработки месторождения Прадхо-Бей можно уподобить строительству и эксплуатации завода: сначала было выполнено обустройство и пробурены скважины, с завершением постройки Транс-Аляскинского нефтепровода скважины были «включены», всего за 3—4 года был достигнут проектный уровень мощности, в течение 14-ти лет промыслы работали с более-менее постоянной производительностью (580—700 млн барр. годовой добычи, что дало свыше половины всей накопленной добычи нефти на Аляске за 1959—2011 гг.), а затем начался весьма быстрый спад. Но период работы в проектном режиме окупил затраты и принес необходимую прибыль, что еще требуется?

За всю историю мировой нефтяной промышленности практически никто и никогда особо не стремился растянуть процесс освоения выявленных запасов нефти в конкретном регионе на как можно более длительное время (со «сбережением для будущих поколений»), прекрасно сознавая, что после исчерпания этих запасов будут открыты другие и в другом месте. Темпы отбора запасов определялись нефтедобытчиками исходя из соображений хозяйственной (коммерческой) выгоды в пределах возможностей более или менее достоверного прогнозирования рынка и оценки извлекаемых запасов нефти в недрах. С течением времени указанные возможности постепенно расширялись, а вместе с этим усиливалось государственное регулирование процессов недропользования, нацеливающее нефтедобытчиков на максимально полное извлечение геологических запасов нефти с учетом достигнутого технологического уровня. В современной нефтяной промышленности определение оптимального темпа отбора запасов (на отдельном месторождении или в целой провинции / регионе), эффективной динамики добычи, рациональной очередности и приоритетности освоения ресурсных объектов представляет собой, по сути дела, сложную многокритериальную задачу, при постановке которой учитывается множество разнообразных факторов издержек и выгод.

Среди этого многообразия серьезную роль играют политические и экономико-политические факторы. Современный подъем нефтегазодобычи в США — главным образом на основе освоения ресурсов континентального шельфа и сланцевого сырья — в значительной степени продиктован политическими интересами, а именно: стремлением ослабить зависимость от импорта энергоносителей. Нынешняя американская администрация в рамках своей энергетической политики активно проводит курс, направленный на увеличение производства нефти, газа и угля внутри страны (при одновременном развитии энергосбережения). При этом выясняется, что выгоды от обладания «жирной, черной, грязной, страшной и продажной красавицей»¹³³ перевешивают даже экологические риски, которые возникают при разработке ресурсов сланцевого сырья, — экономические

¹³³ По образному определению незабываемого советского писателя Валентина Пикуля, который таким образом озаглавил свой неоконченный роман, посвященный истории нефти. Пикуль говорил, что все равно эту книгу не сможет закончить, потому что если кончится нефть, наверное, кончится и цивилизация. — Морской узел // Российская газета — Неделя. — 27 мар. 2008
• URL: <http://www.rg.ru/2008/03/27/pikul.html> [2013-06-07].

преимущества в значительной степени оправдывают последствия воздействия на окружающую среду.¹³⁴

От Баку и Грозного — до арктического шельфа

Исторический тренд развития нефтедобычи в географическом ареале нынешнего СНГ (Российской империи, СССР) подчиняется общим эволюционным закономерностям, показанным на примере США, и демонстрирует такой же характерный процесс смены ведущих добывающих регионов (бассейнов / провинций), что графически иллюстрируется многослойной диаграммой (рис. ИСТ-4).

Точной отсчета в истории отечественной промышленной нефтедобычи принято считать 1864 г., когда на Кубани под руководством полковника А.Н. Новосильцева была пробурена первая нефтяная скважина. В действительности же добыча нефти в дореволюционной России — в Бакинском и Грозненском районах — началась за несколько десятилетий до указанной даты, но велась «дедовскими» колодезным и ямным способами. Во всяком случае, есть исторические свидетельства того, что государственная казна получала откупные доходы от бакинских промыслов уже в начале XIX века.¹³⁵

Особенностью начального этапа в развитии российской нефтедобычи является то, что первый нефтепромышленный район — Бакинский — благодаря геологическому строению недр намного превзошел американских «первенцев» по своему добычному потенциалу. Сравнивая первые нефтедобывающие районы России и США, Д.И. Менделеев отметил следующее: «... у нас в Баку добывали нефть еще до рождества христова, и все-таки она и есть и ее количество возрастает, а прославленные окрестности Масляной реки ныне дают ничтожные количества нефти. Конечно, и у нас может наступить нефтяное исчезновение, ... но геологические наши условия во многом иные, чем в Пенсильвании, а потому о количестве запасов наших местностей судить по американскому примеру нельзя. У нас в Баку третичная, новая геологическая эпоха дает пласты с нефтью, там — в Америке — пласты с нефтью происходят от давних геологических времен... У нас пласты новейшие, и дело держится очень давно, можно думать, что и запасы у нас длительнее. Сверх того, наложение пластов в Пенсильвании горизонтальное, у нас очень часто весьма наклонное. Работая наверху таких пластов, быть может, мы станем пользоваться теми массами нефти, которые лежат на недостижимой глубине, ибо по наклонному пласту нефти есть возможность доходить до поверхности с больших глубин, когда вода вытесняет нефть снизу». ¹³⁶ Таким образом, великий русский ученый безошибочно предрек бакинским нефтепромыслам долгую и «плодотворную» жизнь.

К рубежу столетий в Бакинском районе добывалось почти столько же нефти (9,8 млн т)¹³⁷, сколько на всей оставшейся части нашей планеты — совокупная мировая добыча нефти в 1900 г. составляла примерно 20 млн т, из которых 10,4 млн т давала

¹³⁴ Oil & Gas Reality Check 2012. A look at 10 of the top issues facing the oil and gas sector. — New York: Deloitte Global Services Ltd., 2011 • URL: http://www.deloitte.com/view/en_GX/global/industries/energy-resources/oil-gas/d018a402fae04310VgnVCM1000001a56f00aRCRD.htm [2013-06-07].

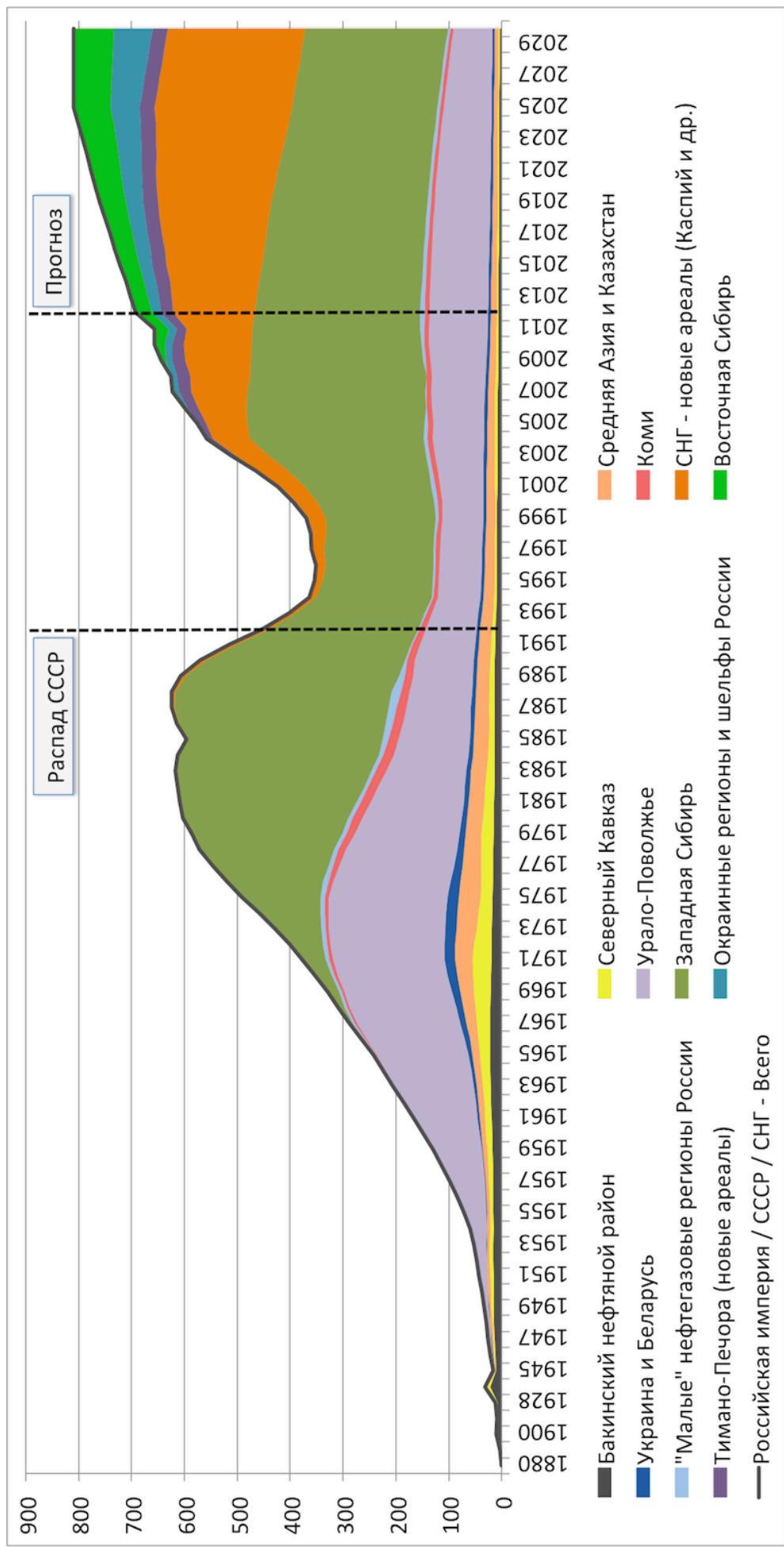
¹³⁵ Лисичкин С.М. Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности. Дореволюционный период. — М. — Л.: Гостоптехиздат, 1954.

¹³⁶ Менделеев Д.И. Нефтяная промышленность в Северо-Американском Штате Пенсильвании и на Кавказе // Сочинения. Том X. Нефть. — Л. — М.: Изд-во Академии наук СССР, 1949. — С. 219—220.

¹³⁷ По данным Государственного статистического комитета Республики Азербайджан • URL: <http://www.azstat.org/statinfo/industry/en/index.shtml> [2013-06-07].

Рисунок • ИСТ-4

Добыча нефти по основным нефтегазовым регионам Российской империи / СССР / СНГ в 1880—2011 гг. и прогноз на период до 2030 г., млн т



Примечание: показатели прогноза добычи на 2013—2030 гг. — по оценке автора с использованием статистической модели.

Источники: ЦСУ СССР, национальные статистические службы государств СНГ, Международное энергетическое агентство; BP Statistical Review of World Energy — 2012 • URL: <http://www.bp.com/>;

Лисичкин С.М. Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности. Дореволюционный период. — М. — Л.: Гостоптехиздат, 1954.

Российская империя. Максимум добычи бакинской нефти в 23,5 млн т пришелся на 1941 г., т.е. почти через 80 лет с начала промышленной эксплуатации скважинным способом (считая с 1864 г.). По величине показателя пиковой добычи Баку в 3 с лишним раза превзошел своего американского «собрата» — Предаппалацкий бассейн (7,5 млн т). Но даже после прохождения максимальной точки Бакинский район еще на протяжении 10 лет оставался главным нефтяным источником в СССР. Лишь в 1952 г. в лидеры вышел Урало-Поволжский регион с добычей в 18 млн т (38% общесоюзного производства), тогда как в Баку было добыто 15,7 млн т (33% от всей добычи нефти в стране). Современные объемы добычи нефти на «старых» азербайджанских промыслах, т.е. без учета месторождений на шельфе Каспийского моря, которые были открыты в 1980-х годах и позже, составляют порядка 6 млн т в год — это 26% от максимума, и степень падения добычи сопоставима с аналогичным показателем первого американского нефтепромышленного района.

Вслед за Баку с небольшим интервалом времени начался довольно быстрый рост добычи нефти на Северном Кавказе (в Грозном и в Дагестане, в районе Майкопа и на Тамани), а затем к нефтяному делу стали постепенно «приобщаться» другие территории Российской империи, где были обнаружены запасы «черного золота», — Эмба (современный Казахстан), о. Челекен (Туркмения), Ферганская область (Узбекистан). Предпринимались попытки начать освоение нефтяных ресурсов в районе Ухты и на Сахалине. В результате отмеченных процессов, к 1913 г. сложилась следующая география общимперской добычи нефти (%):

• Азербайджан	— 82,6
• Грозный и Дагестан	— 13,1
• Азово-Черноморский край	— 1,0
• Средняя Азия	— 2,0
• Казахстан	— 1,3. ¹³⁸

Кроме того, в конце XIX — начале XX веков быстро прогрессировала нефтедобыча в Галиции, на территории современной Украины. В 1886 г. в Галиции было добыто 29 тыс. т нефти, а наивысший уровень был достигнут в 1909 г. — более 2 млн т, что по тем временам составляло около 5% мировой добычи жидкого топлива.¹³⁹

Тем не менее, все перечисленные выше районы располагали относительно небольшой сырьевой базой, доступной для освоения при достигнутом технологическом уровне нефтяной промышленности. Поэтому они не могли составить конкуренцию азербайджанским нефтепромыслам в обеспечении общего роста добычи. Ситуация претерпела существенные изменения лишь с началом широкомасштабного освоения ресурсов углеводородного сырья в Урало-Поволжье, которое в 1940-х — 1950-х годах называли «вторым Баку». А в середине 1960-х годов настал черед «третьего Баку» — Западной Сибири, которая в исторически кратчайшие сроки, всего за 14 лет развития, вышла в бесспорные лидеры советской нефтедобычи с показателем 254 млн т (в 1978 г.), далеко обогнав Урало-Поволжье (210 млн т) и весь Кавказский регион (37 млн т). Начиная с 1980 г. Западная Сибирь стала давать более половины общесоюзной добычи жидких углеводородов.

Выход на максимум добычи в Западной Сибири состоялся в 1988 г., когда было добыто 408,6 млн т нефти с газовым конденсатом. Путь от начала добычи до пика был пройден всего за 24 года, затем произошел 10-летний кризисный спад (как и во всей

¹³⁸ Лисичкин С.М. Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности. Дореволюционный период. — М. — Л.: Гостоптехиздат, 1954.

¹³⁹ Нефть и газ Украины // Аналитика — Нефть и газ. — Информационно-аналитическое агентство Neftegaz.Ru • URL: <http://neftegaz.ru/analisis/view/7677> [2013-06-07].

нефтяной промышленности России), который сменился новой фазой роста, продлившейся до 2007 г. В настоящее время добыча нефти в регионе снова приобрела устойчивую тенденцию к снижению и в 2011 г. составила 316,5 млн т (77% от исторического максимума добычи 1988 г.).

В 1990-х и 2000-х годах на постсоветском пространстве развернулся процесс освоения целого ряда новых нефтегазоносных территорий — в Тимано-Печерском бассейне (за пределами «старых» добывающих районов Ухты и Усинска), в Каспийском регионе, на шельфе о. Сахалин, в Восточной Сибири и в Якутии. В 2011 г. суммарная добыча жидкого углеводородов по районам нового освоения составила 186 млн т (28% от добычи нефти и конденсата на территории стран Содружества). По прогнозной оценке, к 2030 г. объем добычи «новой» нефти может достигнуть 430—440 млн т, и это будет уже более половины (примерно 54%) всей добычи в ареале СНГ.

Добыча нефти и газового конденсата в регионах Российской Федерации, приоритетных для освоения ресурсов углеводородного сырья, в рамках данного прогноза оценивается в 2020 г. на уровне порядка 90 млн т, а к 2030 г. — 150 млн т, которые распределяются примерно поровну между Восточной Сибирью и Якутией, с одной стороны, и шельфами (в основном арктических и дальневосточных морей) и слабоизученными окраинными территориями севера и северо-востока страны — с другой. На долю этих источников в настоящее время приходится около 40% прогнозных оценочных ресурсов нефти в России.

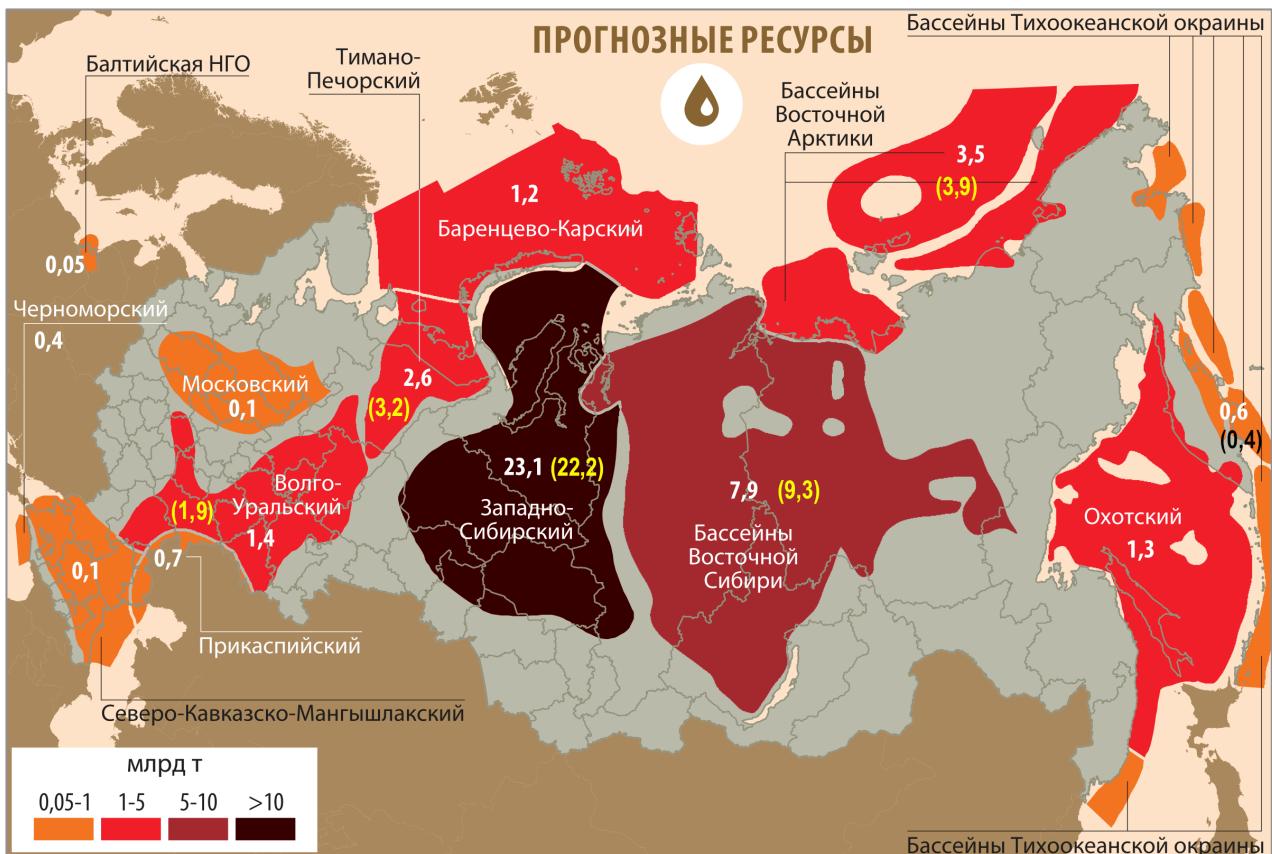
Реализуемость прогнозных ориентиров в значительной степени зависит от того, насколько благоприятным окажется соотношение будущих выгод (цен) и издержек на освоение новых ресурсных объектов российского НГС. Себестоимость добычи нефти на месторождениях российского арктического шельфа значительно превышает затраты на разработку аналогичных объектов в странах со сравнительно теплым климатом: в частности, если для шельфа Каспийского моря данный показатель составляет 44 долл./т, то для шельфа восточно-арктических морей он может достигать 170 долл./т. Возможность добычи нефти в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях с приемлемым уровнем издержек находится в самой непосредственной зависимости от динамики технологического развития — той составляющей, в которой отечественные нефтегазовые компании сейчас существенно отстают от мировых лидеров. В противном случае, главные акценты в реализации государственных приоритетов по освоению нефтегазовых ресурсов по-прежнему будут смещены в сторону создания благоприятных условий «извне», т.е. путем предоставления различного рода налоговых льгот и преференций.

Большое значение также будет иметь фактор подтверждаемости оцененных прогнозных ресурсов при проведении поисковых и разведочных работ, а в равной степени — и точности самих оценок. Данная проблема стоит весьма остро для Восточной Сибири, и в особенности для шельфов, вследствие в целом очень слабой и крайне неравномерной геологической изученности последних. Хуже всего изучены геолого-геофизическими методами значительные площади арктического шельфа (северные районы Баренцева и Карского морей, моря Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское), от Таймыра до границы с США на российском арктическом шельфе, где сосредоточено более половины оценочных прогнозных ресурсов нефти (рис. ИСТ-5), не пробурено ни одной скважины. При этом средняя степень разведанности начальных потенциальных ресурсов углеводородов на шельфе составляет всего 10%.¹⁴⁰

¹⁴⁰ Григоренко Ю.Н. и др. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения // Минеральные ресурсы российского шельфа. — Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2006. — Специальный выпуск • URL: <http://www.geoinform.ru/?an=mrr1> [2013-06-07].

Рисунок • ИСТ-5

Распределение прогнозных ресурсов нефти по нефтегазоносным бассейнам России по состоянию на 1.01.2011 г., млрд т



Примечание: в скобках приведены данные по состоянию на 1.01.2010 г., если величина оценки изменяется.

Источники: Государственные доклады МПР РФ «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов...» за 2010 и 2009 гг. • URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1257> [2013-06-02].

Что же касается величины оценок прогнозной нефтеносности северных и восточных территорий (включая арктический шельф), настораживает тенденция к ее уменьшению. По данным МПР РФ, величина оценки прогнозных ресурсов за 2010 г. по сравнению с 2009 г. в сумме уменьшилась на 2,3 млрд т, в том числе по Восточной Сибири — на 1,4 млрд т (рис. ИСТ-5). В противоположность указанным регионам, оценка по Западной Сибири выросла на 0,9 млрд т. Получается, что по мере повышения степени геологической изученности приоритетных территорий и уточнения оценок прогнозной нефтеносности, выявляется сужение ресурсной базы для развития добычи нефти в долгосрочной перспективе? Каким же образом тогда будет компенсироваться начавшееся падение добычи нефти в Западной Сибири?

Такие похожие и такие разные тренды

Сравнивая исторические тренды развития нефтедобычи в ареале стран Содружества и в США, можно выявить как существенные сходства, так и не менее существенные различия. Схожесть обусловлена тем, что процессы освоения нефтегазовых ресурсов на больших территориях подчиняются определенным общим закономерностям, а различия

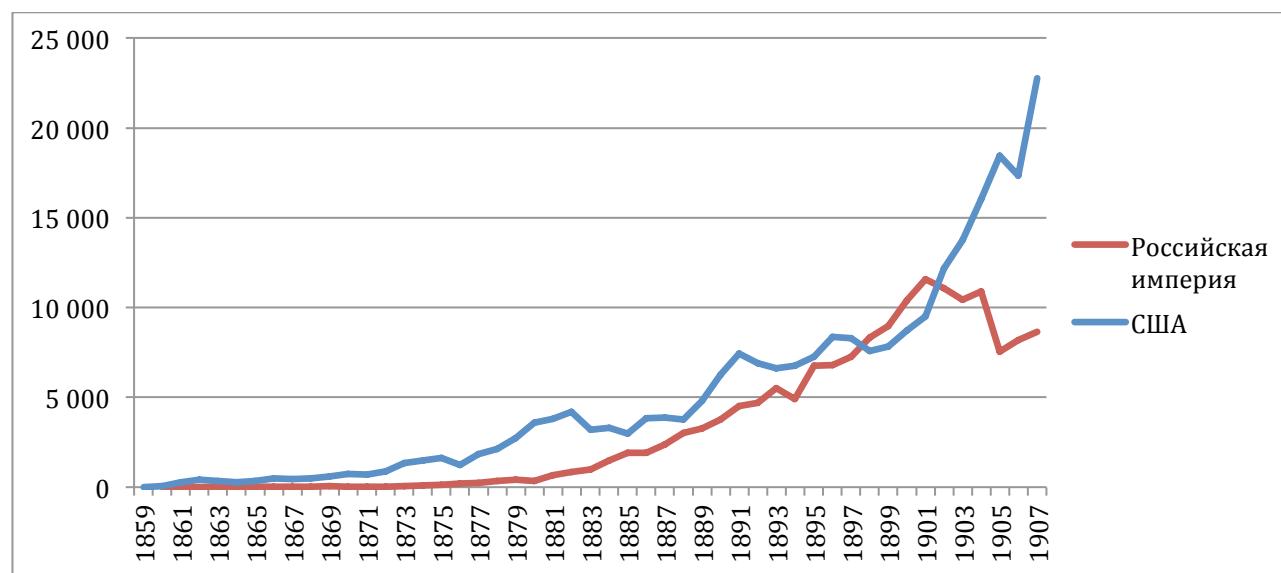
вызваны спецификой конкретных стран — горно-геологическими, географическими, природными, экономико-институциональными особенностями.

В анналах современной статистики обнаруживается систематический учет объемов добычи нефти в России начиная с 1860 г.¹⁴¹ — последнего года, предшествовавшего проведению Крестьянской реформы, которая отменила крепостное право в стране. И наверное, это не случайно, поскольку данная реформа вкупе с другими буржуазно-демократическими преобразованиями 1860—1870-х гг. дала мощный толчок развитию национальной экономики, включая нефтяное дело. В 1860 г. в России было добыто порядка 4 тыс. т нефти, что в 17 с лишним раз меньше тогдашнего американского показателя, и в последующее десятилетие по темпам роста добычи США шли впереди России.

Настоящий российский нефтяной бум начался в 1870-х годах и продлился примерно четверть века. Бурный рост добычи — а она в период до 1890 г. за каждое десятилетие увеличивалась ровно на порядок — был простимулирован: во-первых, отменой откупной системы с переходом к торгам (аукционам) нефтяными землями; во-вторых, непродолжительным отрезком времени, когда керосиновое производство (переработка нефти) не облагались акцизным налогом (с 1877 по 1887 г.). В 1890-х годах рост отечественной нефтедобычи резко замедлился (в 2,7 раза против 10-кратного роста в минувшие десятилетия), но тем не менее, к началу XX века Россия вышла по объемам добычи нефти на первое место в мире, обогнав США (рис. ИСТ-6).

Рисунок • ИСТ-6

Добыча нефти в Российской империи и в США в 1859—1907 гг., тыс. т



По данным ЦСУ СССР и Американского института нефти / American Petroleum Institute — API
• URL: <http://www.api.org/>.

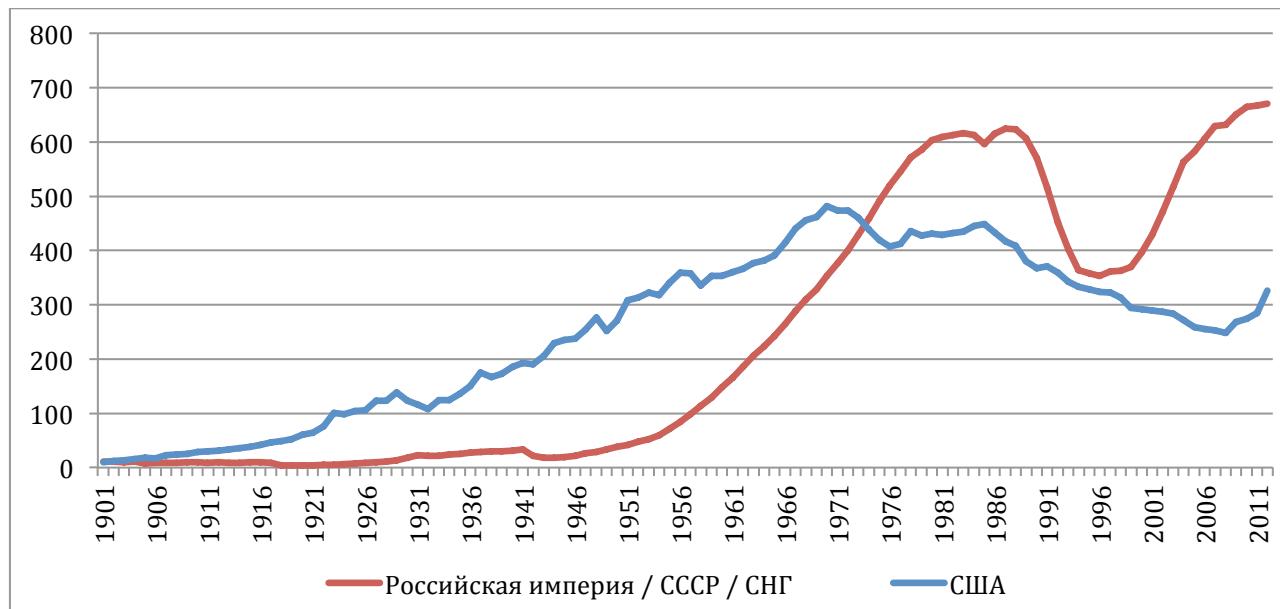
Тогдашнее российское лидерство в мировой нефтедобыче оказалось совсем недолгим. Уже в 1902 г. США вернули себе пальму первенства и затем на протяжении почти полувека, вплоть до середины 1950-х годов, наращивали свое преимущество. Советский Союз начал догонять США по нефтедобыче лишь с вводом в эксплуатацию гигантских месторождений углеводородного сырья — сначала в Урало-Поволжье, а затем в Западной Сибири —

¹⁴¹ Народное хозяйство СССР в 1960 году (Статистический ежегодник). — М.: Госстатиздат ЦСУ СССР, 1961. — С. 263.

и в 1974 г. эта «гонка преследования» увенчалась успехом (рис. ИСТ-7). Современная Россия в паре с Саудовской Аравией возглавляют мировой рейтинг нефтедобывающих стран, а пост-советский ареал и Северная Америка (США, Канада, Мексика) имеют примерный паритет по объемам добычи жидкого углеводородов, соответственно, 660 и 670 млн т.¹⁴²

Рисунок • ИСТ-7

Добыча нефти в Российской империи / СССР / СНГ и в США в 1901—2012 гг., млн т



По данным ЦСУ СССР, BP Statistical Review of World Energy – 2013 (<http://www.bp.com/>), American Petroleum Institute — API • URL: <http://www.api.org/>; U.S. Energy Information Administration — EIA • URL: <http://www.eia.gov>.

Общая динамика добычи нефти в длительной исторической ретроспективе складывается под влиянием двух ограничений: «снизу» и «сверху». Роль «ограничения снизу» играет изменяющаяся во времени величина спроса (потребности) в нефти с учетом возможностей ее замещения другими видами энергоресурсов. Век двадцатый охарактеризовался быстрым ростом спроса на нефть, и это подталкивало к повсеместному увеличению добычи, что не могло не затронуть все территории, богатые нефтяными ресурсами. Мера этого богатства всегда выступала и выступает сегодня в качестве «ограничения сверху» — объемы добычи нефти в каждый конкретный момент времени и угол наклона динамического тренда определяются величиной текущих извлекаемых запасов и тенденцией их приращения или сокращения. При этом свойство «извлекаемости» является весьма относительным, поскольку связано и с уровнем развития технологий добычи, и с уровнем цен на нефть, т.е. речь всегда идет о возможностях извлечения запасов при определенных технологических и экономических условиях.

Межстрановые различия таковых условий в сочетании с природно-геологической дифференциацией обусловливают специфику национальных трендов нефтедобычи. Так, американскому графику добычи присущ выраженный «гребенчатый» характер, отражающий кратко- и среднесрочные флюктуации, которые связаны с изменениями конъюнктуры — причем не только нефтяного рынка, но и общеэкономической. В фазе растущей добычи самые глубокие провалы приходятся на период великой депрессии в первой половине 1930-х годов и мировой экономический кризис 1974—1976 гг. График добычи нефти

¹⁴² BP Statistical Review of World Energy – 2013 • URL: <http://www.bp.com/>.

у «оппонирующего» производителя в целом является более гладким, а наблюдаемые разного рода спады и долгие по времени монотонные подъемы связаны, главным образом, с причинами системно-экономического и политического свойства.

Спад в начале XX века и последовавшая за ним стагнация объясняются узостью внутреннего рынка (по причине высоких налогов на керосин, смазочные масла и другие продукты, которые вырабатывались из нефти) и политическими барьерами, воздвигнутыми на пути отечественного экспорта нефтепродуктов. Существенную сдерживающую роль в развитии нефтедобычи играло и слабое инфраструктурное обеспечение (вот уж, воистину получается — это наша вечная болезнь!). К 1913 г. в дореволюционной России было построено магистральных нефтепроводов протяженностью всего лишь 1202 км, самым большим из которых являлся экспортный трубопровод Баку — Батум (883 км). На долю трубопроводного транспорта приходилось всего 6% вывоза нефтяных грузов из Бакинского района. От железных дорог нефтезаводчики получали не более 10% требуемого количества цистерн. Так, для вывоза 2 млн т продукции с бакинских нефтеперегонных заводов требовалось ежесуточно 600 цистерн, но наливали только от 90 до 250 цистерн в сутки. Основная тяжесть перевозки (порядка 80%) ложилась на водный нефтеналивной транспорт, однако и он расширялся слишком медленно. «Узкое горлышко» инфраструктуры не только создавало физические ограничения для развития нефтяной отрасли, но и подрывало ее эффективность и конкурентоспособность — при том, что добыча нефти в Баку обходилась в 10 раз дешевле, чем в США, на транспортировку и хранение тратилось в 35 раз больше.¹⁴³

После 1913 г. последовала череда экстраординарных политических событий — Первая Мировая война, две революции, Гражданская война, — которые привели к разрушению в национальной экономике, включая и нефтяную отрасль. Постепенный подъем нефтедобычи начался в 1920-е годы благодаря так называемой «Новой экономической политике», проводившейся большевистским правительством, а успех был закреплен в результате выполнения планов первых советских пятилеток. Устойчивый рост добычи нефти в 1941 г. оборвала германская агрессия, приведшая к Великой Отечественной войне. И лишь в послевоенный период (с 1946 г.) СССР вновь стал увеличивать объемы нефтедобычи.

В целом за период 1901—1954 гг. США наращивали добычу нефти быстрее, чем Российская империя и ее преемник — Советский Союз. Следует особо отметить, что США к собственной выгоде использовали оба глобальных военных конфликта, имевших место в XX столетии и которые, по сути дела, обошли стороной территорию Северной Америки.

Принципиально новая фаза роста нефтедобычи в СССР началась в середине 1950-х годов и продолжалась примерно 25 лет. За это время (т.е. к 1980 г.) объемы производства жидких углеводородов увеличились в 10 раз, тогда как в США — всего на 36%. Грандиозный рост добычи нефти в СССР был связан, как уже отмечалось выше, с освоением двух крупнейших в стране нефтегазоносных провинций — Волго-Уральской и Западно-Сибирской. Естественно, что этот подъем носил планомерный характер, исключавший какие-либо непредвиденные флюктуации. Но затем темпы роста добычи нефти в СССР резко снизились, а в 1985 г. произошел первый, не вызванный войной, кризис советской нефтяной промышленности — добыча неожиданно и вопреки планам сократилась почти на 3%. В последующий период подъем нефтедобычи в стране был ненадолго восстановлен, но слишком дорогой ценой — путем беспрецедентной «накачки» инвестициями. И это дало всего лишь 5% прироста нефтедобычи за три года.

Стагнация добычи нефти в СССР в 1980-е годы объясняется не столько ухудшением сырьевой базы отрасли, сколько системными проблемами советской директивно-плановой

¹⁴³ Лисичкин С.М. Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности. Дореволюционный период. — М. — Л.: Гостоптехиздат, 1954.

экономики, оказавшейся не способной к должному технологическому обновлению. Технико-технологический застой со всей очевидностью проявился и в нефтяной отрасли, имеющей дело с динамично изменяющимися сырьевыми активами, качество которых ухудшается по мере истощения ресурсов и запасов в недрах. Чтобы противостоять этой тенденции требуется постоянное развитие техники и технологий геологоразведки и эксплуатации месторождений, но таковое развитие в советской нефтяной промышленности происходило слишком медленно. Проблемы отрасли усугублялись тем, что в предыдущие два десятилетия был набран необоснованно высокий, форсированный темп роста добычи, который ускорил процессы «старения» сырьевой базы.

Период 1989—1996 гг. ознаменовался затяжным монотонным спадом добычи, причины которого, в общем-то, хорошо известны. Во-первых, это — финальная и фатальная стадия системного экономико-политического кризиса, охватившего Советский Союз и закончившегося распадом страны на ряд независимых государств. Во-вторых, процессы трансформационных реформ в странах Содружества и переход национальных экономик на рыночные принципы функционирования, который в разных странах происходил по-разному — с неодинаковой скоростью и результативностью. Практически повсеместно процессы преобразований затронули нефтегазовый сектор, но в одних странах (как например в Российской Федерации) акцент был сделан на формировании либерально-рыночной модели НГС, а в других (в Казахстане, Азербайджане) — на государственно-рыночной. Следует отметить, что Казахстан и среднеазиатские государства в целом пережили системную трансформацию с наименьшими потерями в добыче нефти благодаря относительно неплохому состоянию сырьевой базы, не подвергшейся форсированному истощению в поздний советский период времени.

Начиная с 1997 г. страны Содружества вступили в новую fazu роста нефтедобычи. К настоящему времени по сравнению с 1996 г. в целом по СНГ добыча нефти с газовым конденсатом выросла в 1,9 раза, в том числе: в Азербайджане — в 5 раз, в азиатском регионе (включая Казахстан) — в 2,8 раза, в России — в 1,7 раза. В Азербайджане и в странах азиатского региона рост добычи происходит за счет освоения новых перспективных территорий и прежде всего — находящихся в бассейне Каспийского моря. «За бортом» общей тенденции оказываются только Украина и Беларусь («Западный регион»), где нефтедобыча продолжает медленно падать по объективным причинам — вследствие относительной малости и истощенности сырьевой базы, а новых сколько-нибудь серьезных открытий здесь не предвидится.

Современный подъем нефтедобычи на пространстве СНГ с высокой степенью надежности можно спрогнозировать и на предстоящие 15—20 лет. Например, согласно прогнозам Международного энергетического агентства, только в Каспийском регионе (Азербайджан, Казахстан и среднеазиатские государства) добыча нефти может вырасти почти в 2 раза — с нынешних 140 до 270 млн т. Причем наиболее быстрый рост ожидается в ближайшие 10 лет.¹⁴⁴ Перспективы развития нефтяной промышленности в России обозначены в Энергетической стратегии и в отраслевой Генсхеме, которые в базовых своих вариантах ориентируют на умеренный рост добычи до примерно 530—535 млн т к 2030 г.¹⁴⁵ Как уже отмечалось выше, решающий вклад в будущий прирост российской нефтедобычи должны привнести Восточная Сибирь, шельфы дальневосточных и арктических морей, окраинные территории на северо-востоке страны. Западную Сибирь с высокой степенью

¹⁴⁴ World Energy Outlook 2010 — Part D: Caspian Energy Perspectives. — Paris: International Energy Agency (OECD/IEA), 2011 • URL: <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2010/> [2013-06-07].

¹⁴⁵ Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. / Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. №1715-р. — М.: Институт энергетической стратегии • URL: <http://www.energystrategy.ru/projects/es-2030.htm> [2013-06-07].

вероятности ожидает дальнейшее падение добычи — во всяком случае, именно этот сценарий в настоящее время реализуется на практике.

К новым горизонтам добычи — вдаль и вглубь

У рассмотренных выше двух исторических графиков добычи нефти сходства и различия просматриваются не только в общих контурах, но и в «слоистости», характеризующей очередность и масштабы освоения отдельных крупных добывающих территорий (рис. ИСТ-2 и ИСТ-4).

Наиболее существенное сходство заключается в том, что в обоих случаях первыми в процессы хозяйственного освоения были вовлечены регионы (нефтегазоносные бассейны) со сравнительно небольшим ресурсным потенциалом. Возможно, это — просто «каприз» природы, а возможно в этом есть какая-то глубокая историческая закономерность, но когда у человечества появилась серьезная потребность в нефти как в сырье и топливе, выяснилось, что «под боком» у крупных очагов потребления располагаются далеко не самые богатые источники нефтяных ресурсов. Увеличение добычи при эксплуатации ближайших открытых и технически доступных источников лишь в течение довольно ограниченного времени позволяло обеспечивать растущий спрос на нефть, а затем потребовалось освоение новых районов. Так, Предаппалацкий бассейн в СШАправлялся со спросовой нагрузкой на протяжении около 40 лет, а Бакинский добывающий район занимал доминирующее положение в нефтяной промышленности России примерно 50 лет. К 1930 г. в США добыча нефти велась на территории 7 крупных регионов, включая Техас, а также бассейны Калифорнии и Мексиканского залива (на суше). В СССР нефть добывалась в Бакинском районе, на Северном Кавказе, в Казахстане и в Средней Азии — и хотя Баку продолжал играть главную роль, но его доля в суммарной добыче нефти по стране сократилась до 65% (против 95% в 1900 г.).

Процесс вовлечения новых нефтегазоносных территорий в хозяйственное освоение в основном носил характер постепенного удаления от очагов спроса (потребления). Это нагляднее просматривается на примере США, где в целом имеет место более высокая и равномерная плотность населения. Сначала была Пенсильвания, входящая в группу Средне-Атлантических штатов на Северо-Западе страны — промышленном регионе с самой высокой плотностью населения. Затем добыча нефти стала продвигаться на запад — в Огайо и Западную Виргинию, — охватив таким образом практически весь Предаппалацкий бассейн. Следующим стал регион Великих Озер на Среднем Западе (Иллинойс и Индиана), а в дальнейшем — Техас и Луизиана на юге, Калифорния на Тихоокеанском побережье, территории Мидконтинента. После того как были вовлечены в разработку практически все перспективные районы в материковой части США дошла очередь до шельфа Мексиканского залива и океанского шельфа у берегов Калифорнии. Аляска, находящаяся на крайнем севере, стала последним освоенным регионом из числа крупнейших нефтегазоносных территорий страны. Сейчас на очереди — арктический шельф Аляски, где сосредоточено 40% прогнозных извлекаемых ресурсов нефти США.

Понятие «преемственность» по отношению к очередности освоения нефтегазоносных территорий носит весьма относительный характер. Новые бассейны или регионы не замещают старые добывающие центры полностью, а лишь начинают играть ведущую роль в обеспечении дальнейшего наращивания производства углеводородов. При этом добыча нефти и газа в старых районах обычно стабилизируется с последующим постепенным сокращением. Эволюция нефтедобычи в США наиболее точно иллюстрирует данное правило, поскольку развитие американского НГС не подвергалось серьезным внешним, т.е. внеэкономическим, воздействиям деструктивного характера. В ареале же нынешнего СНГ историческая эволюция нефтедобычи весьма существенно скорректирована разного

рода политическими пертурбациями и разрушительными войнами. В годы Первой мировой войны и революционных событий добыча нефти в Баку сократилась более чем в 3 раза (с 7,7 млн т в 1913 г. до 2,5 млн т в 1921 г.).¹⁴⁶ Почти столь же сильно нефтяная промышленность Азербайджана и Северного Кавказа пострадала в Великую Отечественную войну: общее производство нефти в главных добывающих регионах СССР упало в 2 раза (с 26,7 млн т в 1940 г. до 13,1 млн т в 1945 г.), в том числе на Северном Кавказе — в 2,8 раза (с 4,5 до 1,6 млн т). В 1942 г. перед вражеской оккупацией в Грозном и в Краснодарском крае были уничтожены все эксплуатационные скважины, демонтированы и вывезены (в Поволжье) буровые установки и нефтепромысловое оборудование, весь геологический материал, в большинстве своем были эвакуированы специалисты.¹⁴⁷ Послевоенное восстановление нефтяной отрасли в Кавказском регионе потребовало нескольких лет и было полностью завершено только к началу 1950-х годов.

В целом же одну из главных черт исторической эволюции нефтедобычи можно определить так: по мере того, как известные эксплуатируемые источники становятся недостаточными для обеспечения растущего спроса на нефть, процесс поиска и освоения новых источников уходит вдаль (к другим территориям) и вглубь (к другим более глубоким, ранее неразведанным или технически недоступным геологическим горизонтам). Пример последнего свойства можно сейчас наблюдать в развитии нефтедобычи в американских штатах Техас, Нью-Мексико, Северная Дакота и ряде других, где началось активное освоение залежей сланцевой нефти. В конце 1950-х — начале 1970-х годов похожие тенденции имели место и в нефтяной промышленности Северного Кавказа, которая в буквальном смысле слова получила «вторую жизнь» после нескольких лет стагнации в объемах добычи нефти. В Грозном были выявлены и введены в разработку высокопродуктивные залежи в глубоких отложениях верхнемелового возраста. Были сделаны новые открытия в соседнем Ставрополье и в Краснодарском крае. К 1971 г. добыча нефти на Северном Кавказе вышла на свой максимум в 35,8 млн т (в том числе в Грозненском районе — 21,3 млн т), увеличившись по сравнению с серединой 1950-х годов более чем в 5 раз. Пик добычи нефти с газовым конденсатом в Ставропольском крае равнялся 7,2 млн т (1974 г.), а в целом достигнутый уровень более 7 млн т сохранялся в течение 5-ти лет (1973—1977 гг.).¹⁴⁸

Приоритет крупного производства, граничащий с гигантоманией, можно считать характерной чертой советской плановой экономики, и нефтегазовый сектор не составлял исключения. При освоении новых нефтегазоносных территорий целенаправленно поддерживалось устремление к выходу в регионы, располагавшие более крупной ресурсной базой по сравнению с теми, которые уже находились в эксплуатации. Справедливости ради нужно отметить, что данное устремление имело во многом объективные предпосылки, связанные с пространственным распределением геологических ресурсов нефти и газа.

¹⁴⁶ По данным Государственного статистического комитета Республики Азербайджан
• URL: <http://www.azstat.org/statinfo/industry/en/index.shtml> [2013-06-07].

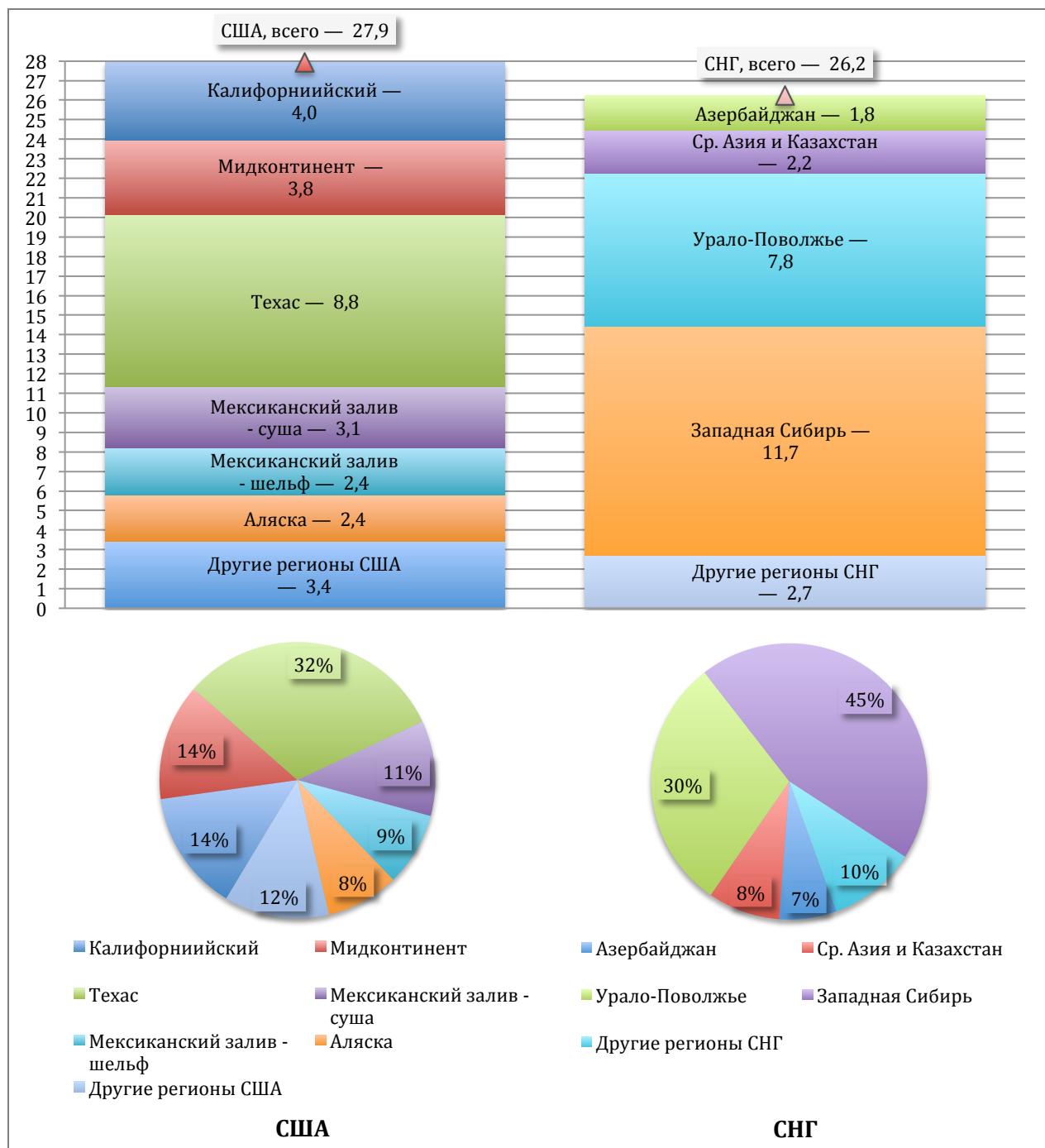
¹⁴⁷ Будков, А.Д., Будков Л.А. Нефтяная промышленность СССР в годы Великой Отечественной войны. — М.: Недра, 1985.
Алиев М.М. и др. Нефтедобывающая промышленность СССР. 1917—1967 / Под общ. ред. В.Д. Шашина. — М. : Недра, 1968.

¹⁴⁸ Пельменёва А.А. Тенденции и особенности функционирования нефтяного рынка Северо-Кавказского региона // Сборник научных трудов СевКавГТУ. Серия «Экономика». — 2005. — № 2
• URL: <http://www.ncfu.ru/>.
Пельменёва А.А. Нефтяной комплекс Ставропольского края и проблемы его развития // Сборник научных трудов СевКавГТУ. Серия «Экономика». — 2009. — № 9 • URL: <http://www.ncfu.ru/>.
Чеченская республика: нефтяной ракурс // Международная информация нефтяной индустрии. — 1995. — № 1 • URL: <http://www.nefte.ru/oilworld/chechen1.htm> [2013-06-07].

Поэтому при освоении новых нефтегазоносных территорий СССР в основном двигался по восходящей линии: от Баку и Северного Кавказа — к региону Урало-Поволжья, а затем — к Западной Сибири. Как следствие, в структуре накопленной добычи нефти за всю историю разработки месторождений на территории СНГ (26,2 млрд т) выявляется очевидное преобладание двух крупнейших провинций — Волго-Уральской (7,8 млрд т / 30%) и Западно-Сибирской (11,7 млрд т / 45%). Пространственная структура накопленной добычи нефти в США (27,9 млрд т) выглядит более равномерной: преобладает Техас (8,8 млрд т / 32%) и еще пять нефтегазоносных регионов имеют долю от 9 до 14% (рис. ИСТ-8).

Рисунок • ИСТ-8

**Распределение накопленной добычи нефти в США и СНГ за период 1859—2011 гг.
по основным нефтегазоносным территориям, млрд т / %**



Источники: см. сноски к рис. ИСТ-2 и ИСТ-4.

Законы рыночной экономики, как показывает длительная история нефтедобычи в США, по большей части несовместимы с каким-либо политически целенаправленным выдвижением приоритетов в освоении тех или иных нефтегазоносных территорий. Востребованными оказываются все источники нефти, независимо от их размеров и местоположения, удовлетворяющие критериям технической доступности и экономической целесообразности. Разрабатываются могут все нефтегазоносные бассейны, все месторождения и залежи с технически извлекаемыми запасами нефти, если добыча сопряжена с издержками, уровень которых является приемлемым по рыночным условиям. И это подтверждается реальной статистикой. На территории США расположено около четырех десятков бассейнов с доказанной нефтегазоносностью, различающихся своим ресурсным потенциалом, и открыто более 36 тыс. месторождений углеводородного сырья, $\frac{3}{4}$ которых сосредоточено в границах трех крупнейших бассейнов: Мексиканского залива, Пермского и Западного внутреннего.¹⁴⁹ Официально учтено 65,4 тыс. площадей (месторождений, участков), в недрах которых содержатся запасы углеводородов.¹⁵⁰ При этом только на федеральных землях количество реально исполняемых лицензионных соглашений на право выполнения работ по освоению нефтегазоносных участков превышает 49 тыс., а в 2011-м финансовом году было выдано 2188 новых лицензий.¹⁵¹ Согласно последним опубликованным данным, добычу нефти и газа в США осуществляют 13774 компании, из которых 13121 относятся, по принятой классификации, к III категории («микро») с годовой добычей в 14 тыс. барр. в среднем на одну компанию-оператора и 510 компаний входят во II категорию (малых) со среднегодовой добычей 320 тыс. барр.¹⁵² Иными словами, в США выявлено огромное количество месторождений нефти и газа, большинство из которых — мелкие, и есть кому заниматься освоением этих месторождений без каких-либо скидок на то, что они мелкие, истощенные и не представляют интереса для «серьезного» бизнеса.

Поэтому в США параллельно с освоением крупных нефтегазоносных территорий, таких как Техас, Аляска ли Мексиканский залив, вовлекались в эксплуатацию сравнительно небольшие районы в различных штатах — Флориде, Мичигане, Южной Дакоте, Теннесси и др. И практически во всех нефтегазодобывающих регионах страны всегда есть масса «замыкающих» месторождений и производителей нефти, которые «выпадают из обоймы» в периоды конъюнктурных спадов и «возвращаются в строй» при подъемах рыночной конъюнктуры. Таким образом в динамике оптимизируются объемы производства и складывается «гребенчатый» исторический график добычи нефти.

В противоположность американской практике, в СССР уже с началом освоения Волго-Уральской провинции интерес к обстоятельной работе с новыми небольшими нефтегазоносными территориями заметно ослаб — стояла задача найти новую «большую нефть», и основные надежды в этом деле возлагались преимущественно на восточные регионы страны. В послевоенный период было создано, пожалуй, всего два новых добывающих района на базе относительно небольших ресурсных источников — Днепровско-

¹⁴⁹ Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. — М.: Недра, 1990.

Горная энциклопедия • URL: <http://www.mining-enc.ru/s/soedinennye-shtaty-ameriki/> [2013-06-07].

¹⁵⁰ Oil and Gas Field Code Master List. — U.S. Energy Information Administration / EIA • URL: <http://www.eia.gov/naturalgas/fieldcode/> [2013-06-07].

¹⁵¹ Oil & Gas Statistics. — Bureau of Land Management (BLM) U.S. Department of the Interior • URL: http://www.blm.gov/wo/st/en/prog/energy/oil_and_gas/statistics.html [2013-06-07].

¹⁵² U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves. 2007 Annual Report. — U.S. Energy Information Administration / EIA, 2009 • URL: <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/archive/2007/full.pdf> [2013-06-07].

Донецкой (Украина) и Припятской нефтегазоносных областей (Беларусь), век которых оказался недолг — в середине 1970-х годов был достигнут пик (21,4 млн т) суммарной добычи нефти в западных республиках СССР, после чего она стала быстро снижаться и к концу 1980-х годов сократилась почти в 3 раза — до 7,4 млн т.¹⁵³

Освоение ресурсов белорусской нефти началось практически одновременно с западносибирской. Но ведь в начале 1960-х годов среди геологов, нефтяников и плановиков преобладали скептическое отношение к Западной Сибири, и мало кто предполагал тогда, какие темпы и масштабы примет развитие нефтегазодобычи в этом регионе страны всего лишь через 10 лет. В одной из песен Владимира Высоцкого, который впоследствии иронизировал по поводу тогдашнего отношения к Западной Сибири, даже есть такие строки:

*Послал же бог на головы нам олухов!
Откуда нефть — когда кругом тайга?*

...
*Вы ничего в Тюмени не отыщите,
В болото вы вгоняете деньгу!*

...
*И дали заключенье в Академии:
В Тюмени с нефтью полная труба!*

А ближе к финалу песни:

*И нефть пошла! Мы, по болотам рыская,
Не на пол-литра выиграли спор —
Тюмень, Сибирь, земля ханты-мансийская
Сквозила нефтью из открытых пор.* ¹⁵⁴

Государственные решения об освоении ресурсов нефти и газа в Западной Сибири с ее крайне тяжелыми условиями работы принимались не без дискуссий. К XXIII съезду КПСС, который в 1966 г. должен был утвердить план очередной (восьмой) пятилетки, сформировались два «лагеря» — приверженцев постепенного подхода к освоению и сторонников интенсивного вовлечения ресурсов Западной Сибири в промышленную эксплуатацию. Победили вторые, но в пятилетнем плане задания по добыче нефти и газа в регионе были даны весьма большими «вилками» (соответственно: 20—25 млн то 16—26 млрд м³).¹⁵⁵

Намеченные планы были перевыполнены с лихвой. В 1970 г. в Западной Сибири добыча нефти вышла на уровень 31 млн т, а в целом за 8-ю пятилетку было добыто 10 млн т сверхплановой нефти. «По сравнению с другими нефтяными провинциями это вроде не так уж и много. Но ни на одном промысле страны добыча "черного золота" не росла столь быстрыми темпами. Новый район уже сейчас дает половину общесоюзного прироста нефтедобычи, а в будущем обеспечит непрерывное увеличение темпов развития нефтяной и газовой промышленности страны, нефтехимии и энергетики... Для достижения добычи

¹⁵³ По данным ЦСУ СССР, ГПО «Белоруснефть» • URL: <http://beloil.by/ru/>; НАК «Нафтогаз Украины» • URL: <http://www.naftogaz.com/>; Нефть и газ Украины // Аналитика — Нефть и газ. — Информационно-аналитическое агентство Neftgaz.Ru • URL: <http://neftgaz.ru/analisis/view/7677> [2013-06-07].

¹⁵⁴ Высоцкий В.С. Тюменская нефть (1972 г.) // Собрание сочинений в одном томе. — М.: Изд-во АЛЬФА-КНИГА, 2012. — С. 257—258.

¹⁵⁵ Славкина М.В. История принятия решения о промышленном освоении Западной Сибири // Экономическая история. Обозрение / Под ред. Л.И. Бородкина. Вып. 10. — М.: Изд-во МГУ, 2005 • URL: <http://www.hist.msu.ru/Labs/Ecohist/OB10/index.html> [2013-06-07].

нефти в 45 млн т в Татарии потребовалось 15,5 лет, а в Западной Сибири — всего 7,5. Рубежа годовой добычи в 100 млн т татарские нефтяники достигли через 25 лет, а сибиряки возьмут его за 11 лет». ¹⁵⁶

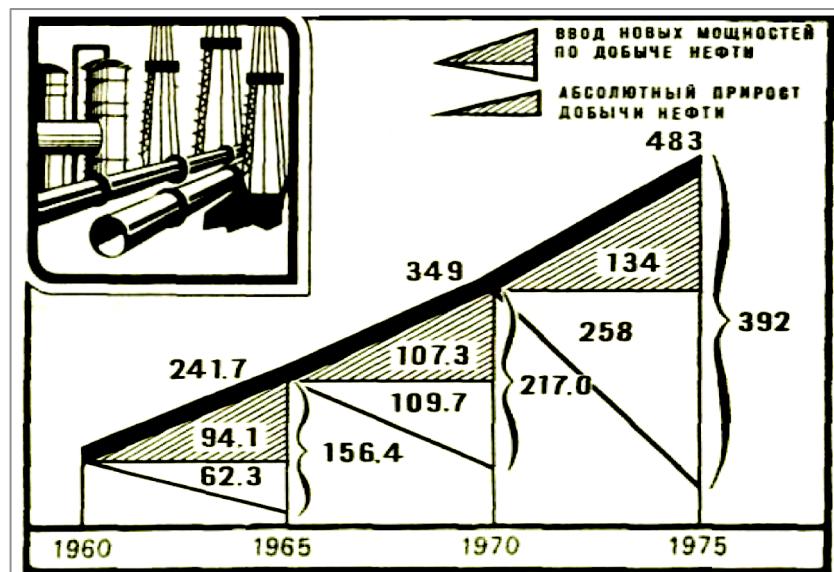
В девятой пятилетке добыча нефти в Западной Сибири увеличивалась еще более стремительно, и в 1973 г. регион вышел по объему добычи нефти на первое место в стране. Прирост добычи составил в том же году почти 25 млн т. За годы пятилетки промыслы Тюменской и Томской областей дали сверх директивного задания более 44 млн т. Как отмечается в книге тогдашнего министра нефтяной промышленности СССР В.Д. Шашина, «не менее впечатляющими выглядят и общие итоги завершающего года девятой пятилетки: страна получила 148 млн т западносибирской нефти, из которых более 12 млн т сверх плана». ¹⁵⁷ Постоянное перевыполнение планов добычи в 1965—1975 гг. в основном объясняется тем, что масштабы геологических открытий в Западной Сибири превосходили все ожидания и каждый год дарили новые и более широкие возможности. Форсирование темпов отбора запасов началось нескольким годами позже, когда по целому ряду причин рост добычи стал замедляться, а стране требовалось все больше и больше нефти.

Надо сказать, что «большая» западносибирская нефть пришлась как нельзя кстати и вовремя. Еще в годы освоения ресурсов Урало-Поволжья в СССР был набран такой темп наращивания нефтедобычи, что поддерживать его без вовлечения в эксплуатацию новых крупных нефтегазоносных территорий было попросту невозможно. При достигнутом в то время уровне технологического развития отрасли, выбытие добывчих мощностей происходило довольно быстро — и его необходимо было постоянно компенсировать. Чем больше нефти добывалось в СССР, тем с каждым годом увеличивались и масштабы выбытия «старых» мощностей по добывче нефти, что наглядно иллюстрируется диаграммой из цитированной выше книги В.Д. Шашина (рис. ИСТ-9).

Рисунок • ИСТ-9

Ввод новых мощностей

(абсолютный прирост плюс мощности на компенсацию падения добычи нефти)
по Министерству нефтяной промышленности СССР, млн т



¹⁵⁶ Шашин В.Д., Щербина Б.Е., Муравленко В.И. и др. Нефть Сибири. — М.: Недра, 1973. — С. 15, 32.

¹⁵⁷ Шашин В.Д. Нефтяники — стране. — М.: Недра, 1976. — С. 21.

В девятой пятилетке ввод новых мощностей по добыче нефти составил 392 млн т, что превышает объем производства, имевший место в 1970 г., но из общего ввода мощностей почти 66% (258 млн т) пошло на компенсацию выбытия и лишь 34% (134 млн т) давало чистый прирост добычи. В 1975 г. величина чистого прироста добычи нефти в стране по отношению к последнему году предыдущей пятилетки оказалась всего лишь немногим меньше, чем объем добычи нефти в Западной Сибири. Иными словами, если бы начиная с 1965 г. не происходило интенсивное освоение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, то уже к середине 1970-х годов СССР вплотную бы столкнулся с проблемой резкого замедления темпов роста нефтедобычи. А это никоим образом не вписывалось в грандиозные планы строительства материально-технической базы коммунистического общества.

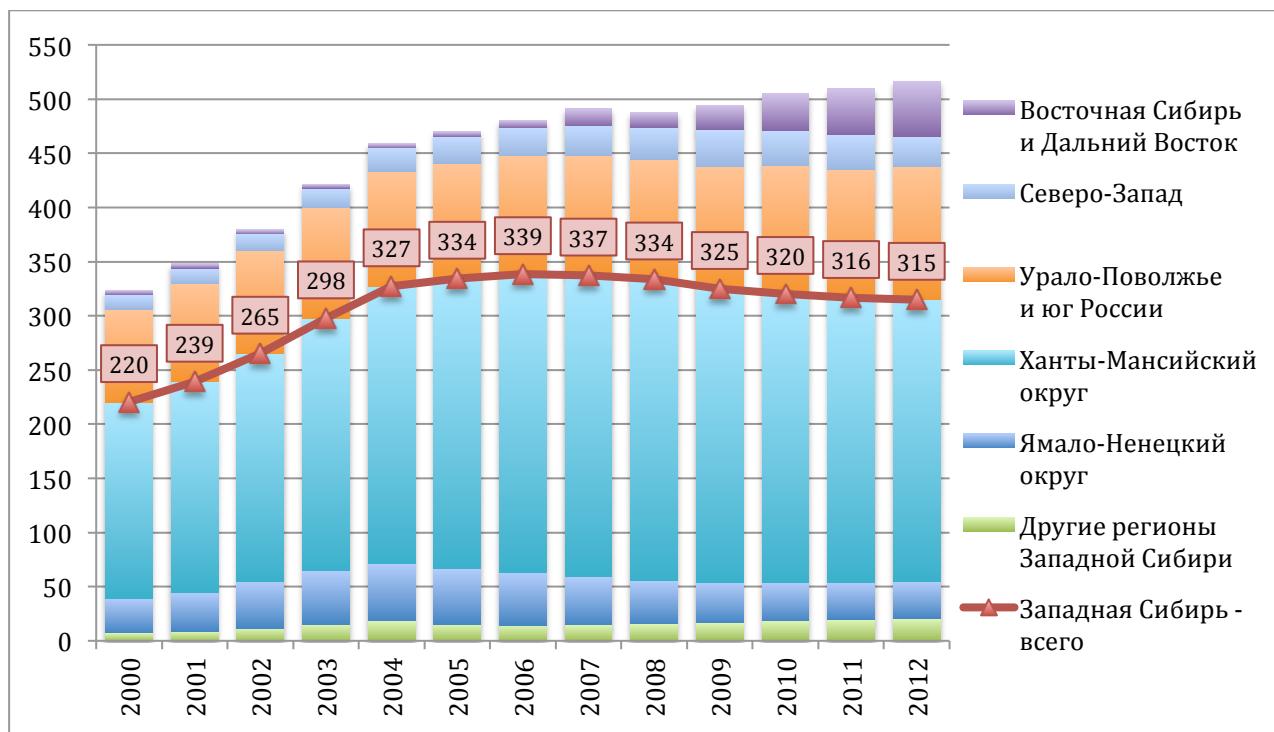
Можно без какого-либо преувеличения сказать, что нефть и газ Западной Сибири уже сыграли свою неоценимую историческую роль в социально-экономическом развитии СССР, а впоследствии — независимой Российской Федерации. Ресурсный потенциал региона столь велик, что и сегодня еще далеко и далеко не исчерпан, но несмотря на это, нынешние государственные приоритеты по обеспечению роста добычи углеводородного сырья в России отданы другим территориям. В эволюционном развитии российской нефтедобычи происходит очередная «смена поколений», однако новые регионы-лидеры даже близко не могут сравниться с «дряхлеющей» Западной Сибирью по размерам ресурсно-сырьевой базы. Поэтому естественно возникает вопрос: не слишком ли рано мы «списываем со счетов» западносибирскую нефть, отдавая столь явное предпочтение Восточной Сибири, Якутии, дальневосточным и арктическим шельфам?

Прощай, западносибирская нефть?

Одним из самых значимых (даже — знаковых!) и самых безрадостных событий последних лет в развитии российского НГС стало начавшееся падение добычи нефти в Западной Сибири (рис. ЗСН-1).

Рисунок • ЗСН-1

Добыча нефти с газовым конденсатом в регионах России, млн т



Примечание: данные за 2012 г. — предварительные.

Источник: по данным Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>; территориальных органов Росстата.

Из числа основных западносибирских нефтедобывающих территорий в 2005 г. первыми в фазу падения вступили Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) и Томская область, но еще в следующем году благодаря росту добычи в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) поддерживалась позитивная динамика производства по региону в целом. С 2008 г. спад добычи нефти в Западной Сибири стал всеохватывающим, поскольку началось сокращение добычи в Ханты-Мансийском округе — главном нефтедобывающем регионе страны, — из недр которого годом ранее было извлечено свыше 278 млн т нефти (почти 59% общероссийской добычи). При этом относительно гладкая динамика падения пока что обеспечивается за счет роста добычи газового конденсата в ЯНАО, которая в 2011 г. достигла 11,4 млн т, вплотную приблизившись к докризисному максимуму (11,7 млн т в 2006 г.) и превзошла уровень 2000 г. в 2,3 раза.

Как можно объяснить происходящие процессы? Действительно ли, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция уже вступила в стадию естественного падения добычи нефти?

Суровый приговор ...

Указанная выше точка зрения сегодня воспринимается чуть ли не само собой разумеющейся — с подачи нефтегазового бизнеса и, в какой-то степени, государства. Например, в 2009 г. один из руководителей НК «ЛУКОЙЛ» в интервью газете «Коммерсантъ» сказал следующее: «... Россия вышла на пик добычи. Сейчас я могу сказать, что 460—470 млн тонн нефти в год — это та тенденция, к которой мы придем в ближайшее десятилетие. Россия опоздала с вводом крупных новых месторождений... Что произошло в России? Мы вышли на 490 млн тонн. Дальше добыча будет снижаться, потому что в Западной Сибири, которая составляла основной регион производства, добыча пошла вниз. А те месторождения, которые должны вводиться, — Тимано-Печора, Ванкор, Восточная Сибирь — опаздывают на три—пять лет».¹⁵⁸ А вот цитата из Госдоклада МПР РФ за 2010 г.: «...как объем, так и доля ХМАО в добыче нефти в последние годы уменьшаются... Причиной этого является сокращение дебитов скважин на эксплуатируемых месторождениях, многие из которых разрабатываются 40 лет и более, а также относительно худшие промысловые характеристики вводимых в строй объектов».¹⁵⁹

Ни в том, ни в другом случае не дается никакого серьезного объяснения причин: просто добыча нефти в Западной Сибири падает. А сокращение дебитов и ухудшение качества подготавливаемых новых запасов — это нормальные характеристики стадии естественного падения добычи. Но только ли в этом дело?

Администрация ХМАО при анализе итогов социально-экономического развития округа в 2011 г. объясняет падение добычи нефти наряду с уже названными причинами еще и тем, что имеет место: «... невыполнение проектных решений по объемам бурения, вводу новых скважин и действующему фонду скважин; недостаточное проведение геологоразведочных работ и, как следствие, отсутствие подготовленных к разработке запасов, ввод в разработку которых мог бы компенсировать текущую добычу». ¹⁶⁰ Любопытно, но об этих же самых причинах практически дословно говорилось и в конце 1990-х годов, когда нефтедобыча в округе стагнировала в нижней точке кризисного спада.¹⁶¹

В решении научно-технической конференции по проблемам развития НГС в Западной Сибири (2010 г.) отмечается, что «главной проблемой, которая начинает сдерживать развитие добычи нефти в провинции, является совершенно недостаточный уровень геологоразведочных работ. Деятельность недропользователей по выявлению и подготовке запасов нефти является неудовлетворительной... Дальнейший рост добычи нефти... сдерживает отсутствие открытых и законченных разведкой крупных нефтяных

¹⁵⁸ «\$70 — это нормальная работа» // Коммерсантъ — «Business Guide (Нефть и газ)». Приложение. 17 июня 2009. — №106 • URL: <http://www.kommersant.ru/Doc/1182572> [2013-06-07].

¹⁵⁹ Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ • URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1257> [2013-06-02].

¹⁶⁰ Итоги социально-экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа – Югры за январь–декабрь 2011 года • URL: http://www.depeconom.admhmao.ru/wps/portal/ecr/home/ser_hmao [2013-06-07].

¹⁶¹ Зайцев Г.С., Толстолыткин И.П. Работа Ханты-Мансийской межведомственной Территориальной комиссии по разработке нефтяных месторождений (февраль — июнь 1999 года) // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. — 1999. — № 3 • URL: <http://www.oilnews.ru/3-3/> [2013-06-07].

месторождений, которые не введены в разработку. Вместе с тем запасы категорий, A+B, частично C₁ (proof — по западным стандартам) на разбуренных эксплуатационным бурением частях месторождений составляют около 55%. Это означает, что в указанном регионе на ближайшие 5—7 лет имеются потенциальные возможности для поддержания и даже наращивания добычи».¹⁶²

Т.е. несмотря на ухудшение сырьевой базы, в Западной Сибири имеются возможности для поддержания и даже наращивания добычи нефти. Однако эти возможности сегодня не реализуются из-за недостаточных объемов геологоразведочных и эксплуатационных работ. Почему же так происходит в нашем главном нефтедобывающем регионе, от которого во многом зависит благополучие всей страны? Вероятно, ответ кроется в том, что сейчас главенствующим в развитии российского НГС стал так называемый «восточный вектор», означающий смещение основных интересов государства и бизнеса при освоении нефтегазовых ресурсов в сторону Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также морских шельфов. Ну, а Западная Сибирь утратила свои прежние приоритетные позиции — со всеми вытекающими из этого последствиями.

Устами МПР Западной Сибири уже вынесен приговор: «Основная добыча в стране сосредоточена в уникальном по масштабу Западно-Сибирском нефтегазоном бассейне, который вот уже более сорока лет является главным районом добычи нефти. **Дальнейшее наращивание добычи здесь практически невозможно** (жирн. курсив — авт.), а ее поддержание на текущем уровне требует освоения глубоких горизонтов с существенно более трудными условиями эксплуатации... В долгосрочной перспективе сохранение Россией статуса крупнейшей нефтяной державы возможно лишь при условии освоения принципиально новых регионов. Для этого необходимо обеспечить приток инвестиций в геологоразведку, в первую очередь в поиски и оценку новых месторождений в перспективных районах Восточной Сибири».¹⁶³

«Боливару не снести двоих...»

Но почему же утрата приоритета в государственной и корпоративной политике обрачиваются для Западной Сибири столь печальными последствиями? Почему едва начавшееся широкомасштабное освоение ресурсов углеводородного сырья в новых перспективных провинциях создает серьезные проблемы для дальнейшего развития нефтедобычи в регионе, где сосредоточено более половины российских ресурсов нефти? На этот вопрос уже давным-давно ответил известный о'генриевский персонаж, бросивший лаконичную крылатую фразу, которой озаглавлен очерк: «Боливару не снести двоих...», — а российскому бизнесу не снести двойную нагрузку по освоению ресурсов и Западной Сибири, и новых провинций.

Ограниченный инвестиционно-технологический потенциал компаний НГС не позволяет им вести широкомасштабное «наступление на нефтегазовые ресурсы» одновременно по нескольким «фронтам». Это хорошо видно на примере НК «Роснефть», являющейся не только самой большой российской нефтяной компаний, но и крупнейшим нефтедобытчиком и в Западной, и в Восточной Сибири. В инвестиционной деятельности

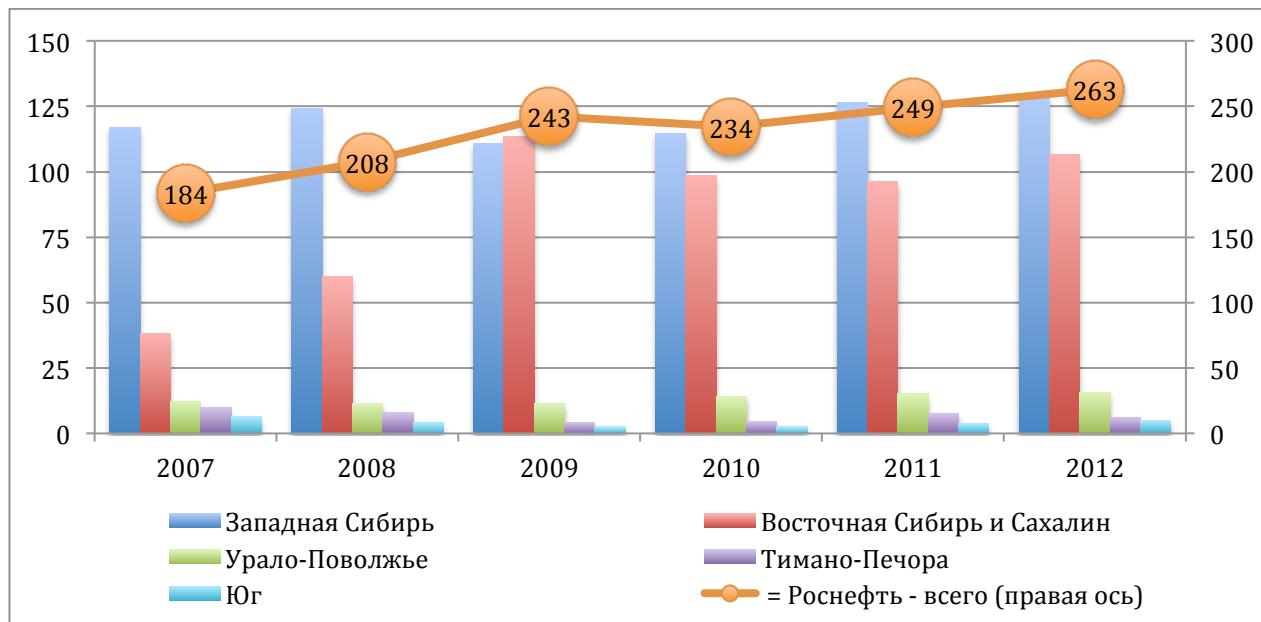
¹⁶² Научно-техническая конференция «Стратегия и проблемы развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса на современном этапе» // Нефть и газ Западной Сибири. — 2011. — № 1
• URL: http://www.ids55.ru/nig/articles/aktualnye_problemy/211-1-----r--.html [2013-06-07].

¹⁶³ Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ
• URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1257> [2013-06-02].

компании в последние 6 лет отчетливо просматривается тенденция следующего свойства: если всерьез увеличиваются инвестиции в Восточную Сибирь, то сокращаются инвестиции в Западную, и наоборот (рис. ЗСН-2). Похожие тренды имеют место в динамике показателей компании ТНК-ВР, которая в рассматриваемый период времени смогла нарастить инвестиции по всем регионам деятельности лишь в одном 2011 г. при максимально высоком уровне цен на нефть — около 110 долл./барр. в среднегодовом исчислении (рис. ЗСН-3).

Рисунок • ЗСН-2

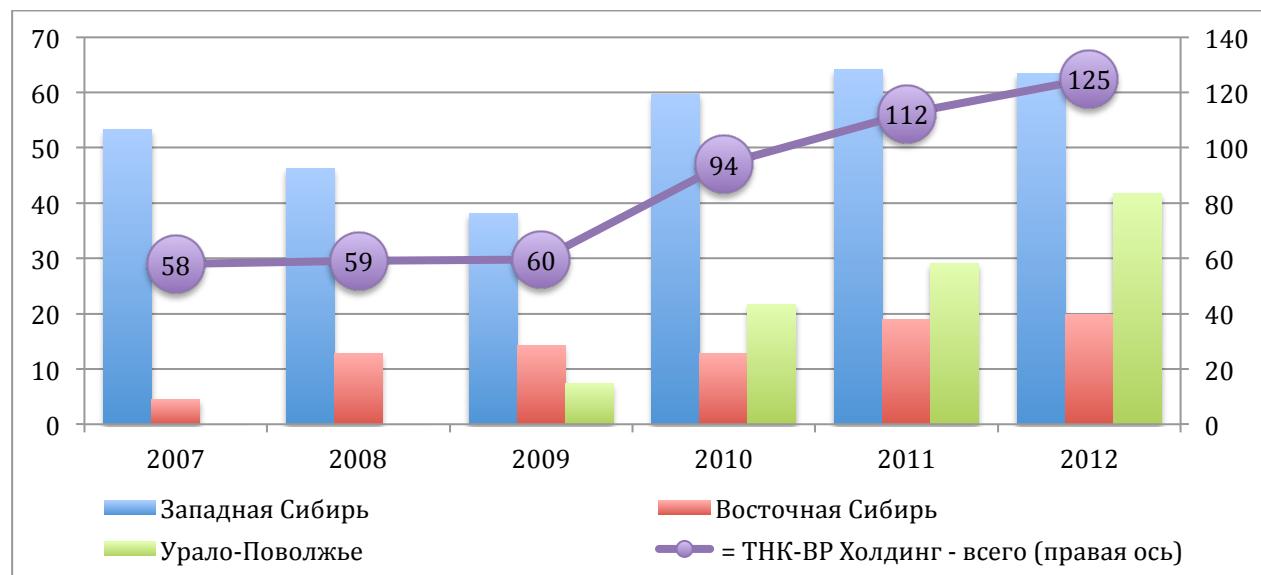
**Инвестиции НК «Роснефть» в добычу нефти с разбивкой по регионам,
млрд руб. в сопоставимых ценах 2011 г.**



Расчет по данным статистических обзоров журнала «Нефтегазовая вертикаль» • URL: <http://www.ngv.ru>.

Рисунок • ЗСН-3

**Инвестиции компании ТНК-ВР в добычу нефти с разбивкой по регионам,
млрд руб. в сопоставимых ценах 2011 г.**



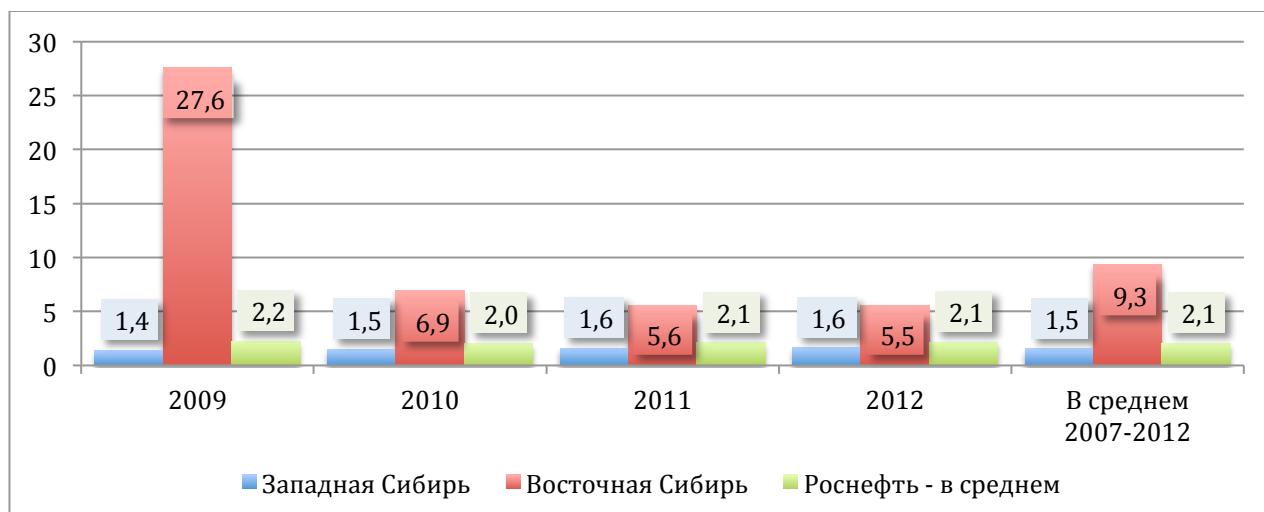
Расчет по данным статистических обзоров журнала «Нефтегазовая вертикаль» • URL: <http://www.ngv.ru>.

Сегодня мы можем наблюдать своего рода противостояние между Восточной и Западной Сибирью, в котором первая выглядит явным фаворитом. Причем это трудно назвать межрегиональной конкуренцией за привлечение инвестиций в освоение ресурсной базы углеводородов. Скорее, речь должна идти о внутрикорпоративной балансировке интересов у крупнейших российских нефтегазовых компаний — какой из двух частей Сибири отдать предпочтение в тот или иной момент времени. На чашах весов оказываются разнообразные коммерческие и политические интересы: прибыль, контроль над ресурсами, стремление быть в русле государственной политики для получения тех или иных льгот и преференций.

Для главных участников «наступления на Восточную Сибирь» — «Роснефти», ТНК-ВР и «Сургутнефтегаза» — регион привлекателен тем, что позволяет наращивать добывчу нефти из новых крупных месторождений, а заодно получать и определенные политические дивиденды от государства. Главные «минусы» связаны со значительными затратами и низкой доходностью и, соответственно, с высокими финансовыми рисками. Например, у НК «Роснефть» удельная капиталоемкость добычи нефти в Восточной Сибири в 2011—2012 гг. была в 3,5 раза выше, чем в Западной, а в среднем за период 2007—2012 гг. — в 6 с лишним раз (рис. ЗСН-4). Повышенный уровень капиталоемкости нефтедобычи в Восточной Сибири легко объясняется тем, что проекты освоения месторождений еще находятся в начальной стадии реализации — осуществляются крупные инвестиции (в том числе в обустройство и подготовку территории), а добыча еще не достигла проектного уровня. До 2010 г. по мере роста добычи капиталоемкость год от года снижалась, но в последние два года стабилизировалась на уровне 5,5—5,6 тыс. руб./т.

Рисунок • ЗСН-4

Капитальные вложения НК «Роснефть» в расчете на 1 т годовой добычи, тыс. руб. в сопоставимых ценах 2011 г.



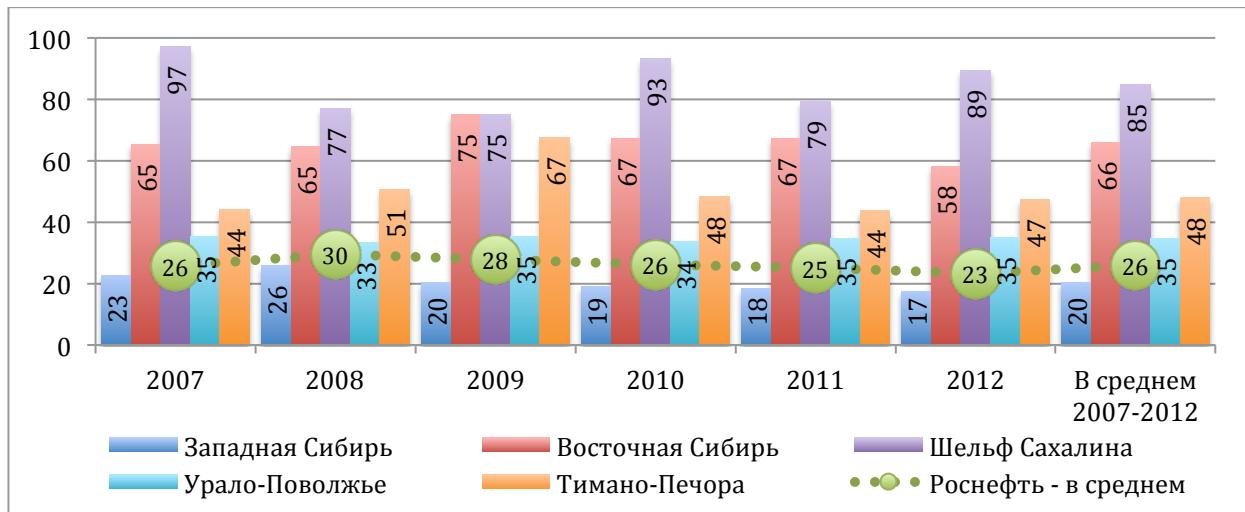
Расчет по данным статистических обзоров журнала «Нефтегазовая вертикаль» • URL: <http://www.ngv.ru>; отчетности НК «Роснефть» • URL: http://www.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/.

Однако пионерный характер освоения ресурсов нефти и газа в Восточной Сибири далеко не полностью объясняет межрегиональные различия в показателях издержек. Для иллюстрации можно взять показатель, не слишком сильно зависящий от стадии реализации проектов, — стоимость 1 м проходки в эксплуатационном бурении. У той же «Роснефти» для значений этого показателя весьма стабильная дифференциация: самый низкий уровень (примерно 20 тыс. руб.) — в Западной Сибири; в Восточной Сибири стоимость эксплуатационного бурения оказывается в 3,3 раза выше (около 66 тыс. руб.); самые дорогие буровые работы — на шельфе Сахалина (почти 85 тыс. руб.) — рис. ЗСН-5.

Отмеченную дифференциацию более уместно объяснить не различиями в стадиях реализации проектов и освоения ресурсов, а спецификой горно-геологических и природно-климатических условий, которые в Восточной Сибири гораздо сложнее, чем в Западной — недаром же стоимость бурения в Восточной Сибири по своей величине приближается к показателям шельфовых проектов.

Рисунок • ЗСН-5

**Стоимость 1 м проходки в эксплуатационном бурении НК «Роснефть»,
тыс. руб. в сопоставимых ценах 2011 г.**



Расчет по данным статистических обзоров журнала «Нефтегазовая вертикаль» • URL: <http://www.ngv.ru>; отчетности НК «Роснефть» • URL: http://www.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/.

Дабы не быть голословным с своих утверждений, сошлись на мнение члена-корреспондента РАН И.И. Нестерова — одного из старейших российских ученых-геологов и первооткрывателей западносибирской нефти: «Мало кто знает, что геологоразведочные работы в Восточной Сибири в 2 раза дороже, чем в Западной Сибири. Там нет болот, а есть горы. Конечно, и болота не подарок. Но их можно по крайней мере засыпать под бурильные установки. А горы ведь не сроешь. Породы в Восточной Сибири раза в два более твердые, чем у нас. Там вечная мерзлота до 1,5—2 километров и высокая сейсмичность».¹⁶⁴ Как показывает жизнь, не в два, а даже в три раза дороже. Вероятно, сказываются не только объективные природно-геологические трудности, но и слабость собственной технологической базы, что вынуждает прибегать к импорту технологий и услуг. Например, при освоении Ванкорского («Роснефть») и Верхнечонского (ТНК-ВР) месторождений используется технология горизонтального бурения компании «Шлюмберже», которая открыла на Ванкоре собственную, постоянно действующую базу по ремонту, сопровождению и восстановлению всех систем бурения и полностью управляет буровым процессом¹⁶⁵. А технологический импорт, вне всяких сомнений, ведет к еще большему удорожанию восточносибирских нефтегазовых проектов.

При нынешней организационно-экономической и технологической модели освоения ресурсов нефти и газа на востоке страны едва ли не все проекты оказываются низкорентабельными или даже убыточными. Коммерческая привлекательность проектов

¹⁶⁴ Нефтеудавы (Интервью с И.И. Нестеровым) // Советская Россия. — 23 июля 2009 • URL: <http://www.sovross.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=55762> [2013-06-07].

¹⁶⁵ Компания «Шлюмберже» открывает на Ванкоре центр по управлению процессом бурения // Независимое информационное агентство — Красноярск. — Лента дня. Экономика — 31 авг. 2009 • URL: <http://www.24rus.ru/more.php?UID=46465> [2013-06-07].

поддерживается исключительно налоговыми льготами и преференциями — по этой части Восточная Сибирь является безусловным фаворитом среди всех российских нефтегазодобывающих регионов. К сожалению, из-за непрозрачности механизмов формирования издержек у наших крупнейших нефтегазовых компаний далеко не всегда понятно, насколько обоснованы предоставляемые льготы, размеры и сроки действия которых зачастую определяются не на основе объективных расчетов, а в зависимости от силы воздействия на правительство со стороны корпоративных и отраслевых лоббистов. Так, для Ванкорского месторождения до сих применяется льготная ставка экспортной пошлины на вывозимую нефть, несмотря на то, что проект уже вышел на 17-процентный уровень рентабельности. Решение о продлении льготного режима, которое обойдется бюджету в 300 млрд руб., было принято вопреки мнению Минфина (но при полном согласии между Минэнерго и «Роснефтью»).¹⁶⁶

Реально глядя на вещи, необходимо признать, что при освоении нефтяных ресурсов Восточной Сибири действительно трудно обойтись без налоговых льгот. Например, по агрегированной оценке, приростная капиталоемкость добычи нефти в Восточной Сибири в 1,6 раза выше, чем в Западной (11,3 тыс. руб./т против 6,9 — табл. ЗСН-1). Оценка является достаточно представительной, поскольку она была сделана на основе фактических показателей реализации восточносибирских проектов компаний «Роснефть» и ТНК-ВР, дающих почти 80% современной добычи в Восточной Сибири и Якутии, и показателей деятельности западносибирских предприятий этих же компаний и ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», на долю которых вместе взятых приходится 55% добычи западносибирской нефти. И это — весьма оптимистическая оценка, так как в ней не учитываются дополнительные затраты на развитие региональной инфраструктуры, прямо не относящиеся к проектам нефтедобычи.

Таблица • ЗСН-1

Сравнительный расчет агрегированной приростной капиталоемкости добычи нефти по основным восточносибирским и западносибирским месторождениям за период 2005—2011 гг. (в сопоставимых ценах 2011 г.)

	Западная Сибирь	Восточная Сибирь
Суммарные инвестиции за период, млрд руб.	1553	484
Валовый прирост добычи за период, млн т	225	43
Приростная капиталоемкость добычи, тыс. руб./т	6,9	11,3

Оценка автора на основе данных статистических обзоров журнала «Нефтегазовая вертикаль» • URL: <http://www.ngv.ru>; отчетности компаний «ЛУКОЙЛ» • URL: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_218_.html [2013-06-07]; «Роснефть» • URL: http://www.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/; ТНК-ВР • URL: <http://www.tnk-bp.ru/investors/>.

Вопрос заключается в другом: каковыми должны быть фундаментальные подходы к принятию государственных решений о предоставлении льгот нефтяникам, работающим в Восточной Сибири? Сначала — детальный анализ, расчеты, оценки и обоснования; а затем — принятие точного, взвешенного и объективного решения? Или наоборот, сначала — принятие «принципиального решения» по просьбе «Роснефти» или какой-либо другой компании, а затем расчеты и обоснования для определения размеров и сроков действия льгот? Пока что, к сожалению, у нас преобладает второй из обозначенных

¹⁶⁶ Просьба Сечина // Ведомости. — 20 сент. 2010 • URL: <http://www.vedomosti.ru/newspaper/2010/09/20> [2013-06-07].

Минэнерго дало «Роснефти» скидку не глядя. Борьба за льготы Ванкору только начинается, настаивает Минфин // Коммерсантъ. — 20 сент. 2010 • URL: <http://www.kommersant.ru/Doc-y/1506957> [2013-06-07].

подходов, и это ведет не только к так называемым институциональным конфликтам в системе управления экономикой и НГС, но и к вполне реальному снижению общественной эффективности освоения нефтегазовых ресурсов на востоке страны.

«Смена поколений» по политическим мотивам

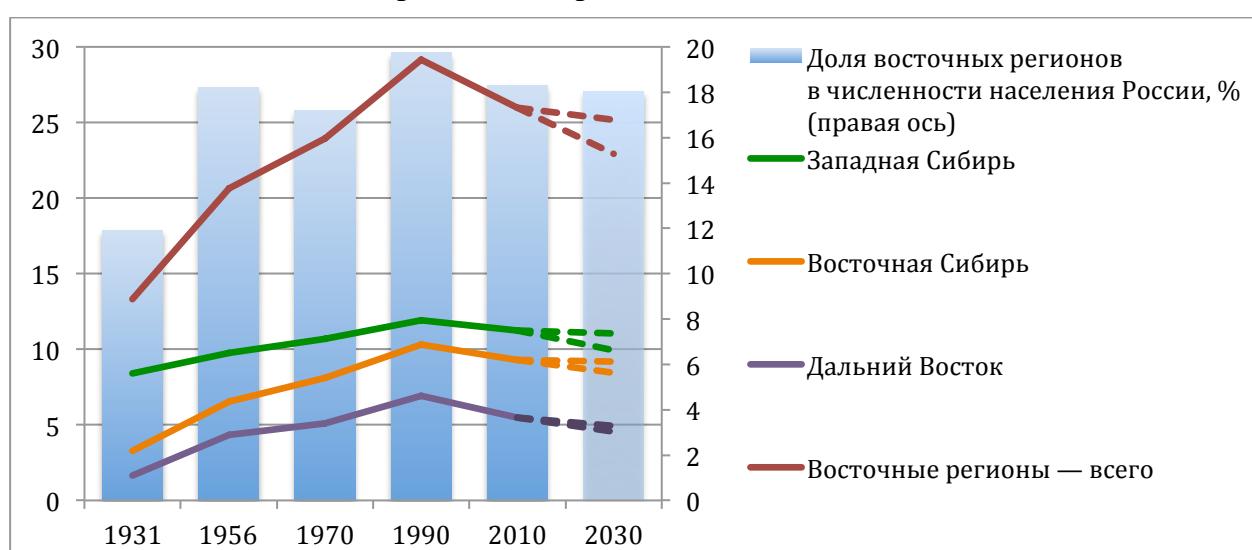
Российскому нефтегазовому бизнесу сегодня приходится делать непростой выбор между Западной и Восточной Сибирью, поскольку каждая из «опций» сопряжена со своими проблемами и выгодами. Хотя с чисто экономической точки зрения, дальнейшее активное развитие нефтедобычи в Западной Сибири, вероятно, выглядит более предпочтительным. Что же тогда толкает нас на восток? Почему «восточный вектор» в развитии НГС стал приоритетным? Не слишком ли мы торопим процессы массированного освоения нефтегазовых ресурсов на востоке России, когда «кладовые» Западной Сибири еще далеко не выбраны?

Наша нынешняя устремленность на восток в большей степени вызвана многогранными политико-экономическими мотивациями, нежели соображениями сугубо хозяйственной (и тем более — коммерческой) выгоды. Начиная с 1990-х годов тенденции социально-экономического развития восточных регионов России претерпели радикальные изменения. Если в период советского прошлого численность населения и экономика Сибири и Дальнего Востока практически постоянно росли быстрее, чем в целом по стране, то в последние два десятилетия восточные регионы оказались в роли отстающих.

Численность населения Сибири и Дальнего Востока сокращается — причем быстрее, чем в Российской Федерации. Но если и в национальном масштабе депопуляция представляет серьезную проблему, то что тогда говорить о восточных «окраинах» России с их обширной территорией и крайне низкой степенью заселенности? Неблагоприятная демографическая ситуация в Сибири и на Дальнем Востоке прогнозируется и на будущее (рис. ЗСН-6).

Рисунок • ЗСН-6

Динамика численности населения в Сибири и на Дальнем Востоке в 1931—2010 г. и прогноз на период до 2030 г., млн чел.



Росстат / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>;

Народное хозяйство РСФСР в 1970 году. Статистический ежегодник. — М.: Статистика, 1971.

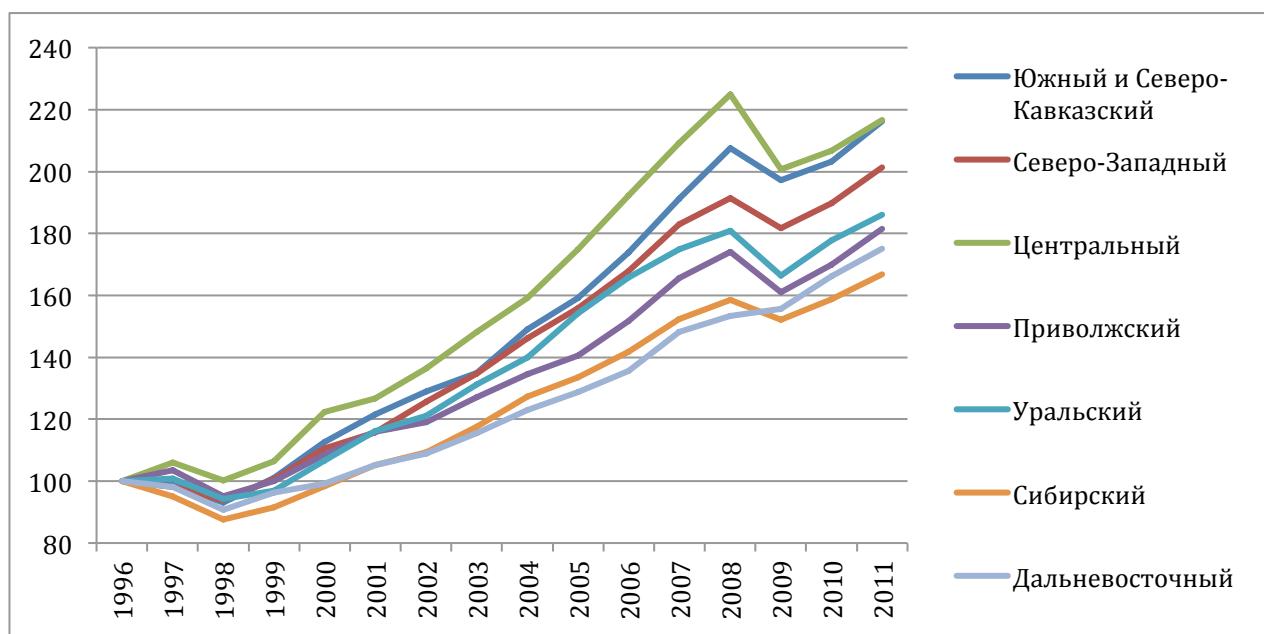
Народное хозяйство РСФСР. Статистический сборник. — М.: Госстатиздат, 1957.

Народное хозяйство СССР. Статистический справочник, 1932. — М. — Л.: Гос. соц.-эк. изд-во, 1933.

По темпам экономического роста Сибирский и Дальневосточный федеральные округа последние 15 лет стабильно занимают последние два места среди макрорегионов России (рис. ЗСН-7). В годы плановой экономики в восточных регионах России был создан мощный производственно-хозяйственный комплекс, ведущее место в котором занимали такие отрасли промышленности как электроэнергетика, цветная и черная металлургия, угледобыча, машиностроение (в т.ч. транспортное и тяжелое), нефтеперерабатывающая и химическая отрасли, лесозаготовки деревообработка. При переходе к рыночным отношениям весь этот потенциал, большая часть которого была сосредоточена в рамках оборонно-промышленного комплекса, оказался в значительной степени невостребованным, что и привело к отставанию в экономическом развитии.

Рисунок • ЗСН-7

Темпы роста валового регионального продукта по федеральным округам России в 1996—2011 гг. в сопоставимых ценах, % (1995 = 100)



Росстат / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>.

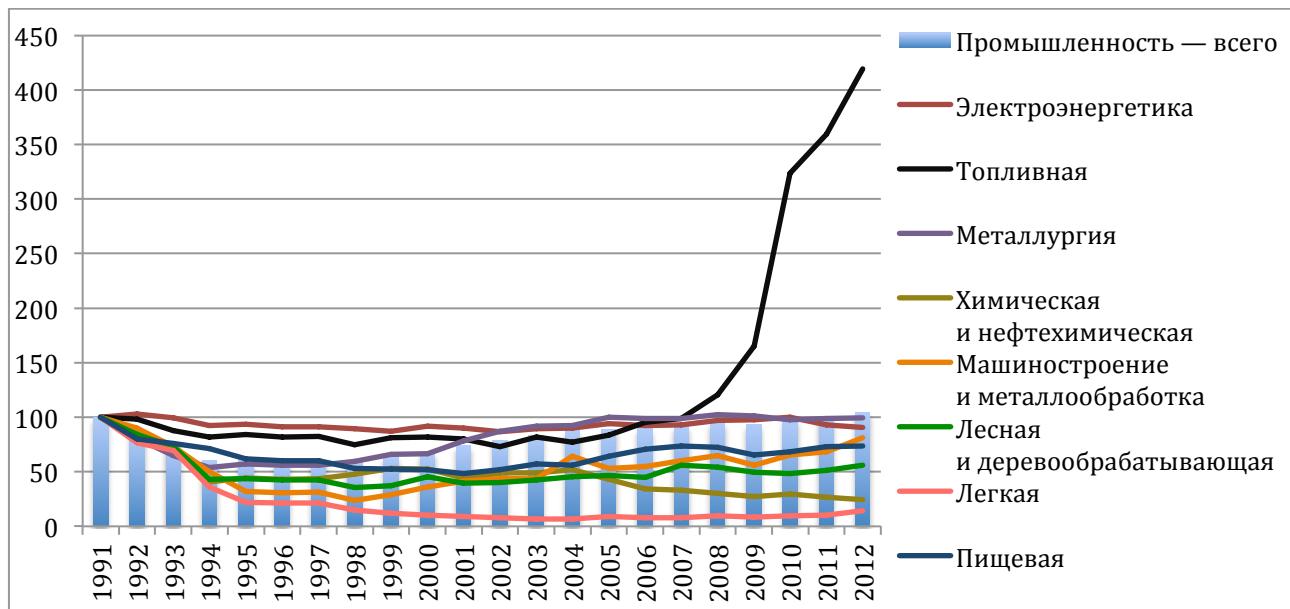
Весьма показателен пример Красноярского края — первого из восточно-сибирских регионов, давших стране «большую нефть». В период трансформационного кризиса (начала и середины 1990-х годов) объемы промышленного производства в крае упали почти в 2 раза, и лишь к настоящему же времени промышленность Красноярья только-только вернулась к уровню 1990 г. Однако из числа некогда базовых отраслей промышленности лишь три — топливная, электроэнергетика и металлургия — сумели превзойти докризисные показатели, тогда как объемы производства в остальных отраслях находятся на уровне 30—70% от дореформенного (рис. ЗСН-8).

В период рыночной трансформации процесс ликвидации предприятий обрабатывающей промышленности на территории края принял массовый характер и не прекращается вплоть до настоящего времени. Недавние тому примеры — произошедшее в последнюю пару-тройку лет или грядущее не сегодня-завтра закрытие (приостановка деятельности) таких предприятий как Сосновоборский завод автоприцепов, «КрасТяжМаш» и «СибТяжМаш», завод «Сибсталь», «Красфарм». И оказалось, что это отнюдь не последние «кандидаты» на ликвидацию. Буквально в дни проведения знаменитого Красноярского экономического форума, т.е. в феврале нынешнего года, стало известно

о закрытии Красноярского завода комбайнов, выпускавшего технику под маркой «Енисей», и «Краслесмаша» с переносом соответствующих производств на предприятия Урала и Поволжья. Теперь, к примеру, лесозаготовительные машины в Сибирь будут завозить из Кургана. А что же останется в Красноярске вместо бывших гигантов машиностроения? Земля, на которой они еще пока стоят, будет использована под строительство коммерческой недвижимости.¹⁶⁷

Рисунок • ЗСН-8

**Динамика промышленного производства в Красноярском крае
в 1992—2012 гг. в сопоставимых ценах, % (1991 = 100)**



Примечание: 2012 г. — по оперативным данным.

Источник: Росстат / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>.

Есть разные причины ликвидации крупных предприятий, некогда бывших «флагманами» красноярской (да и российской) индустрии. Некоторым из них — в силу технологической отсталости и влияния организационно-экономических факторов — действительно трудно найти место в современной рыночной экономике. И они погибают не выдержав конкуренции, главным образом, с зарубежными производителями. Другие же становятся жертвами передела собственности и «наступления» коммерции на промышленность. Стало уже привычным, что заводские корпуса превращаются в коммерческие склады и базы, торгово-развлекательные комплексы, а здания бывших заводоуправлений сдаются в аренду под офисы. И то, что происходит с промышленностью в Красноярском крае, отражает общую ситуацию.

Продолжение сложившихся тенденций сокращения численности населения при медленном росте экономики создает в будущем (вопрос лишь — в насколько отдаленном) вполне реальные риски утраты контроля над восточными территориями страны. Слабо населенные обширные земли, в недрах которых спрятана едва ли не вся таблица Менделеева, представляют собой весьма заманчивую цель для наших ближних и отдаленных соседей, имеющих гораздо более многочисленное население и более мощные экономики.

¹⁶⁷ У комбайнов кончился завод. «Тракторные заводы» уходят из Красноярска // Коммерсантъ. — 15 фев. 2013 • URL: <http://www.kommersant.ru/doc/2127587> [2013-06-07].

Понимая это, федеральный центр провозгласил курс на подъем экономики восточных регионов страны с их более тесной интеграцией в национальное экономическое пространство. Решение данной задачи прежде всего опирается на активизацию освоения природно-ресурсного потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока, а на «острие атаки» оказываются ресурсы наиболее ликвидных видов сырья — нефти и газа. Отчасти это оправданно и вполне объяснимо, поскольку природно-сырьевые богатства российского востока не могут лежать «мертвым грузом» и должны использоваться на благо страны. Но нельзя не понимать и другого: во-первых, при эксплуатации любые источники полезных ископаемых рано или поздно истощаются (а реальных крупных источников нефти и газа в восточных регионах выявлено не так уж и много); во-вторых, конъюнктура сырьевых рынков подвержена слишком сильным флюктуациям. Уже хотя бы по этим причинам эксплуатация сырьевых ресурсов не может играть роль постоянно действующего фактора для обеспечения устойчивого экономического роста.

Указанный выше «дефект» может быть исправлен, если в процессе вовлечения в хозяйственный оборот сырьевого потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока будут создаваться достаточно сильные мультиплекативные воздействия на экономику регионов. К сожалению при нынешнем подходе к освоению, что уже отчетливо видно на примере первых крупных нефтегазовых проектов, рассчитывать на серьезные мультиплекативные эффекты не приходится. Ведущие компании-недропользователи в основном ориентируются на внешние поставки (включая импорт) технологических компонент, а местным поставщикам и подрядчикам достается что попроще и что невыгодно привозить на нефтепромыслы издалека — песок для отсыпки буровых площадок, простые строительные материалы и конструкции и т.п. Плюс к этому привозная рабочая сила (вахтовики и все те же китайские мигранты) и отказ от создания постоянных поселений в районах нефте- и газопромыслов. С точки зрения корпоративной эффективности и не слишком отдаленных финансовых интересов государства такой подход представляется безусловно выгодным, но он мало что дает для ускорения социально-экономического развития восточных регионов и решения интеграционных задач. Пример Ванкорского проекта в Красноярском крае показывает, что бурный рост нефтедобычи ведет лишь к улучшению статистических показателей развития региональной экономики, а на деле формируется хозяйственный «нефтегазовый анклав», очень слабо с этой экономикой связанный.¹⁶⁸

«Вахтово-дистанционный» метод освоения северных нефтегазовых месторождений широко применяется в Канаде и на Аляске, но там ведь не стоит задача заселения, интеграции и промышленного развития «удаленных от центра» регионов. Скорее даже наоборот. В североамериканских условиях приоритетом является минимизация техногенных воздействий на окружающую среду и сферу жизнедеятельности аборигенных народов, т.е. поддержание испокон веков сложившейся анклавности территорий, которые отнюдь не стремятся влиться в общий поток хозяйственного прогресса. Такова стратегия развития северных территорий Канады и США.

У нас же происходит подчинение стратегических интересов тактическим или сиюминутным. Между тем, еще вековой давности опыт развития Дальнего Востока показал возможность применения стратегического государственного подхода к решению краткосрочных задач. Характерным является пример строительства Амурской железной дороги, которое было бы экономически более выгодным при использовании исключительно дешевого труда китайских и корейских рабочих. Однако в целях развития территории и недопущения оттока казенных средств за границу, властями было принято решение

¹⁶⁸ Семыкина И.О. Есть ли у вас план? Проблемы локализации эффектов при освоении ресурсов углеводородного сырья в регионах Восточной Сибири // ЭКО. — 2012. — № 6
• URL: <http://ecotrends.ru/archive/632-edition-06?layout=blog> [2013-06-07].

об использовании более дорогостоящего русского труда с передислокацией рабочей силы из трудоизбыточных районов России. Эта мера позволяла не только решить краткосрочные задачи, связанные со строительством отдельных объектов дороги, но и стратегически формировала класс переселенцев и работников для нужд промышленности и торговли на востоке страны. Таким образом, на государственном уровне стратегические интересы ставились выше краткосрочных выгод.¹⁶⁹

В наше время стратегически правильный путь, как минимум, предполагает максимально возможную региональную локализацию проектов по освоению сырьевых ресурсов, глубокое «внедрение» этих проектов в экономику регионов, усиление мультиплекативных воздействий. А главное видится в интенсивном развитии обрабатывающих (в том числе высокотехнологичных) производств, которое способствует притоку и закреплению постоянного населения, а по сравнению с сырьевым сектором требует в целом более квалифицированной рабочей силы и способствует построению более разветвленных цепочек создания добавленной стоимости. Пока же, в лучшем случае, мы откладываем решение этого вопроса «на потом». А в худшем — просто пытаемся сыграть на опережение в сырьевом секторе: стремимся «забрать» наши ресурсы ликвидных полезных ископаемых до того, как за ними придут китайцы.

К ускоренному освоению ресурсов нефти и газа в восточных регионах нас подталкивают геополитические и геоэнергетические факторы, стремление усилить позиции и влияние страны в Азиатско-Тихоокеанском регионе, диверсифицировать направления экспорта энергоресурсов. Все это укладывается в общую стратегическую концепцию российской «энергетической сверхдержавности» и безусловно сулит нам какие-то выгоды. Но какие? Эти выгоды с большим трудом поддаются оценке, равно как и связанные с ними издержки. Диверсифицируя направления экспорта энергоресурсов, мы в принципе ведь не меняем общего позиционирования страны в мировой экономике. Многие называют Россию сырьевым придатком Запада, а сегодня в добавок к этому мы рискуем стать и сырьевым придатком Востока. К тому же главный покупатель российских энергоресурсов в Азии — Китай — очень pragматичный торговый партнер, упорно стремящийся к максимизации собственных выгод и располагающий довольно вескими доводами в экономическом диалоге с нашей страной. Китай кредитует крупнейшие российские компании, занятые добычей и транспортировкой углеводородного сырья, и рассчитывает наевые скидки, которые далеко не во всех случаях являются приемлемыми для поставщиков. Примером тому является неурегулированность вопроса с ценами на природный газ, что сдерживает реализацию соглашений о широкомасштабных поставках в Китай «голубого топлива» с восточносибирских месторождений.¹⁷⁰ Китай особо не склонен покупать у нас по справедливым ценам электроэнергию, выработанную из газа, и продукты переработки углеводородов. Образно говоря, получается, что Великая китайская стена представляет собой гораздо более прочную преграду для обработанного российского сырья, нежели границы европейских стран.

Таким образом, выбор государственных (и в меньшей степени — коммерческих) приоритетов в освоении нефтегазоносных территорий России осуществляется в настоящее время на основе взвешивания плохо соизмеримых издержек и выгод — политических и экономических. Вероятность принять ошибочное решение в этой ситуации очень высока. В любом случае представляется неправомерным выбор, ставящий в ущербное положение Западную Сибирь, которая сегодня является не только главным регионом-производителем

¹⁶⁹ Ли Е.Л. «Желтая угроза» или «желтый вопрос» в трудах Амурской Экспедиции 1910 г. // Ойкумена. — 2010. — № 3 • URL: http://www.ojkum.ru/arc/2010_03/index.html [2013-06-07].

¹⁷⁰ «Газпром» не принимает авансов Китая. Переговоры сторон осложняют цены и сланцевый газ // Коммерсантъ. — 19 июня 2012 • URL: <http://www.kommersant.ru/doc/1961587> [2013-06-07].

нефти и газа в стране, но и главным поставщиком доходов для российской бюджетной системы и всех крупнейших компаний НГС.

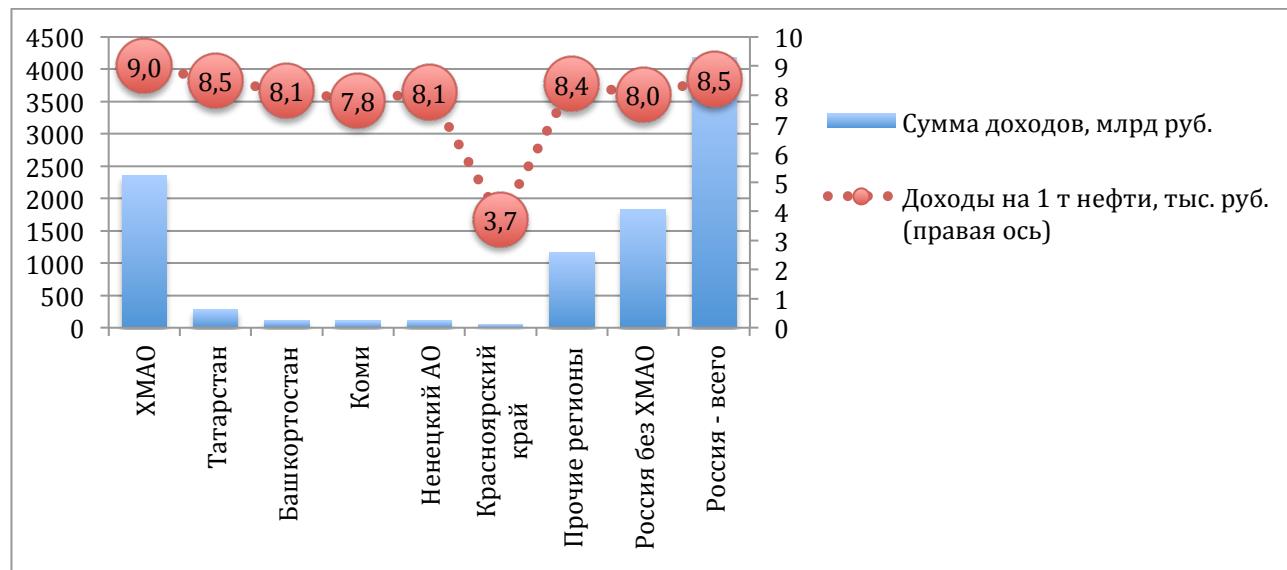
И все-таки, не нужно резать «дойную корову»!

Западная Сибирь уже давно стала «дойной коровой», снабжающей доходами страну и наши нефтегазовые корпорации. Ничего зазорного в этом положении нет, поскольку оно объективно вытекает из масштабов и сравнительно высокой эффективности добычи нефти и газа западносибирских месторождений. Текущий уровень издержек на эксплуатацию ресурсов углеводородного сырья в Западной Сибири не только ниже, чем в районах Урало-Поволжья, Юга и Северо-Запада страны, но и чем в новых восточных районах, которые едва-едва входят в стадию активного освоения и где еще слишком велики затраты пионерного характера. Западная Сибирь сегодня является добывающим регионом, который государство менее других одарило налоговыми льготами. Как следствие, Западная Сибирь, с одной стороны, вносит наибольший вклад в формирование нефтегазовых доходов казны, а с другой стороны, фактически субсидирует расходы компаний по освоению новых нефтегазоносных провинций.

В частности, на долю Ханты-Мансийского автономного округа, давшего в 2011 г. 53% добычи нефти в России, приходилось немногим менее 60% доходов федерального бюджета от добычи и экспорта сырой нефти. В абсолютном исчислении сумма доходов центрального правительства от добычи ханты-мансиjsкой нефти достигает 2350 млрд руб. С каждой тонны нефти, добываемой в ХМАО, в федеральный бюджет поступает около 9 тыс. руб., по всем остальным регионам России этот показатель составляет 8 тыс. руб., а самая низкая отдача для бюджета — от добычи восточносибирской нефти — 3,7 тыс. руб. (рис. ЗСН-9).

Рисунок • ЗСН-9

Доходы федерального бюджета от добычи и экспорта сырой нефти по основным регионам России в 2011 г.



Примечание: оценка автора.

Источники: Росстат / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>; Федеральное казначейство

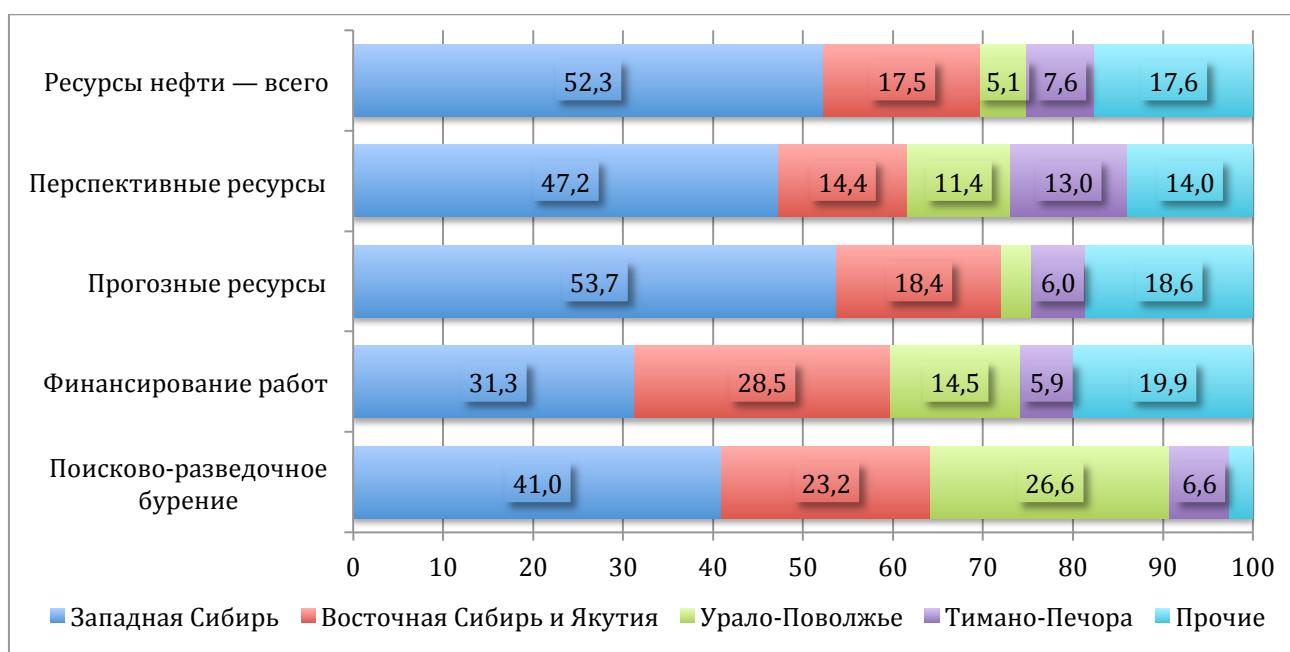
- URL: <http://www.roskazna.ru/federalnogo-byudzheta-rf/>; Федеральная налоговая служба России
- URL: <http://www.nalog.ru/>; Центральный Банк РФ • URL: <http://www.cbr.ru/statistics/?Prtid=svs>.

И опять-таки нужно подчеркнуть, что в такой дифференциации бюджетной отдачи нет ничего ненормального, что сложившаяся ситуация вполне соответствует общим эволюционным закономерностям развития НГС и что объясняется она более высокой текущей эффективностью добычи в данном регионе по сравнению с остальными. Аномалией или, по крайней мере, трудно объяснимым выглядит другое: почему мы решили урезать «рацион» своей «дойной коровы»? Почему, не отказываясь от доения, мы ее столь скучно подкармливаем?

Нагляднее всего это проявляется в сфере геологоразведочных работ, создающих основу для поддержания и роста добычи. На долю Западной Сибири приходится примерно половина прогнозных и перспективных ресурсов нефти, имеющихся в России, но при этом удельный вес региона в суммарном финансировании геологоразведки составляет всего немногим более 31%, а в объемах поисково-разведочного бурения — 41% (рис. ЗСН-10). В 2011 г. на долю региона приходилось менее 1/10 части расходов федерального бюджета, выделяемых на финансирование геологоразведочных работ на нефть и газ — 0,8 из 8,8 млрд руб., что в 5 с лишним раз меньше, чем было израсходовано на работы в Восточной Сибири и Якутии (4,5 млрд руб.).¹⁷¹ Неужели ресурсный потенциал Западной Сибири настолько бесперспективен или настолько хорошо изучен, что на дальнейшие геологоразведочные работы в регионе можно уже не тратиться?

Рисунок • ЗСН-10

Удельный вес Западной Сибири в ресурсах нефти, финансировании геологоразведочных работ и объемах поисково-разведочного бурения в 2011 г., %



Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 году» — Министерство природных ресурсов и экологии РФ
• URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/list.php?part=1257> [2013-06-02];

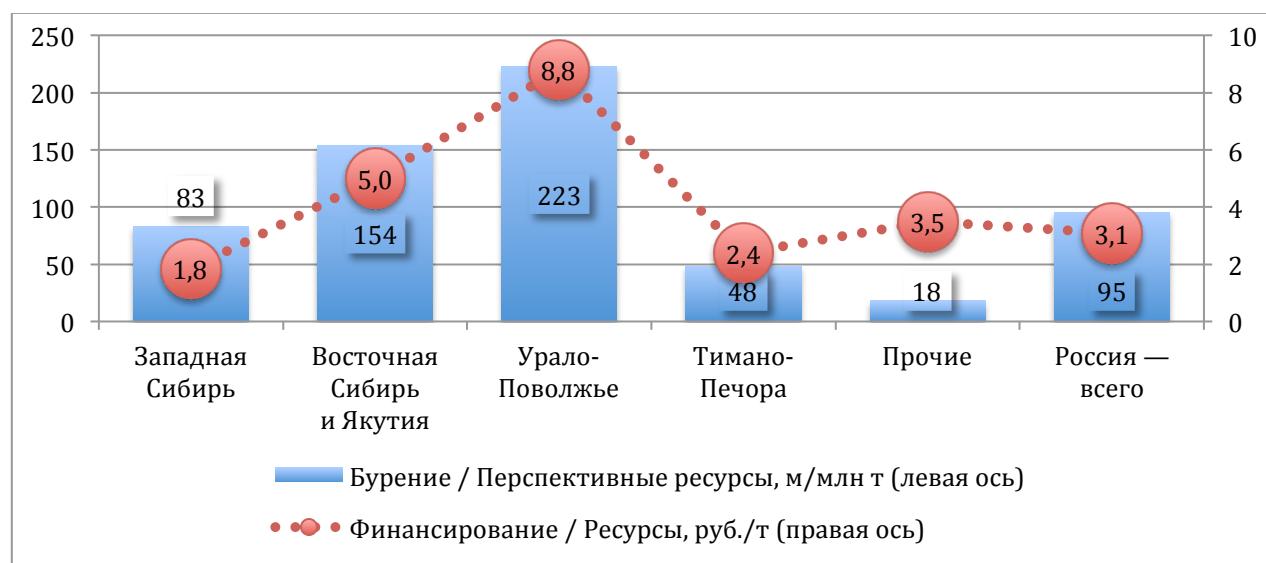
Варламов А.И. и др. Итоги геолого-разведочных работ на нефть и газ, выполненных на территории России и ее континентальном шельфе в 2011 г. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2012. — № 3 • URL: <http://www.geoinform.ru/?an=mrr1203> [2013-06-02].

¹⁷¹ См. сноску к рис. ЗСН-10.

Тогда почему, например, столь значительные средства расходуются на проведение геологоразведки в районах Урало-Поволжья, где степень геологической изученности и выработанности запасов вдвое выше, чем в Западной Сибири? Удельный показатель финансирования работ (в расчете на 1 т суммарных прогнозных и перспективных ресурсов нефти) в Урало-Поволжье в 4,8 раза выше, чем в главной нефтедобывающей провинции России (8,8 против 1,8 руб./т), а объемы поисково-разведочного бурения в расчете на 1 т перспективных ресурсов — в 3,7 раза выше (223 против 63 м/млн т ресурсов) — рис. ЗСН-11. По удельным показателям геологоразведки Урало-Поволжье безусловно лидирует среди всех нефтегазодобывающих регионов страны. Может быть поэтому в Урало-Поволжье сейчас вновь растет нефтедобыча, несмотря на ее весьма «преклонный возраст» и высокую степень истощения ресурсной базы?

Рисунок • ЗСН-11

**Удельные показатели финансирования геологоразведочных работ
и поисково-разведочное бурение
в основных нефтедобывающих регионах России в 2011 г.**



См. сноску к рис. ЗСН-10.

Динамику происходящих процессов хорошо видно на примере Ханты-Мансийского округа. В 2001 г. после провала первой половины 1990-х годов, который характеризовался как распад геологической отрасли, объемы поисково-разведочного бурения в стране достигли своего посткризисного максимума (1847 тыс. м). Рост объемов работ во многом был обеспечен за счет ХМАО, доля которого в общероссийском показателе превысила 56% (1044 тыс. м). По сравнению с 1995 г. объемы буровых работ в ХМАО увеличились в 3 с лишним раза (в России в целом — всего на 21%) и примерно в такой же степени выросли показатели основных видов геофизических работ (2D и 3D-сейсмики). Столь стремительный восстановительный рост геологоразведочных работ в округе был обусловлен многими факторами, и одним из важнейших среди них стало активное участие властей региона в финансировании и проведении работ. Но после отмены отчислений на ВМСБ, сокращения и последующего обнуления доли региона в налогах на добычу нефти округ лишился собственной финансовой базы для поддержки геологоразведочных работ. Объемы финансирования геологоразведки за счет средств региона (окружного бюджета и территориального фонда воспроизводства минерально-сырьевой базы) в 2001 г. составили 6,5 млрд руб., а к 2011 г. они упали в номинальном исчислении в 14 раз до 465 млн руб.¹⁷²

¹⁷² Согласно отчету об исполнении консолидированного бюджета ХМАО — по данным Федерального казначейства • URL: <http://www.roskazna.ru/byudzhetov-subektov-rf-i-mestnykh-byudzhetov/>.

Расходы недропользователей за этот же период времени номинально выросли с 17,4 до 20 млрд руб., а в реальном исчислении сократились примерно в 3 раза.¹⁷³

Как результат, в 2002—2011 гг. в Ханты-Мансийском округе резко уменьшились объемы поисково-разведочного бурения — почти в 4 раза. Абсолютные масштабы спада (780 тыс. м) таковы, что они перекрывают величину сокращения работ по России в целом — 612 тыс. м (рис. ЗСН-12). Можно сказать, что в 2002—2007 гг. геологоразведка в ХМАО пережила вторую стадию развода, опустившись к показателям кризисного уровня первой половины 1990-х годов, вследствие чего открытие новых месторождений и запасов нефти в самом ресурсно-обеспеченном регионе страны стало едва ли не делом случая (рис. ЗСН-13).

Рисунок • ЗСН-12

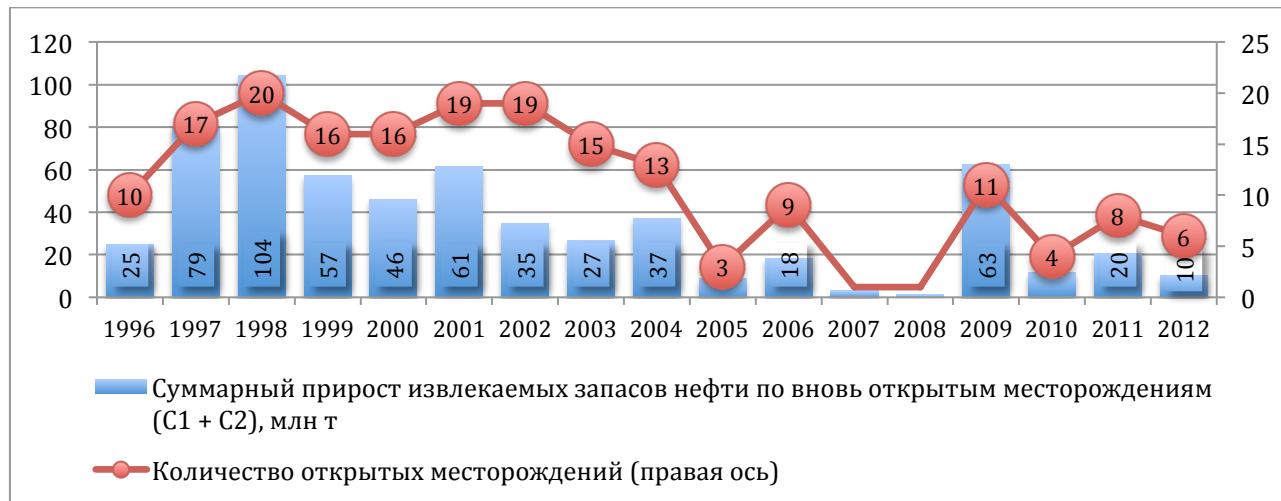
**Динамика объемов поисково-разведочное бурения на нефть и газ
в России и Ханты-Мансийском АО в 1995—2011 гг., тыс. м**



По данным Росстата / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>; Научно-аналитического центра rationalного недропользования ХМАО им. В.И. Шпильмана • URL: <http://www.crru.ru/gr.html>.

Рисунок • ЗСН-13

Открытие новых месторождений и запасов нефти в ХМАО в 1995—2011 гг.



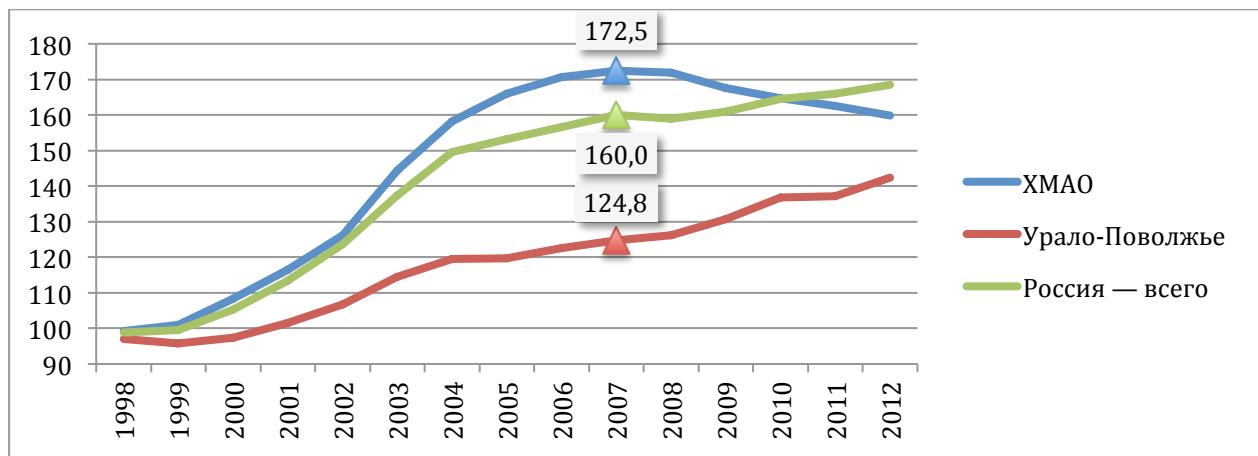
По данным НАЦ РН ХМАО им. В.И. Шпильмана • URL: <http://www.crru.ru/gr.html>.

¹⁷³ По данным Администрации Ханты-Мансийского округа • URL: <http://www.admhmao.ru/wps/portal/hmao>.

Между динамикой объемов геологоразведочных работ и добычи нефти прослеживается — с лагом во времени — определенная корреляция. Быстрый рост геологоразведки в ХМАО в конце 1990-х годов стал одной из предпосылок «взрывного» ренессанса нефтедобычи в начале 2000-х. Конечно, помогла и конъюнктура мирового рынка, но цены — ценами, — а без подготовленной ресурсной базы за столь короткий срок вряд ли бы удалось нарастить добычу более чем в 1,7 раза (рис. ЗСН-14). Можно почти не сомневаться, что одной из главных причин текущего спада добычи является резкое сокращение объемов геологоразведочных работ, произошедшее в 2002—2007 гг. Если же объемы работ «застынут» на современном уровне, тогда, действительно, трудно будет рассчитывать на поддержание благоприятной динамики добычи и в последующие годы.

Рисунок • ЗСН-14

Динамика добычи нефти в России в 1999—2012 гг., % (1998 г. = 100)



Росстат / ЕМИСС • URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>.

В настоящее время в Ханты-Мансийском округе более или менее устойчиво растут лишь объемы сейсморазведочных работ 3D (прирост на 22—23% в 2011—2012 гг. по сравнению с 2001 г.), что отражает общую политику нефтегазовых компаний в регионе — работать «малой кровью», т.е. при минимальных объемах бурения и с использованием современных геофизических методов сконцентрировать усилия на доразведке эксплуатируемых месторождений и пересчете запасов. Но это путь развития без будущего, путь «приговоренного»...

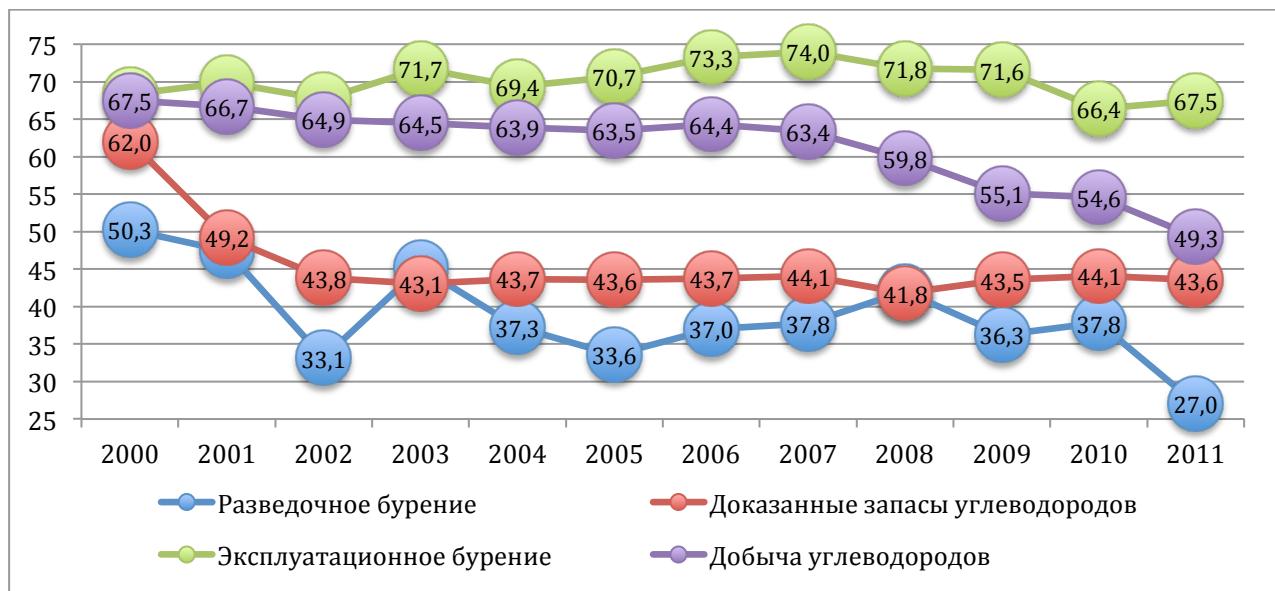
Складывается впечатление, что крупнейшие российские нефтегазовые компании — во всяком случае те из них, у которых есть серьезные добывчные активы за пределами Западной Сибири, — уже твердо уверились в бесперспективности данного региона. Например, у НК «ЛУКОЙЛ» за период 2000—2011 гг. доля Западной Сибири в общих по компаниям объемах разведочного бурения снизилась с 50 до 27%, а в добыче углеводородов — 67,5 до 50%. На относительно стабильном уровне (примерно 70%) находится только западносибирская доля эксплуатационного бурения (рис. ЗСН-15). Т.е. в политике компаний прослеживается тенденция к поддержанию в Западной Сибири объемов эксплуатационных работ на месторождениях, чтобы «доить корову», но перспективы будущего развития добычи нефти и газа уже связываются с другими территориями — российскими и зарубежными.

Схожая картина «вырисовывается» при сегментарном структурировании показателей НК «Роснефть». За последние 5—6 лет годовые объемы инвестиций компании в западносибирские проекты почти не изменились (в сопоставимых ценах), но при этом

затраты на разведочное бурение упали в 1,6 раза. В 2011 г. доля Западной Сибири в инвестициях в геологоразведку заметно поднялась лишь по причине сокращения работ в Восточной Сибири, а по остальным компонентам капитальных затрат удельный вес Западной Сибири устойчиво снижается. Добыча нефти в регионе поддерживается на стабильном уровне 78—79 млн т в год, со снижением доли в общем объеме добычи по компании с 76 до 67% (табл. ЗСН-2). В сущности, по отношению к Западной Сибири можно видеть все ту же самую политику «доения» без «кормления», без создания серьезных заделов на будущее.

Рисунок • ЗСН-15

Изменение доли Западной Сибири в объемах работ, запасах и добыче углеводородов НК «ЛУКОЙЛ» в 2000—2011 гг., %



НК «ЛУКОЙЛ» — Справочники аналитика • URL: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_2133_.html [2013-06-07].

Таблица • ЗСН-2

Изменение места Западной Сибири в производственных инвестициях и добыче нефти НК «Роснефть» в 2007—2011 гг.

	2007	2008	2009	2010	2011
Производственные инвестиции — всего, млрд руб. в ценах 2011 г.	116,4	122,9	110,3	114,5	126,4
- Разведочное бурение	3,6	2,7	1,9	2,0	2,2
- Эксплуатационное бурение	50,7	55,3	43,1	43,6	51,7
- Промышленное строительство и прочие	62,2	64,9	65,2	68,9	72,5
Производственные инвестиции — всего, % к итогу по компании	63,9	59,6	45,6	49,2	51,1
- Разведочное бурение	41,3	44,7	46,2	32,8	46,1
- Эксплуатационное бурение	78,2	75,3	59,6	59,2	59,8
- Промышленное строительство и прочие	57,1	51,2	39,5	45,1	46,4
Добыча нефти, млн т	77,2	79,8	79,8	78,6	79,1
Добыча нефти, % к итогу по компании	76,2	75,0	73,1	67,7	66,5

По данным статистических обзоров журнала «Нефтегазовая вертикаль» • URL: <http://www.ngv.ru>; отчетности НК «Роснефть» • URL: http://www.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/.

Ситуация, сложившаяся в Западной Сибири, до известной степени является безысходной. Для остаточных ресурсов нефти, не вовлеченных в разработку, характерно «измельчение» и «усложнение». Например, в проекте Энергетической стратегии Ханты-Мансийского округа отмечается «значительное смещение доли прогнозных ресурсов (неоткрытых месторождений) в сторону мелких и средних по размерам залежей. Гигантские и крупные залежи нефти практически все уже открыты, поэтому будущие открытия связаны с залежами более мелких размеров».¹⁷⁴ Уже к настоящему времени открыто около 2,2 тыс. мелких и очень мелких (по классификации) залежей с запасами нефти менее 3 млн т, а вероятное общее количество таких залежей превышает число выявленных, как минимум, на порядок. Ресурсы традиционной нефти не сулят крупных открытий, но по мнению И.И. Нестерова, есть еще 127 млрд т запасов в глинистых породах баженовской свиты.¹⁷⁵ Даже если в обозримом будущем удастся реально задействовать лишь небольшую часть этого ресурсного потенциала, можно будет получить ежегодно до 10—15 млн т нефти.¹⁷⁶

Как показывает зарубежный опыт, не слишком качественная сырьевая база, подобная современной западносибирской, почти что априори не представляет интереса для крупных нефтегазовых корпораций; ее освоение — это удел, главным образом, небольших независимых компаний. Недаром же в США насчитывается свыше 13 тыс. малых и очень малых компаний-недропользователей, а в России — их от силы пара сотен, если иметь в виду реально работающие. Эксплуатацией ресурсов сланцевой нефти в Северной Америке до самых недавних пор занимались исключительно независимые компании, и лишь в 2010—2011 гг. нефтегазовые гиганты (Royal Dutch Shell, Statoil) начали покупать «сланцевые активы», видимо, рассчитывая на серьезные перспективы в этом деле.¹⁷⁷

К сожалению, для дальнейшего поступательного развития нефтедобычи в Западной Сибири сейчас нет ни надлежащих институциональных рамок, ни действенных экономических стимулов.

Чтобы реализовать имеющийся в регионе ресурсный потенциал, нужны сотни и тысячи малых и средних нефтяных компаний — добывающих и сервисных, — более мобильных и склонных к риску, нежели крупные корпорации, которые сейчас доминируют в отечественной нефтедобыче, подавляя всяческую конкуренцию. Должны быть созданы надежные барьеры, ограждающие «малышей» от всевластия крупных компаний. Последние зачастую являются монопольными собственниками региональной специализированной инфраструктуры на обширных территориях и тем самым затрудняют доступ в нефтегазовый бизнес для независимых производителей. Требуется создать механизмы привлечения капитала и гибкую налоговую систему, позволяющую повысить финансово-коммерческую

¹⁷⁴ Энергетическая стратегия Ханты-Мансийского автономного округа — Югры до 2030 года. Проект // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. — 2011. — № 23 • URL: <http://www.oilnews.ru/23-23/> [2013-06-07].

¹⁷⁵ Нефть из баженовской свиты может заменить традиционную // Информационно-аналитический портал «Нефть России» / Новости. — 20 окт. 2011 • URL: <http://www.oilru.com/news/284769/> [2013-06-07].

¹⁷⁶ Александр Шпильман: Ввод в разработку таких месторождений, как Имилорское, им. В. И. Шпильмана и Гавриковское, может стабилизировать добычу нефти в Югре // Агентство нефтегазовой информации. — 29.11.2011 • URL: <http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2782534> [2013-06-07].

¹⁷⁷ Oil & Gas Reality Check 2012. A look at 10 of the top issues facing the oil and gas sector. — New York: Deloitte Global Services Ltd., 2011 • URL: (http://www.deloitte.com/view/en_GX/global/industries/energy-resources/oil-gas/d018a402fae04310VgnVCM1000001a56f00aRCRD.htm) [2013-06-07].

привлекательность малых нефтяных проектов и проектов по освоению ресурсов трудноизвлекаемой нефти.

Конечно, в этом случае государству не придется рассчитывать на серьезное приращение рентных доходов, но ведь и нынешние крупные восточносибирские и шельфовые проекты не отличаются высокой «рентоотдачей». При освоении ресурсов «малой» и «трудной» нефти главное заключается в создании условий для реализации множественных косвенных эффектов в экономике, в том числе на региональном уровне. Масса небольших нефтегазовых проектов априори способна породить гораздо более мощные мультипликативные воздействия, нежели единичные «ванкоры» и «штокманы» — «малые» проекты, как правило, связаны более жесткими инвестиционно-бюджетными ограничениями и потому в большей степени ориентированы на экономию средств и использование местных (а не импортных) относительно дешевых производственно-технологических факторов.

Иными словами, нельзя «дойную корову» — Западную Сибирь — переводить на «скучный рацион», и уж тем более резать. Если за ней должным образом ухаживать, то она еще на протяжении многих десятилетий сможет порадовать страну высокими «надоями» нефти, которые трансформируются в разнообразные экономические эффекты, включая налоговые доходы государства.

Проблемное газовое изобилие Восточной Сибири

Не нефтью единой богата и проблематична Восточная Сибирь — сложности освоения нефтяных ресурсов теснейшим образом переплетаются с трудностями освоения ресурсов природного и попутного газа. Причем нельзя даже сказать, освоение какой части ресурсного нефтегазового потенциала представляет больший интерес с точки зрения вероятных выгод и потребует решения большего числа технических, экономических и организационных задач. Участие «Газпрома» в качестве главной движущей силы, которая определяет ход развития газовой отрасли на востоке России, не слишком проясняет ситуацию.

Ведь перед крупнейшей российской компанией, обладающей, казалось бы, всеми необходимыми возможностями, поставлено столько чрезвычайно серьезных и масштабных задач, что невольно возникает вопрос: хватит ли у «Газпрома» сил, чтобы «вытянуть» все — и Ямал, и разного рода «потоки» на севере и на юге, и Восточную Сибирь с Дальним Востоком, и газификацию страны, и различные проекты в смежных отраслях энергетического сектора в России и за рубежом? Кроме того, в непосредственном ведении «Газпрома» находятся только наиболее крупные восточносибирские и якутские газовые и газонефтеконденсатные месторождения (Ковыктинское, Чаяндинское, Собинское и др.), но помимо данных объектов есть еще немало относительно небольших месторождений, судьба которых «Газпром» почти не интересует. И есть еще попутный газ, ресурсы которого будут нарастать по мере развития нефтедобычи, — а в этой сфере в основном оперируют нефтяные компании.

И конечно же, нельзя сбрасывать со счетов фактор высокого содержания химически ценных (этана, пропана, бутанов, конденсата) и нетопливных компонент, среди которых особо выделяется гелий, в природном и попутном газах практически всех месторождений Восточной Сибири и Якутии. Как следствие, в рамках любой стратегии освоения восточных газовых ресурсов, претендующей на то, чтобы называться рациональной или эффективной, должно приниматься во внимание их большое значение для развития химической и гелиевой промышленности. Но это еще одна непростая проблема, требующая выработки адекватных подходов к своему решению.

Слишком много газа

Следует, наверное, начать с того, что ситуация с ресурсами и запасами в газовой сфере диаметрально отличается от нефтяной. Если сегодня то и дело звучат опасения, что восточносибирской нефти не хватит для заполнения ВСТО, и сырьевая обеспеченность нефтедобычи оценивается весьма скептически, то запасов природного газа в разрезе уже выявленных месторождений оказывается... слишком много по сравнению с возможностями потребления в самой Восточной Сибири и предполагаемой на ближайшие годы величиной экспорта. Например, гигантское Ковыктинское газоконденсатное месторождение, которое подлежало вводу в эксплуатацию несколько лет назад и по первоначальным лицензионным условиям должно было давать не менее 9 млрд м³ добычи еще в 2007 г.¹⁷⁸, сегодня

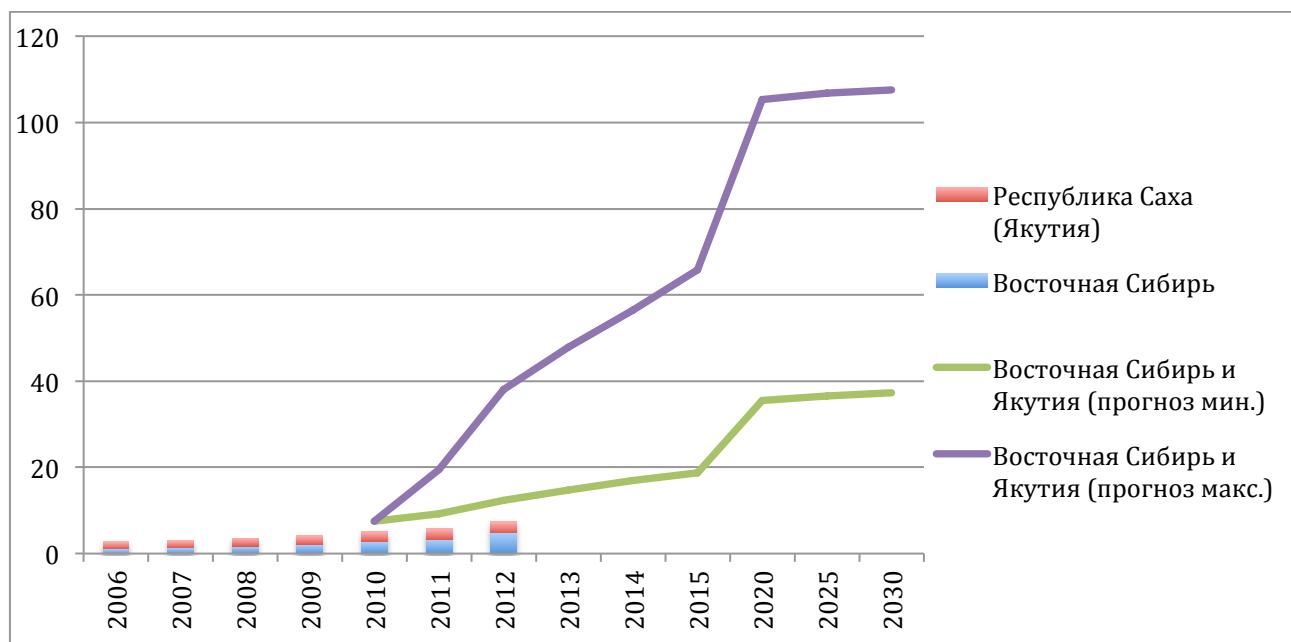
¹⁷⁸ С Ковыкты сняли ограничения // РБК daily. Ежедневная деловая газета. — 1 фев. 2008
• URL: <http://www.rbcdaily.ru/tek/562949979042920> [2013-06-08].

оказывается никому не нужным, поскольку спрос на газ в Иркутской области слишком мал по сравнению с добывающими возможностями Ковыкты, а к строительству экспортного газопровода в Китай еще даже не приступили. Похожая картина наблюдается в отношении ресурсов газа Юрубченско-Тохомской и Собинско-Пайгинской зон в Красноярском крае. Вплоть до самого недавнего времени не было ясности и с перспективами освоения Чаяндинского месторождения в Якутии.

Ограниченнность внутреннего спроса, сложность газификации Восточной Сибири из-за конкуренции с углем (точнее говоря — по причине социальной необходимости сохранить угольную промышленность, проигрывающую в конкуренции природному газу) и проблемы заграничного сбыта, во многом связанные с неурегулированностью вопроса о ценах на газ для Китая, создают далеко не лучший фон для развития газовой отрасли на востоке России. Ну и, как минимум, названные обстоятельства порождают крайнюю неясность касательно возможных объемов добычи газа в обозримом будущем. Неслучайно, что во множестве сценариев и вариантов так называемой «Восточной газовой программы», разработанной ВНИИГАЗом, минимумы и максимумы в «вилках» прогнозных объемов добычи различаются на порядок — настолько велик разброс оценок емкости рынка, которая может быть доступна для российского газа. Фактическая добыча восточносибирского газа в своем росте, который во основном обеспечивается независимыми производителями, заметно отстает даже от минимальных программных наметок (рис. ВСГ-1). Между тем, в программе весьма слабо учитываются возможности добычи газа теми производителями, что не входят в структуру «Газпрома», а эти возможности, в свою очередь, зачастую ограничиваются газпромовской монополией на экспорт «голубого золота».

Рисунок • ВСГ-1

**Фактические и прогнозируемые по «Восточной газовой программе»
объемы добычи газа в Восточной Сибири и Якутии, млрд м³**



Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона. / Утверждена Приказом Минпромэнерго России от 3 сент. 2007 г. № 340 — М., 2007. — Справочная правовая система «КонсультантПлюс» • URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=EXP;n=491137> [2013-06-08].

Данные нефтегазовых компаний и статистической отчетности регионов.

Ситуация с внешними поставками природного газа усугубляется тем, что, с одной стороны, финансовое положение «Газпрома» не столь благополучно, чтобы построить требуемые газопроводы за свой счет; а с другой стороны, своего рода шантажом со стороны Китая, прилагающего достаточно серьезные, и при том весьма демонстративные, усилия по освоению собственных ресурсов сланцевого газа. Следуя примеру российских нефтяников, «Газпром» собирается строить газопровод «Алтай» в направлении Шанхая на китайские средства в размере 40 млрд долл., привлекаемые в формате аванса за будущие поставки газа. Китай, в свою очередь, настаивает на формате кредита и рассчитывает на низкую цену импортируемого газа в компенсацию процентов по займу. При этом разница в ценах на газ, экспортный в европейские страны, и предназначаемый для поставок в Китай может превышать 100 долл./тыс. м³.¹⁷⁹ Пока что Россия и Китай не продвинулись дальше рамочного соглашения, подписанного еще в октябре 2009 г. — согласованы объемы поставок газа по западному (проект «Алтай») и восточному маршрутам, соответственно, в 30 и 38 млрд м³ ежегодно, — но согласие по ценам все еще не достигнуто.¹⁸⁰ Даже визит председателя КНР Си Цзиньпина в Россию, состоявшийся в марте нынешнего года и в ходе которого было подписано множество двусторонних документов по сотрудничеству в энергетической сфере, не внес особой ясности в вопрос о ценах на российский газ для Китая. По словам председателя совета директоров «Газпрома» Виктора Зубкова, «Китай готов принять российский газ, однако ценовые параметры его поставок по-прежнему являются предметом обсуждения».¹⁸¹

Ситуация усугубляется тем, что Китай запланировал фантастический скачок по добыче нетрадиционного газа на своей территории и утверждает, что сможет обойтись без импорта. Скорее всего, в подобных утверждениях есть изрядная доля преувеличения, но трехкратный рост производства природного газа в Поднебесной на предстоящие 20 лет, действительно, прогнозируется и весь нетто-прирост добычи должен прийтись на нетрадиционные источники (рис. ВСГ-2). Пока же, не теряя даром времени, китайские госкомпании инвестируют десятки миллиардов долларов в приобретение сланцевых активов в Канаде и в добычу угольного метана в Австралии, чтобы получить доступ к соответствующим технологиям и набраться опыта, а затем перенести его на свою «почву». В декабре 2012 г. канадские власти одобрили сделку по приобретению китайцами нефтегазовой компании Nexen за 15,1 млрд долл., а в ближайшие три года Поднебесная планирует вложить в покупку аналогичных активов еще 27 млрд долл.¹⁸²

Надо полагать, что зависимость от Китая в экспорте природного газа не сулит ничего хорошего ни «Газпрому», ни России. Ослабить негативное действие «китайского фактора» и основательно диверсифицировать направления внешнеторговых поставок газа можно лишь путем более широкого выхода на рынки СПГ (с доставкой газа по трубам до Тихоокеанского побережья, где можно построить заводы для сжижения). Но при таком варианте сбыта мы сталкиваемся с ограничениями иного рода — отсутствием собственных технологий, что почти с неизбежностью усилит нашу зависимость от Японии и других стран, способных предоставить, отнюдь не безвозмездно, требующиеся проектно-технологические решения, оборудование и транспортные средства.

¹⁷⁹ Аванс на \$40 млрд // Ведомости. — 08 июля 2011

• URL: http://www.vedomosti.ru/newspaper/article/263624/avans_na_40_mlrd [2013-06-08].

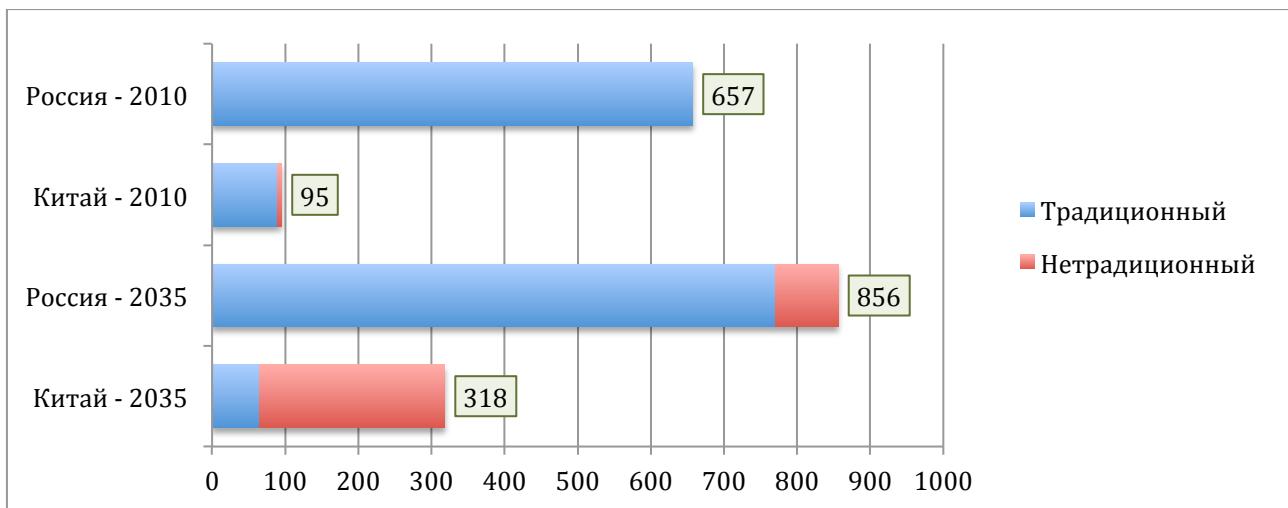
¹⁸⁰ Газпром и Китай сегодня продолжают переговоры по поставкам российского газа // РБК — Новости дня. — 05.12.2012 • URL: <http://www.rbc.ru/rbcfree/news/20121205123021.shtml> [2013-06-08].

¹⁸¹ Ресурсная взаимность // Эксперт. — 2013. — № 13 • URL: <http://expert.ru/expert/2013/13/> [2013-06-08].

¹⁸² Научиться у Канады. Газовая стратегия Китая может быть частью давления на Россию // Взгляд. Деловая газета. — 14 дек. 2012 • URL: <http://vz.ru/economy/2012/12/14/611991.html> [2013-06-08].

Рисунок • ВСГ-2

**Фактические и прогнозируемые на 2035 г. объемы добычи природного газа
в России и в Китае, млрд м³**



World Energy Outlook 2011 — Special Report: Are we entering a golden age of gas? — Paris: International Energy Agency (OECD/IEA), 2011 • URL: <http://www.worldenergyoutlook.org/goldenageofgas/> [2013-06-08].

World Energy Outlook 2012. — Paris: International Energy Agency (OECD/IEA), 2011 • URL: <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/> [2013-06-08].

Еще один вариант решения проблемы сбыта связан с подключением формирующейся восточной газотранспортной системы к уже действующей системе Западной Сибири, что наиболее актуально для новых газодобывающих центров Красноярского края и Иркутской области. Однако, судя по всему, к названному варианту, имеющему определенные экономические выгоды для страны, «Газпром» относится далеко не одобрительно. При этом не берется в расчет, что строительство газопровода в западном направлении, как утверждает независимая экспертиза Ковыктинского проекта, по сравнению с «восточными» вариантами, сопряжена с наименьшими инженерно-техническими, экологическими и этнокультурными рисками.¹⁸³ Реализация «западного» сценария позволит создать стратегически гибкую систему газоснабжения Сибири с выходом в европейскую часть страны, а с подключением якутских месторождений и дальневосточного крыла магистральных газопроводов сформируется действительно единая система газоснабжения России от западных границ до берегов Тихого океана.

Решая глобальные проблемы с поставками газа, мы сталкиваемся с уже довольно привычными парадоксами, когда при общем изобилии ресурсов образуются локальные или даже более крупные дефициты, дисбалансы, несогласованности и противоречия. Например, сегодня вторая из ведущих госкомпаний — «Роснефть» — готовится к реализации собственного крупного проекта, предусматривающего утилизацию, транспорт и переработку газа месторождений, находящихся в центральной части Красноярского края и в Иркутской области, который весьма слабо увязан с планами «Газпрома». Точно также «своими путями» идут и другие недропользователи, занятые разведкой и добычей углеводородного сырья в Восточной Сибири и в Якутии — крупные и относительно

¹⁸³ Независимый анализ путей транспортировки углеводородного сырья с Ковыктинского газоконденсатного месторождения. — Москва – Новосибирск – Иркутск, 2007. — Интернет-сайт проекта «Леса высокой природоохранной ценности» / Варианты прохождения трассы трубопровода с Ковыктинского ГКМ • URL: <http://www.hcvf.net/rus/oil/> [2013-06-08].

небольшие. Так, собственную нефтегазовую инфраструктуру создает «Иркутская нефтяная компания», работающая на Ярактинском, Марковском и Даниловском месторождениях, — строит компрессорные установки для обратной закачки газа в нефтеносные пласты и обдумывает (совместно с японскими партнерами) планы по производству жидкого топлива из газа по технологиям GTL.¹⁸⁴ Т.е. несмотря на существование макрорегиональной газовой программы, которая, вроде бы, должна согласовать и интегрировать действия всех компаний, действующих в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, никакой особой координации не наблюдается.

Практически ничего не слышно и о создании каких-либо межкорпоративных альянсов для развития инфраструктуры и производства в газовой сфере. Скорее, даже наоборот — чаще поступает информация о возникновении конфликтных ситуаций, как например, между компаниями «Итера» и «Газпром» в связи с газоснабжением г. Братска в Иркутской области. В Братске есть спрос на газ, а рядом, в трех десятках километров, расположено небольшое газоконденсатное месторождение с одноименным названием. Конфликт, мешающий газификации Братского района имеет многолетнюю историю, но в 2006 г. компании пришли к соглашению, в соответствии с которым «Итера», обладая лицензией, взялась за освоение месторождения, а «Газпром» должен был создать необходимую транспортную инфраструктуру. По соглашению, весь газ, добываемый «Итерой» на Братском месторождении, подлежал продаже «Газпрому».¹⁸⁵ «Итера» инвестировала в добывчной проект более 2 млрд руб. Однако мероприятия по созданию газотранспортной инфраструктуры, за которые отвечает «Газпром», реализованы не были — госкомпания планировала начать строительство второй очереди магистрального газопровода от Братского месторождения до Братска еще в 2011 г., но не сделала этого. Для «Итеры» Братское месторождение уже несколько лет работает почти вхолостую: скважины простаивают; закупочная цена газа, который полностью отдается «Газпрому», одна из самых низких в стране; ежегодные убытки достигают 150 млн руб. Для решения проблем «Итера» готова была даже продать «Газпрому» свою долю в добывчном проекте, однако переговоры ни к чему не привели. Братск же страдает из-за пробуксовки программы газификации района, которая в августе 2012 г. оказалась на грани полного срыва, так как «Итера» объявила о намерении законсервировать Братское месторождение.¹⁸⁶

Можно было не останавливаться столь подробно на этом, казалось бы, малозначащем примере, но уж слишком он симптоматичен для «Газпрома», показывая, как «громадье планов», связанных с покорением мировых рынков, отодвигает в тень конкретные проекты газификации восточносибирских территорий. После сдачи в эксплуатацию газопровода Якутия—Хабаровск—Владивосток «Газпром» намерен вывести газ Чаяндинского, а затем и Ковыктинского месторождений на рынки Юго-Восточной Азии в обход Иркутской области и Республики Бурятия, лишь Якутии за счет «большого газа» удается в какой-то степени осуществить свои планы по газификации промышленности и жилищно-коммунального хозяйства.¹⁸⁷ Поэтому, наверное, сегодня уже не будет особым преувеличением сказать,

¹⁸⁴ В Приангарье будет реализован проект по переработке природного газа // НИА «Федерация» — НИА «Байкал». — 29 авг. 2012 • URL: <http://www.38rus.com/more/25901/> [2013-06-08].

¹⁸⁵ «Газпром» и ИТЕРА поделили Братское месторождение // Neftegas.RU. — Новости. — 20 сент. 2006 • URL: <http://neftegaz.ru/news/view/66221/> [2013-06-08].

¹⁸⁶ Из-за спора Газпрома и «Итеры» Братск может остаться без газа // РБК — Экономика. — 13 авг. 2012 • URL: <http://top.rbc.ru/economics/13/08/2012/664247.shtml> [2013-06-08].

¹⁸⁷ Нефтегазовая солидарность. Добывающие компании и потребители Восточной Сибири против повышения НДПИ на газ // Независимая газета. — 6 сент. 2012 • URL: http://www.ng.ru/regions/2012-09-06/5_solidarity.html [2013-06-08].
Причество «Газпрома» в Якутию // Эхо столицы. № 98. — 16 дек. 2012 • URL: <http://www.exo-ykt.ru/articles/24/318/6807/> [2013-06-08].

что Восточная Сибирь — с ее огромными запасами газа в недрах и с целым рядом открытых месторождений разного размера, но с крайне низким уровнем газификации населенных пунктов и промышленности — все больше и больше начинает походить на «сапожника без сапог».

Определенный скепсис вызывают планы по развитию переработки газа и газохимии. Можно смело предположить, что в каким-то виде и в какой-то своей части эти планы, конечно же, будут выполнены. Сомнения связаны с вероятной эффективностью будущих газохимических проектов — и не столько коммерческой, сколько общественной.

Сегодня во взглядах на вопросы развития газохимии на востоке России все еще преобладают простые решения. Дескать, нужно построить 3—4 газохимических комплекса (ГХК) для глубокой переработки этана, пропан-бутанов и, отчасти, метана с получением крупнотоннажных базовых продуктов, которые можно будет экспорттировать в страны АТР, и в основном — в Китай. Однако упускается из виду, что китайская химическая индустрия развивается семимильными шагами и год от года Поднебесная сокращает разрыв между спросом и собственным производством базовых химикатов, экспортруя при этом готовых материалов, а также изделий из резины и пластмасс почти на 25,6 млрд долл., что в 1,4 раза превосходит весь российский экспорт химической продукции.¹⁸⁸ Китай ведет весьма прагматичную игру на мировом химическом рынке, в основном продавая сложную и переработанную химическую продукцию, а покупая базовые продукты и лом пластмасс, т.е. делает то, что ему выгодно. Китай является крупнейшим в мире экспортером шинной продукции и синтетических полимерных красителей. Россия экспортит то, что может — минеральные удобрения, аммиак, метanol, — а импортирует жизненно необходимую продукцию (например, сейчас наша страна является одним из крупнейших в мире импортеров медикаментов и фармацевтической продукции — 11,4 млрд долл.).¹⁸⁹ Российский химический экспорт крайне чувствителен к ценам на нефть и газ и за последние годы подешевел, как минимум, в полтора раза, поскольку посткризисное восстановление мировых цен на удобрения и другие простые химикаты оказалось гораздо более вялым по сравнению с ценами на то сырье, из которого указанные продукты производятся. Вообще может статься так, что к тому времени, когда мы построим свои восточные ГХК, их продукция уже никому не будет нужна. Или, может быть, мы собираемся вывозить полиэтилен в Корею, Японию и США, которые уже сегодня зависят от китайского импорта?

Еще одна, не менее острыя, проблема связана с вероятной конкурентоспособностью будущей восточносибирской газохимии на внешних рынках. Либерализация газового рынка в России приведет к тому, что уже не сегодня-завтра внутренние цены на газ могут достичь 200 и более долл./тыс. м³, что в 7—8 раз выше, чем у наших основных конкурентов — экспансивно растущих производителей из числа Ближневосточных стран (Саудовской Аравии, ОАЭ, Катара и проч.). Плюс к этому дополнительные транспортные издержки до 100—150 долл. на каждую тонну экспортруемой химической продукции и полутора-двукратное удорожание капитальных затрат на строительство ГХК. Шансов на победу в конкуренции у нас будет не так уж и много, поэтому сегодня и в будущем простые решения, скорее всего, не помогут.

Видится, что стратегия развития комплекса производств по глубокой переработке углеводородов на востоке страны должна иметь в основе следующие принципы:

¹⁸⁸ 2010 International Trade Statistics Yearbook. Annex I — Trade by Country. — New York, NY: UN Statistics Division; Trade Statistics Branch, 2011 • URL: <http://comtrade.un.org/pb/first.aspx> [2013-06-08].

¹⁸⁹ Там же.

- во-первых, рациональное комбинирование сырьевых источников — газа и жидкого углеводородов, — что позволит выстроить широкую линейку конечной продукции, включая ее простые и сложные виды;
- во-вторых, создание разветвленной специализированной инфраструктуры (прежде всего — транспортной), без чего эффективное развитие нефтегазохимической промышленности в современных условиях просто немыслимо;
- в-третьих, рациональное размещение будущих предприятий, позволяющее по возможности минимизировать транспортные издержки при вывозе продукции — неважно для поставок на внутренний рынок или на экспорт;
- в-четвертых, преимущественную нацеленность на внутренний рынок, интенсивное развитие которого является необходимой предпосылкой для ускоренного подъема химической промышленности и как составной части последнего — формирования комплекса газохимических производств на востоке страны.

В рамках осуществления подобной нефтегазохимической (или газонефтехимической) стратегии и в процессе создания комплексной инфраструктуры должна решаться задача по утилизации уникальных ресурсов гелия, который содержится в газах восточносибирских месторождений.

Гелиевая фантазия

Тот факт, что в газовых месторождениях на востоке России сосредоточены огромные ресурсы гелия, который является стратегически важным и очень ценным продуктом, сегодня внушает не столько чувство радости, сколько разнообразные опасения. Ведь слишком часто у нас возникают казусы следующего рода: то, что во всем остальном мире является бизнесом, в России образует проблему. Также происходит и с восточносибирским гелием, и основные страхи связаны с весьма вероятным риском безвозвратной потери его ресурсов.

С точки зрения, например, химической или физической наук, гелий — это просто красиво, а потому высочайшая ценность гелия не подлежит ни малейшему сомнению. Гелий является одним из немногих сырьевых продуктов, который, благодаря своим уникальным свойствам, находит непосредственное и почти исключительное применение в высокотехнологичных производствах и видах деятельности — в космонавтике и ядерной энергетике, в электронике и при выполнении специальных сварочных работ, в воздухоплавании и в сверхскоростном транспорте на магнитной подвеске, в научных исследованиях и в современной медицинской диагностике, — не говоря уже о более «тривиальных» направлениях использования при изготовлении дыхательных смесей или в качестве наполнителя для газоразрядных световых приборов и проч.¹⁹⁰ Гелий ассоциируется с эффектом сверхтекучести и сверхпроводимости, образующим основу грядущих технологических решений в сфере передачи энергии. Гелий очень ценен сегодня, но в будущем его ценность несопоставимо возрастет. Поэтому потери гелия недопустимы, его ресурсы подлежат полной утилизации; а то, что не может быть использовано сегодня, должно быть сохранено для будущих поколений.

¹⁹⁰ В природе гелий встречается в виде двух стабильных изотопов: «сверхчрезвычайно» редкого гелия-3 и сравнительно распространенного гелия-4. Нерадиоактивный гелий-4, содержащийся в природном газе, в отличие от «стратегического» или «луунного» гелия-3 (представляющего перспективный вид топлива для термоядерной энергетики будущего) правильнее считать продуктом двойного применения, который в современных условиях имеет в большей степени экономико-стратегическое, нежели военно-стратегическое значение.

Таков весьма распространенный взгляд на проблему освоения ресурсов гелия, основывающийся на представлениях о физико-химической ценности гелия, но не его цены. Между тем, всякая абстрактная ценность, отражающая полезность того или иного ресурса, имеет свою вполне реальную цену. И чем дороже дается нам гелий, тем уже делаются сферы его практического применения и тем прочнее становятся рыночные позиции заменителей (например, того же аргона), пусть не столь уникальных по своим свойствам, но более дешевых и физически доступных.

Сказанное не означает, что автор выступает против рационального использования ресурсов гелия и их разумного сбережения. Напротив, автор глубоко убежден в том, что ресурсы гелия, как и любого другого «дара природы», следует использовать рационально, однако сама эта рациональность должна быть pragматичной. Нужно учитывать, по крайней мере, два обстоятельства. Во-первых, какие-то потери гелия неизбежны в процессе добычи, транспорта и переработки газа. Следует, конечно же, минимизировать указанные потери, но стремиться не к абсолютно достижимому технологическому минимуму, а к минимуму экономического ущерба, связанного с потерями гелия. Во-вторых, не забывая о благе будущих поколений, нельзя игнорировать нынешние реалии, прежде всего — издержки и выгоды от освоения гелиевых ресурсов. Нужен разумный баланс. В частности, следует правильно, насколько это возможно, соизмерять издержки сегодняшние и близкого времени на сохранение ресурсов гелия с отдаленными выгодами от их использования будущими поколениями.

Как бы то ни было, эффективное использование ресурсов гелия при освоении газовых месторождений на востоке России представляет собой сложную комплексную проблему. Первопричина ее заключается в том, что у нашей страны нет практического опыта осуществления масштабных гелиевых проектов в современных экономических условиях. Единственное в России крупное предприятие по производству гелия (в составе Оренбургского газового комплекса) было создано в годы плановой экономики, когда фактор экономической эффективности как таковой не имел принципиального значения. Тогда задача состояла в том, чтобы любой ценой обеспечить потребности страны в стратегически важном сырье и не допустить зависимости от импорта гелия. В настоящее время ситуация радикально изменилась и на первом плане стоят задачи достижения высокой экономической эффективности — общественной и коммерческой. В противном случае освоение ресурсов гелийсодержащих газов попросту теряет смысл — в особенности по той причине, что новые гелиевые проекты на востоке РФ имеют ярко выраженную экспортную ориентацию. Например, при добыче 30 млрд м³ чаяндинского газа объемы извлечения гелия могут достигать порядка 150 млн м³, что в 75 раз превышает современное потребление гелия в России, в 15 раз больше величины ожидаемого спроса в 2030 г. и составляет примерно половину прогнозируемого на тот же год мирового спроса на гелий.

Поэтому вполне имеют право на жизнь предложения по формированию систем утилизации, транспорта и переработки газа, целевым образом обеспечивающие решение задач по широкомасштабному производству и экспортту гелия. Т.е. существуют вполне объективные предпосылки для того, чтобы рассматривать гелий не просто как попутный, хотя и очень ценный, продукт газодобычи, а как один из целевых продуктов развития газового сектора на востоке России, включающего топливный и химический сегменты. При этом топливная ценность газа отходит на второй план, тем более, что сегодня у нас нет по-настоящему обоснованных представлений, несмотря на все имеющиеся программы и схемы развития газовой отрасли, о том, какое место должен занимать газ в топливно-энергетическом балансе восточных регионов страны и насколько целесообразен широкомасштабный экспорт нашего восточного газа при условии, что его главным (и почти монопольным) покупателем выступает Китай.

Развитию гелиевой промышленности на востоке России благоприятствует быстрый рост мирового спроса на гелий (в особенности — в странах АТР) при сокращении

производства товарного гелия в США. По оценкам, ожидаемый разрыв между прогнозной величиной мирового спроса на гелий и предложением (с учетом действующих мощностей и новых уже анонсированных проектов) в 2030 г. может составить до 169 млн м³ и более.¹⁹¹ Располагаемая ресурсная база, в принципе, позволяет России самостоятельно «закрыть» возможный дефицит гелия на мировом рынке. Вместе с тем, суммарные ресурсы гелия в основных странах-конкурентах (Алжире и Катаре) сопоставимы по своей величине с российскими и, следовательно, указанные производители также будут в состоянии покрыть предполагаемый дефицит гелия на мировом рынке без участия России.

Таким образом, в складывающихся условиях вопрос позиционирования различных стран-производителей гелия на рынке — это, прежде всего, вопрос конкурентоспособности, которая зависит от уровня издержек производства гелия и его доставки на рынок с учетом пространственного сегментирования последнего. Среди факторов, определяющих уровень издержек производства, благоприятствующим для России является, пожалуй, лишь относительно более высокое содержание гелия в газе. Другие факторы — технологические и экономико-географические работают против нас.

Поэтому для успешного развития гелиевой промышленности на востоке России необходимы: с одной стороны, разработка и применение эффективных технико-технологических и организационно-экономических схем реализации проектов с целью сокращения издержек и достижения приемлемого уровня конкурентоспособности; с другой стороны, проведение агрессивной и в то же время гибкой рыночной стратегии, направленной на достижение максимально возможных объемов поставки гелия на рынок (максимизацию рыночной доли) при сохранении приемлемо высокого уровня цен на гелий. Располагая такими ресурсами гелия, Россия вправе поставить перед собой задачу стать главным игроком на мировом рынке. Но тогда нельзя все время оглядываться на конкурентов в страхе «уронить рынок». Если мы будем чересчур осторожничать, наше место на рынке просто-напросто займут другие, а мы останемся ни с чем и будем вынуждены «закапывать» гелий обратно в землю, расходуя на это немалые деньги, или выпускать в атмосферу.

Сегодня потенциальные российские продуценты, которые занимаются газовыми проектами в Восточной Сибири, нередко со страхом поглядывают на мировых лидеров, работающих на рынке так называемых промышленных газов и владеющих соответствующими технологиями. Но даже самая большая из этих компаний (Air Liquide с капитализацией порядка 40 млрд долл.) — просто карлик по сравнению с тем же «Газпромом». Купить, следуя примеру Китая, когда он пытается прорваться в новые сферы деятельности, — вместе с техническим и организационным опытом, маркетинговой сетью и проч., — и все дела; ну пусть не самую большую компанию, а среднюю — для начала и этого будет достаточно.

В любом случае мы всегда будем стоять перед трилеммой: продавать, терять или хранить гелий. Чтобы ее правильно решать, нужно правильно соотносить более или менее реальные средне- и долгосрочные выгоды от продажи гелия на рынке, экономию издержек при освоении газовых месторождений и потенциальные «экстрадолгосрочные» выгоды от сохранения ресурсов гелия. А для этого, в свою очередь, требуется pragматическая гелиевая стратегия, которая объединит усилия всех компаний-недропользователей и которая будет осуществляться при активном участии государства.

Осуществлению гелиевых проектов на востоке России сегодня препятствуют самые различные обстоятельства. Но все же главное значение имеет, по-видимому, фактор низкой коммерческой привлекательности производства, хранения и продаж гелия. Как показывает

¹⁹¹ Более подробно см.: Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Комплексный реинжиниринг процессов хозяйственного освоения ресурсов гелия на Востоке России / отв. ред. В.В. Кулешов. — Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2012. — 181 с.

анализ известных восточносибирских проектов в сопоставлении с зарубежными аналогами, наши проекты не отличаются особым совершенством технологических, организационно-технических и организационно-экономических решений и, как следствие, характеризуются крайне низкой или даже отрицательной рентабельностью.

Причем наибольшие вопросы вызывают организационно-технические схемы реализации проектов, основанные преимущественно на американском опыте (катарский и алжирский не подходят, поскольку в этих странах извлечение гелия из газа комбинируется с производством СПГ). На протяжении длительного времени в США весь избыток сырого гелия, получавшегося при переработке газа, закачивался в специальное хранилище, а сейчас накопленный запас отбирается и направляется на производство товарного продукта для продажи на рынке. Не располагая собственным опытом, мы просто решили пойти по проверенному американцами пути, упустив из вида пару важных моментов: во-первых, весьма почтенный возраст американской схемы, основанной на технологических возможностях 1950-х—1960-х годов; во-вторых, тот факт, что в США почти вся гелиевая инфраструктура (хранилища, трубопроводы) создавалась за счет государства. В XXI веке появились новые, неизвестные ранее, возможности в сфере технологий, позволяющие по-иному подойти к формированию организационно-технических схем гелиевого производства, да и российское правительство не проявляет особого желания напрямую участвовать в финансировании проектов — даже в их инфраструктурной части, — полагая, что они должны осуществляться на коммерческих принципах.

Отмеченные обстоятельства предопределяют необходимость пересмотра целого ряда исходных решений, на основе которых намечается повести процесс освоения гелиевых ресурсов. Но это может принципиальным образом изменить инициируемые отдельными компаниями-недропользователями проекты по утилизации, транспорту и переработке газа. Для повышения коммерческой привлекательности становится настоятельно необходимым максимальное приближение заводов по выделению и сжижению гелия к Тихоокеанскому побережью с тем, чтобы минимизировать сухопутные перевозки товарного продукта. Иными словами появляется смысл в создании магистральной газотранспортной системы «Восточная Сибирь — Тихий океан» (в коридоре нефтепроводной системы ВСТО) для прокачки гелийсодержащего газа без его отбора (или при минимальном отборе) на территории страны. Для газификации восточных регионов тогда потребуется создание локальных систем газоснабжения с их объединением и подключением к ныне существующей Единой системе газоснабжения страны, которая заканчивается в районе Проскоково (Кемеровская область).

Избрав агрессивную рыночную стратегию — стратегию «покорения мирового гелиевого рынка» — можно выделить в самостоятельный поток наиболее богатый гелием газ Катангской зоны Красноярского края, объединив его с газовым потоком Ковыктинского и других месторождений северо-востока Иркутской области. К этому потоку в дальнейшем по трассе «газогелиевого ВСТО» логично подключить месторождения Якутского центра газодобычи и прежде всего — Чаяндinskое. Т.е. должны быть приняты решения по формированию максимально крупного централизованного потока «богатого» гелийсодержащего газа с тем, чтобы извлечь максимальные выгоды от производства и экспорта гелия. Экономия суммарных издержек при такой схеме достигается за счет высокой производительности транспортной системы, сокращения сухопутных перевозок жидкого гелия, а также объединения в единый технологический комплекс гелиевых заводов и заводов по производству СПГ на Тихоокеанском побережье.

Формирование подобной системы требует пересмотра корпоративных программ освоения газовых месторождений Восточной Сибири и Якутии, чтобы согласовать объемы добычи газа и синхронизировать динамику ее роста с возможностями создания гелиевых производств, ориентированных в своем развитии на максимальный выход товарного гелия при минимизации объемов хранения сырого гелия в специализированных подземных хранилищах. Т.е. создаваемая система должна работать на рынок и обеспечивать

максимально быстрое получение эффектов. Чтобы при этом исключить необоснованные потери ресурсов гелия, необходимо ограничить уровни добычи богатых гелийсодержащих газов в соответствии с предполагаемыми возможностями реализации товарного гелия.

Реализация столь сложной и масштабной схемы транспорта газа и производства гелия, безусловно, потребует серьезного вмешательства со стороны государства в качестве, как минимум, координатора. Что касается инвестирования, то наиболее существенный вклад государство могло бы внести в финансирование и организацию работ по сооружению объектов специализированной инфраструктуры — гелиепроводов и подземных хранилищ для гелиевого концентратра.

По сложившимся представлениям о том, как должен происходить процесс освоения газовых ресурсов на востоке России и как должны реализовываться гелиевые проекты, подобная идея может показаться просто фантастической. Нам же требуется прагматичная гелиевая стратегия, которая объединит усилия всех компаний-недропользователей и которая должна осуществляться при активном участии государства. Но прагматичность отнюдь не равнозначна непоколебимой приверженности «старым добрым» подходам к решению хозяйственных проблем и априорному отклонению любых новых идей и предложений. Тем более, что эти «старые добрые» подходы, как показывает анализ имеющихся гелиевых проектов заведомо неэффективны, т.е. именно они оказываются фантастическими, если говорить о возможностях практической реализации.

Свет в дальнем конце «газового тоннеля»

Высокоэффективное со всех точек зрения развитие гелиевого производства на востоке России относится к числу тех сложных проблем, которые, увы, не поддаются решению с помощью известных, хорошо проверенных подходов и методов и требуют чего-то нового в технологиях и организационно-технических аспектах.

Вспоминается следующий случай. В 2010 г. Институт экономики СО РАН принимал участие в научно-исследовательской работе по обоснованию развития и размещения гелиевых производств компании «Роснефть» на базе Юрубчено-Тохомского и ряда других месторождений в Красноярском крае и Иркутской области. На одном из совещаний, когда обсуждался ход выполнения работ, автором этих строк была изложена идея «газогелиевого ВСТО», которая сразу же поверглась критике со стороны представителей «Роснефти» и НПО «Гелиймаш». Критические замечания во многом были вызваны тем обстоятельством, что при дальнем транспорте гелийсодержащего газа будут иметь место большие (порядка 10%) потери гелия, поскольку газ из «трубы» расходуется на собственные нужды транспортной системы — для работы газоперекачивающих станций. Предложенный вариант решения гелиевой проблемы был отвергнут, исключен из рассмотрения и не получил дальнейшего развития — он так и остался всего лишь принципиальной идеей, которая немного позже была озвучена в научной монографии.¹⁹²

А в 2012 г. к пониманию того, что газогелиевую и газохимическую технологическую цепочку следует разомкнуть в пространственном отношении, пришел «Газпром», принявший решение о создании комплекса перерабатывающих производств в районе г. Белогорска Амурской области, исходя из принципа, что переработка газа (с получением товарного гелия) должна располагаться поближе к выходу на рынок, а стратегическое хранилище

¹⁹² Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Комплексный реинжиниринг процессов хозяйственного освоения ресурсов гелия на Востоке России / отв. ред. В.В. Кулешов. — Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2012. — 181 с.

Результаты работы, о которой было сказано в тексте, в значительной степени послужили основой для подготовки монографии.

гелия нужно построить не в конце, а в начале всей технологической цепочки, т.е. на месте добычи газа.¹⁹³ По сути, «Газпром» сформировал свое видение «газогелиевого ВСТО», который, с учетом изменившей очередности ввода месторождений — сперва Чаяндинское, а затем Ковыктинское — берет свое начало в Якутии с тем, чтобы впоследствии подключить к нему Иркутский и Красноярский центры газодобычи.

По Чаяндинскому месторождению уже принято инвестиционное решение, добыча газа должна начаться в 2017 г. вместе с завершением строительства магистрального газопровода. В проекте предусмотрено использование «инновационной технологии мембранныго выделения гелия, позволяющей оставить в транспортируемом газе ровно столько гелия, сколько можно реализовать с гелиевого завода в г. Белогорске. Остальной объем гелия будет сохранен и закачан обратно в пласт непосредственно на Чаяндинском месторождении». ¹⁹⁴ «Газпром» сообщает, что «сейчас ведутся поиски скважин для хранения гелиевого концентрата. Кроме того, важной задачей является развитие инфраструктуры для жидкого гелия. Требуется технологическое оборудование для извлечения и сжижения, а также мощности для его перевозки».¹⁹⁵ В целом же данное решение позволяет развивать добычу газа в Якутии и в Восточной Сибири вне зависимости от состояния гелиевого рынка и особенностей рыночной стратегии, но при этом полностью сохранять неиспользуемые для продажи ресурсы гелия.

Новая газпромовская стратегия, существенно отличающаяся от решений, которые были предусмотрены «Восточной газовой программой», едва ли не сразу же после своего анонсирования стала объектом критики со стороны известных сибирских ученых-геологов, обеспокоенных тем, что «Газпром» предлагает «многоступенчатую систему, которая будет напоминать работу в холостую. Они будут извлекать гелий при помощи мембранный технологии, затем закачивать обратно в пласт. В результате в газе, который пойдет Белогорск... будет не больше одной десятой промилле гелия (при изначальном 0,5 промилле). Понятно, что себестоимость извлечения гелия при таком низком содержании будет многократно выше»¹⁹⁶. Действительно, при снижении концентрации гелия в потоковом газе извлечение в расчете на единицу продукта будет обходиться дороже. Но ведь при этом, если неиспользуемый гелий будет сохраняться в самих газоносных пластах, открывается возможность сэкономить 1—2 млрд долл. инвестиций в строительство специальных хранилищ для гелиевого концентрата. Наверное, одно другого стоит...

Автору неоднократно, в том числе и на страницах этой книги, приходилось весьма критически отзываться о деятельности «Газпрома», что в основном связано с монопольным положением компании в российском нефтегазовом секторе. Но в данном случае критика представляется неуместной. Похоже, что «Газпром» вплотную приблизился к нахождению эффективного, образно говоря, «асимметричного ответа» на «сверхтрудности», с которыми связано комплексное освоение газовых ресурсов Восточной Сибири и Якутии. Возможно, что обновленная газпромовская стратегия не лишена недостатков, и над их устранением еще придется поработать, но она дает целый ряд принципиальных возможностей,

¹⁹³ СМИ: В США опасаются экспансии газпромовского гелия // Информационно-аналитический портал «Нефть России» / Новости. — 10 дек. 2012 • URL: <http://www.oilru.com/news/349475/> [2013-06-08].

¹⁹⁴ «Газпром» представил в Якутии беспрецедентный по масштабам для Востока России Чаяндинский проект // Пресс-центр / Новости «Газпрома». — 11 дек. 2012 • URL: <http://gazprom.ru/press/news/2012/december/article151058/> [2013-06-08].

¹⁹⁵ Российский гелий ждут во всем мире // Газпром. — 2012. — № 11. — С. 20—23 • URL: <http://gazprom.ru/press/journal/archive/2012/> [2013-06-08].

¹⁹⁶ Ученые разочарованы технологическим решением Газпрома по гелию Чаянды // NVpress.Ru. Якутия в наше время. — 13 дек. 2012 • URL: http://www.nvpress.ru/science_and_life/1791 [2013-06-08].

использование которых, по всей видимости, позволит минимизировать «сверхзатраты» на решение нашей «восточной газовой проблемы». Совсем нетрудно назвать несколько важнейших факторов экономии издержек и вероятного приращения выгод. Перенос всего комплекса производств по переработке чаяндинского газа с необустроенного и неблагоприятного в природно-климатическом отношении севера (Якутия) на юг (Амурская область) с его сравнительно развитой инфраструктурой и близостью тихоокеанских портов бесспорно снизит расходы на строительство и эксплуатацию предприятий и все мыслимые логистические затраты. Помимо этого появятся реальные возможности для эффективного комбинирования в рамках технологических цепочек глубокой химической переработки не только газа, но и нефти, приходящей по ВСТО, что является необходимой основой для расширения структуры и повышения ценности той химической продукции, которая может выпускаться.¹⁹⁷

Но, пожалуй, еще большее значение имеет перспектива создания новых точек роста, основанных на развитии обрабатывающих производств, в регионе, который сейчас находится под самым сильным среди всех территорий России китайским влиянием. Следует обратить внимание на то, что совсем не обязательно концентрировать все производства в одном пункте поблизости Белогорска. В Амурской области, Хабаровском и Приморском краях вполне достаточно места для размещения нескольких — не сверхгигантских, а разумно крупных — химических и нефтехимических комбинатов, благо что будущая сырьевая база это позволит сделать. Таким образом, газпромовские планы претендуют на то, чтобы стать очень важной составной частью стратегии экономического и социального подъема дальневосточных регионов России, усиления их интеграции в общенациональное экономико-политическое пространство.

Образно говоря, в дальнем конце «газового тоннеля», у берегов Тихого океана, забрезжил свет. Остается зажечь его и у противоположного, ближнего, конца тоннеля, находящегося непосредственно в Восточной Сибири. Нет никакого смысла драматизировать предполагаемых уход на Дальний Восток ковыктинского газа, с ресурсами которого до самого недавнего времени связывались перспективы развития химического кластера Иркутской области. Нельзя сбрасывать со счетов в качестве возможных источников сырья относительно небольшие северо-иркутские нефтегазоконденсатные месторождения — и уже сейчас есть серьезные планы по развитию переработки на этой основе, например, у «Иркутской нефтяной компании».¹⁹⁸ Да и ресурсы Ковыктинского месторождения столь велики, что газа, который будет добываться отчасти достанет и для переработки на месте; было бы желание скординировать политику и действия всех участников процесса освоения. Ключевым же моментом, «точкой опоры» в развитии газовой отрасли в Сибири должна стать интеграция ресурсных потенциалов Иркутской области и Красноярского края в сочетании с аналогичной интеграцией в сфере глубокой переработки углеводородного сырья. Причем общий вектор развития перерабатывающих (включая гелиевое) и химических производств должен быть направлен прежде всего в сторону внутреннего рынка с образованием сильной обоюдной связи между спросом и предложением. Без этого все разговоры об эффективном использовании ресурсов нефти и газа Восточной Сибири останутся пустым звуком.

¹⁹⁷ Из газового сырья в основном могут производиться относительно простые и недорогие виды химической продукции — метanol, аммиак и их производные; базовые полимеры — полиэтилен и полипропилен. Для получения более дорогой продукции неизбежно требуется комбинирование с технологической цепочкой переработки жидкого сырья и получения, например, ароматических углеводородов. Тогда на выходе возможно получение полиэтилентерефталата, полистирола и его сополимеров, полиамидов, смол и пластмасс инженерно-технического назначения и проч. — продуктов, имеющих в 1,5—2 раза и более дорогую цену по сравнению с основными продуктами газохимии.

¹⁹⁸ Судьбоносные решения // Сообщество «Рупек». — 28 дек. 2012
• URL: (<http://www.rupec.ru/analytics/?ID=6278> [2013-06-08]).

Здесь нечего делить, а нужны согласованные действия компаний, регионов и Федерации, имеющие общую цель — эффективное во всех отношениях освоение нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири, рассматриваемое в качестве одного из наиважнейших факторов роста и структурной перестройки отечественной экономики.

Вопрос об эффективности выглядит далеко не праздным, если учесть что «Газпром» уже оговорил свои планы по Чаянде тем, что *«для реализации столь масштабного проекта необходимо формирование наиболее благоприятных инвестиционных условий, внедрение мер государственной поддержки как на федеральном, так и на региональном уровнях. Первоочередное значение имеет создание стабильной налоговой и таможенной среды, в том числе, установление налоговых каникул по НДПИ, льгот по налогам на прибыль и имущество для новых производственных объектов, снижение или отмена таможенных пошлин на оборудование для газовой отрасли, не имеющее отечественных аналогов. Также необходима разработка механизмов ценообразования, стимулирующих более широкое использование газа потребителями Востока России»*.¹⁹⁹ Вторят «Газпрому» и другие участники, рангом пониже, и потенциальные промышленные потребители газа, и власти регионов, например Иркутской области: *«Нулевая ставка НДПИ на газ по аналогии с нефтью позволила бы приступить компаниям к осуществлению намеченных проектов в отношении добычи, реализации и переработки газа... Солидарность бизнесменов и региональной исполнительной власти объясняется просто: для реализации крупных проектов необходимы уверенность в завтрашнем дне, стабильность и преемственность решений как государственного, так и регионального масштаба. Непредсказуемость российской налоговой политики отталкивает даже самых оптимистично настроенных инвесторов. В непростых условиях Восточной Сибири нулевая ставка НДПИ на газ является эффективным и скорее всего единственно возможным способом поддержки развития газового комплекса, а вместе с ним и смежных отраслей производства и региона в целом»*.²⁰⁰

Становится очевидным следующее: чтобы слабый лучик надежды на решение «восточной газовой проблемы» не угас, а становился все ярче и ярче, нужно сделать еще очень многое — и со стороны государства, и со стороны нефтегазового и прочего бизнеса. Государство, действительно, должно основательно пойти навстречу интересам бизнеса в вопросах создания стабильного и благоприятного инвестиционного климата, но еще далеко не факт, что это должно достигаться путем предоставления льгот по всем и всяческим налогам. Не меньшее, а возможно даже большее, значение имеют, с одной стороны, фактор координации проектов, позволяющей рационализировать издержки и тем самым способствовать повышению рентабельности и привлекательности для инвесторов; а с другой стороны, фактор усиления конкурентной среды в нефтегазовом секторе и создания равнопривлекательных условий для любых компаний — крупных и малых, интегрированных и специализированных, государственных и частных. В свою очередь, и бизнес не должен уповать только на государственное вспомоществование — на то, что государство даст льготы, все скординирует и разрешит имеющиеся противоречия, — а просто обязан самостоятельно находить приемлемые и взаимовыгодные для различных компаний способы взаимодействия, концентрации и распределения усилий, т.е. всеми возможными путями стремиться к сокращению издержек. Без всего этого возможность получения адекватных эффектов от освоения газовых ресурсов Восточной Сибири и Якутии останется не более чем красивой иллюзией.

¹⁹⁹ «Газпром» представил в Якутии беспрецедентный по масштабам для Востока России Чаяндинский проект // Пресс-центр / Новости «Газпрома». — 11 дек. 2012
• URL: <http://gazprom.ru/press/news/2012/december/article151058/> [2013-06-08].

²⁰⁰ Нефтегазовая солидарность. Добывающие компании и потребители Восточной Сибири против повышения НДПИ на газ // Независимая газета. — 6 сент. 2012
• URL: http://www.ng.ru/regions/2012-09-06/5_solidarity.html [2013-06-08].

Нет правды в родном отечестве...

Крупнейшие российские нефтегазовые компании не могут справиться с решением задач по освоению ресурсно-сырьевой базы углеводородов у себя в стране, вынужденно выбирая, какой из нефтегазоносных провинций отдавать предпочтение. Причиной указанного явления считается, что российский НГС испытывает недостаток производственных капитальных вложений в связи с ограниченными финансовыми возможностями компаний (в том числе, и по причине высоких налогов). Отчасти это действительно так, но нельзя забывать и о другой стороне медали — в нефтегазовом секторе имеет место значительное недоиспользование имеющегося инвестиционного потенциала.

Дело в том, что у нефтегазовых компаний финансовые вложения (включая инвестиции в непрофильные активы и расходы на приобретение активов в рамках отрасли, т.е. на поглощения и слияния) по своей величине примерно равны инвестициям производственного назначения. Ставшая в 2007 г. крупнейшей в России нефтяная компания «Роснефть» скупила практически все основные производственные (добывающие и перерабатывающие) активы ЮКОСа используя для этого синдикированные кредиты зарубежных банков на сумму в 22 млрд долл. (включая 9 млрд под поручительство Правительства РФ). Чтобы ослабить долговую нагрузку «Роснефть» предложила государству покупать облигации российских компаний и брать на себя их кредитные обязательства перед отечественными банками.²⁰¹ Из числа наиболее серьезных приобретений «Газпрома» в последние несколько лет можно назвать поглощение «Сибнефти», покупку 50-процентной доли участия в проекте «Сахалин-2», контрольных пакетов акций «Салаватнефтеоргсинтеза» (у правительства Башкортостана) и ОА «Мосэнерго», целого ряда добывающих активов у независимых компаний газовой отрасли («Итеры», «Нортгаза», «НОВАТЭКа»), и наконец, обретение прав на Ковыктинское газоконденсатное месторождение после долгой и упорной борьбы с прежним владельцем — ТНК-ВР. «Газпром» владеет крупными активами в сфере телекоммуникаций, масс-медиа, гостиничном бизнесе и других сферах. Поэтому вполне уместной выглядит ирония Анатолия Чубайса, сказавшего по поводу намечавшейся сделки между «Газпромом» и СУЭК по созданию совместного предприятия: «*Мне представляется не совсем правильной ситуация, когда у "Газпрома" все хорошо с нефтью, все хорошо с нефтехимией, со СМИ, с углем теперь хорошо, и только с одной мелкой деталью неважно — с газом*».²⁰²

Характерно, что именно госкомпании в последние годы проводили наиболее агрессивную политику поглощений, и только недавний финансово-экономический кризис на какое-то время умерил их «аппетиты». При этом экспансия «Газпрома» и «Роснефти» фактически поддерживается государством. Операции по захвату активов нередко начинаются проверками со стороны госорганов и выставлением различного рода претензий бывшим владельцам по части выполнения условий лицензионных соглашений (как в случае с Ковыктой) или нарушения природоохранных норм (при вхождении «Газпрома» в проект «Сахалин-2»).

²⁰¹ «Роснефть» просит денег у Кремля // РБК daily. Ежедневная деловая газета. — 31 янв. 2008 • URL: <http://www.rbcdaily.ru/2008/01/31/tek/562949979042991> [2013-06-08].

²⁰² Чубайс обнаружил в России дефицит газа // Lenta.ru. Издание Rambler Media Group. — 13 фев. 2007 • URL: <http://lenta.ru/news/2007/02/13/gas> [2013-06-08].

Другой характерной чертой в инвестиционной активности российских нефтегазовых компаний является стремление — по возможности — к приобретению иностранных активов, к расширению масштабов деятельности за пределами России, происходящему в контексте процессов глобализации и становления отечественных производителей в статусе международных энергетических корпораций.

«Частники» прирастают заграничными активами

Среди частных российских компаний лидером в области приобретений можно считать «ЛУКОЙЛ», взоры которого уже не первый год направлены в сторону «заграницы». Из числа последних крупных зарубежных приобретений «ЛУКОЙЛА», сделанных в 2008—2011 гг., можно назвать: 49-процентную долю участия в итальянском СП ISAB с последующим увеличение до 60% (нефтепереработка мощностью 16 млн т/год; общая стоимость сделок — свыше 2 млрд долл.); 100% акций турецкой компании Akpet (689 АЗС, 3 авиатопливозаправочных комплекса, завод по производству и фасовке моторных масел и др. активы; стоимость сделки — 555 млн долл.); 45-процентную долю в голландском НПЗ TRN (мощность — 9,5 млн т/год; стоимость сделки — 600 млн долл.); сети АЗС в Бельгии и в Нидерландах (сумма сделки экспертами оценивается примерно в 100 млн долл.); 100% участия в СРП по месторождениям Юго-Западного Гиссара и Устюртского региона в Узбекистане (прогнозные объемы добычи газа — 4 млрд м³, нефти и конденсата — 300 тыс. т в год; сумма сделки — 578 млн долл.). К этому следует добавить и одну из самых крупных сделок 2008 г. в российской экономике — приобретение 82,3% акций ОАО «ЮГК ТГК-8», объединяющего несколько электростанций на юге страны суммарной мощностью 3600 МВт (сумма сделки — 2,1 млрд долл.), с доведением общего пакета акций в собственности компании до 95,53%.²⁰³

Общая стоимость приобретений «ЛУКОЙла» за период 2001—2011 гг. составляет свыше 20 млрд долл., в том числе за последние 5 лет — 13,3 млрд долл. Много это или мало? Суммарные затраты компании, направленные на покупку активов, примерно вдвое меньше величины инвестиций в российские добывающие проекты и в 2,5 раза больше того, что было вложено в модернизацию нефтепереработки и сбытовой сети на территории России. Обратившись к финансовой отчетности компании можно увидеть, что в структуре чистых инвестиций доля производственных капитальных вложений в профильные сегменты деятельности на территории России (разведка и добыча нефти и газа, переработка и нефтехимия, сбыт) составляют около 70%, а все остальное — приобретение активов (профильных и непрофильных, российских и зарубежных), инвестиции в развитие производства за рубежом и финансовые вложения.²⁰⁴

К настоящему времени доля приобретенных зарубежных активов в общей стоимости активов компании достигла 36%, а среди расходных статей выделяются затраты на геологоразведку, в которых на долю зарубежных проектов приходится более 58% (рис. ИНО-1). Сегодня «ЛУКОЙЛ» ведет бизнес более чем в 30-ти зарубежных странах мира на всех континентах кроме Австралии, в том числе:

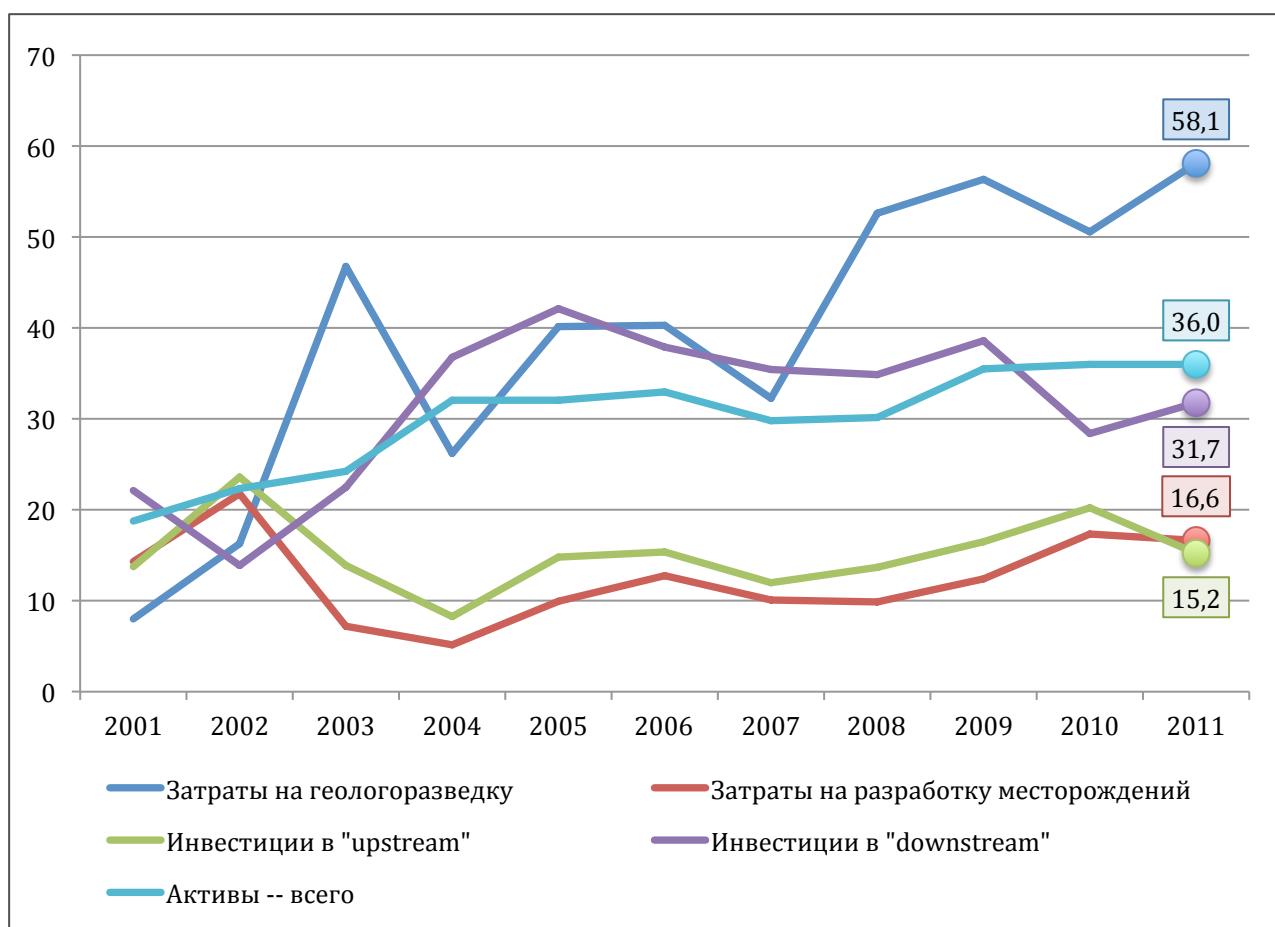
²⁰³ Здесь и далее — данные о сделках по приобретению активов и участию российских компаний в зарубежных проектах приведены по информации компаний, печатных и электронных СМИ, информационных и аналитических агентств.

²⁰⁴ По данным финансовой отчетности НК «ЛУКОЙЛ» • URL: <http://www.lukoil.ru/new/finreports/2012> [2013-06-08].

- в разведке и добыче углеводородов — в Казахстане, Азербайджане, Ираке, Иране, Египте, Гане, Венесуэле и др.;
- в нефтепереработке и нефтехимии — в Италии, Нидерландах, Болгарии, Румынии, Украине (на зарубежные НПЗ с учетом долей участия в настоящее время приходится почти 44% суммарной мощности заводов компании);
- в сфере маркетинга нефтепродуктов — в 26-ти странах Европы и в США. Причем в ряде европейских государств, например в Финляндии, Болгарии, Румынии, Литве, Молдове, «ЛУКОЙЛ» является одним из главных рыночных игроков, контролируя от 20 до 70% продаж на оптовом или розничном рынке.

Рисунок • ИНО-1

Изменение доли зарубежных сегментов в стоимости активов и в расходах НК «ЛУКОЙЛ» в 2001—2011 гг., %

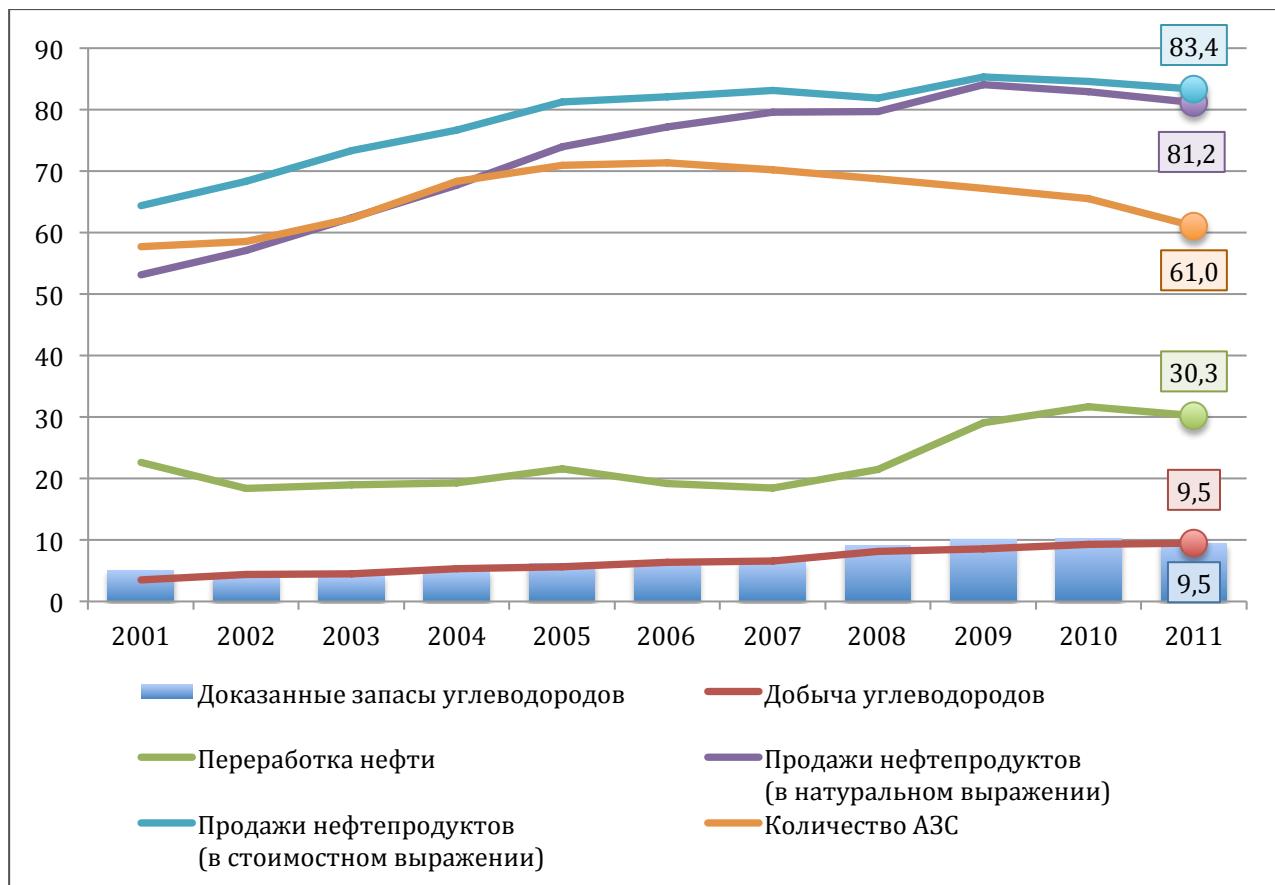


НК «ЛУКОЙЛ» — Справочники аналитика • URL: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_2133_.html [2013-06-07].

Следуя совершенно правильной корпоративной логике, главную ставку в своей заграничной экспансии «ЛУКОЙЛ» делает на сегмент «downstream» — переработку нефти и сбыт нефтепродуктов. Удельный вес зарубежных проектов в запасах и в добыче углеводородов составляет у компании всего 9,5%, хотя этот показатель за 2000-е годы и вырос примерно в 2 раза. Зато в реализации нефтепродуктов на заграничные рынки приходится 83,4% в стоимостном выражении и 81,2 — в натуральном. Более 60% от общего количества АЗС и 30% объемов нефтепереработки у «ЛУКОЙЛа» — тоже за рубежом (рис. ИНО-2). Причем за 2000-е годы объемы переработки нефти на заграничных заводах компании выросли в 2 раза (рис. ИНО-3).

Рисунок • ИНО-2

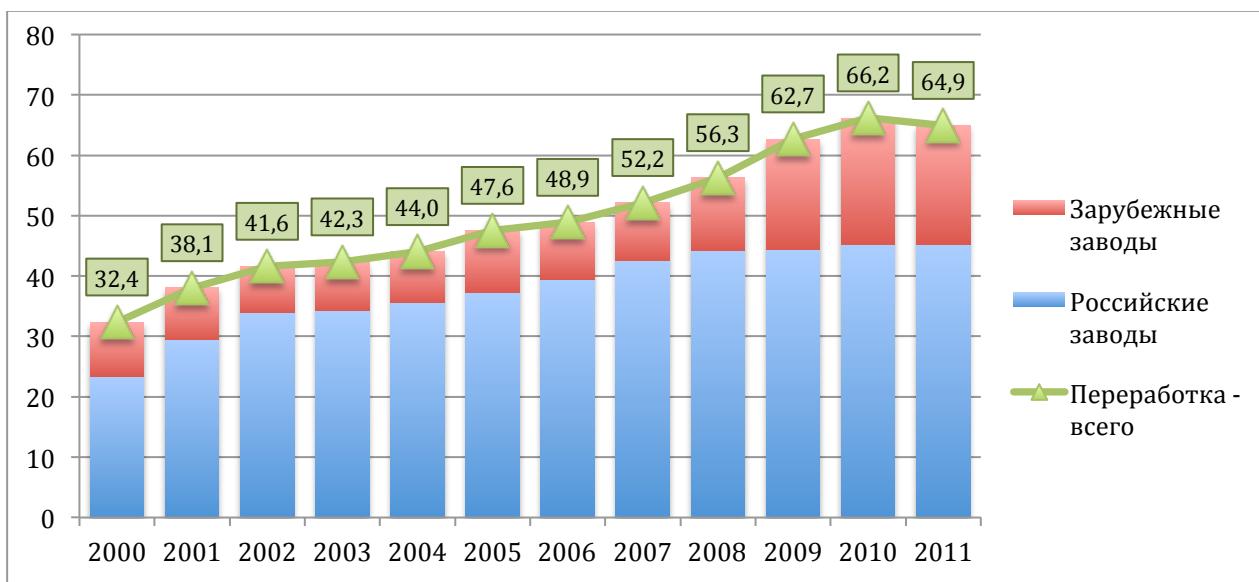
Изменение доли зарубежных сегментов в основных производственных показателях НК «ЛУКОЙЛ» в 2001—2011 гг., %



НК «ЛУКОЙЛ» — Справочники аналитика • URL: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_2133_.html [2013-06-07].

Рисунок • ИНО-3

Объемы переработки нефти на российских и зарубежных заводах НК «ЛУКОЙЛ» в 2000—2011 гг., млн т



НК «ЛУКОЙЛ» — Справочники аналитика • URL: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_2133_.html [2013-06-07].

Крупнейший российский нефтетрейдер с голландской пропиской — Gunvor International B.V. — в минувшем году приобрел два нефтеперерабатывающих завод в Европе (в Германии и в Бельгии) у обанкротившейся компании Petroplus. Мощность каждого из заводов составляет по 5 млн т/год. Зачем «Гунвору» нужны европейские НПЗ? Может быть для того, чтобы доводить до надлежащих качественных кондиций «нефтеполупродукты», вывозимые из России? Суммы сделок не разглашаются, но в общей сложности оцениваются в 600—700 млн долл.²⁰⁵ Вроде бы, не так уж и много, да и покупки, судя по всему, выгодные. Но тем не менее, возникает вопрос: почему бы указанные средства было не инвестировать в модернизацию российской нефтепереработки, которая долгое время фактически топталаась на месте в своем развитии? Это не только дало бы прирост величины капиталовложений в отрасль на 7—8%, но и способствовало бы увеличению локализованной в России добавленной стоимости от экспорта нефтепродуктов. Но «Гунвор» предпочел поделиться с «заграницей», обещая развивать производство и содействовать поддержанию занятости. А развивать есть что, ведь завод в Антверпене (Бельгия) является едва ли не худшим в Европе: его индекс сложности Нельсона (основан на уровне технологического развития НПЗ и показывает его прибыльность) крайне низок — 4,5. У НПЗ в Ингольштадте (Германия) этот показатель составляет 7,3, что также не слишком много по европейским меркам.²⁰⁶

Попытки приобретения зарубежных активов не всегда заканчиваются удачно для российских компаний, о чем говорит пример «Сургутнефтегаза». Если сравнивать с «ЛУКОЙЛОм», то «Сургутнефтегаз» проводит вообще принципиально иную инвестиционную политику — не тратится на покупку активов, а попросту говоря, складывает излишки денежных средств в «кубышку». Так, по состоянию на 31 декабря 2011 г. общая сумма финансовых вложений (долгосрочных и краткосрочных) и денежных средств компании достигла 929 млрд руб. (29,5 млрд долл.), из которых около 90% приходилось на депозитные вклады. Названная сумма оказывается достаточной для того, чтобы профинансировать 5-летнюю программу производственных инвестиций на уровне 2011 г. (171,8 млрд руб.).²⁰⁷

В 2009 г. году «Сургутнефтегаз» решил отступить от своих принципов и в марте месяце приобрел 21,2% акций венгерской нефтегазовой компании MOL. Об этой сделке можно было бы и не упоминать, если бы не два обстоятельства. Во-первых, ее беспрецедентный характер — стоимость составляет 1,4 млрд евро, и она стала крупнейшей за всю историю компании. Во-вторых, непрозрачность мотивов сделки — за ней не просматривалось каких-либо более или менее очевидных выгод для «Сургутнефтегаза». Вхождение в MOL не позволяло сколько-нибудь значительным образом увеличить объемы переработки добываемой нефти, купленный пакет акций был недостаточен для участия в управлении с решающим правом голоса, акционеры MOL и венгерское правительство расценили сделку как недружественную. Да и стоимость приобретения в условиях кризиса, по мнению финансовых аналитиков, являлась завышенной в 2 раза, поскольку акции покупались по докризисному курсу.²⁰⁸ Возможно, за всем этим делом скрывались политические мотивы: «Сургутнефтегаз» вынужден был раскошелиться под давлением государства, чтобы посодействовать «Газпрому» в его проникновении

²⁰⁵ Gunvor расширяется в Европе // Газета.Ru. — 31 мая 2012

• URL: <http://www.gazeta.ru/business/2012/05/31/4608029.shtml> [2013-06-08].

²⁰⁶ По информации компании Gunvor // Gunvor Group. Refineries

• URL: <http://gunvorgroup.com/refineries/> [2013-06-08].

²⁰⁷ По данным отчетности ОАО «Сургутнефтегаз» • URL: <http://www.surgutneftegas.ru/ru/investors/>.

²⁰⁸ Кризис не помог экспансии в Европу // Независимая газета. — 9 апр. 2009

• URL: http://www.ng.ru/economics/2009-04-09/4_mol.html [2013-06-08].

на венгерский рынок. Известно, что примерно в то же время между MOL и «Газпром Экспортом» было подписано соглашение об учреждении СП для создания подземного газохранилища, а MOL наряду с нефтепереработкой владеет 5-ю тысячами км газопроводных сетей на территории Венгрии.²⁰⁹

Первая и пока что последняя зарубежная покупка «Сургутнефтегаза» принесла компании много проблем. MOL и правительство Венгрии отказывались одобрить сделку до раскрытия состава собственников «Сургутнефтегаза», чего компания никогда не делала и, похоже, вообще не собирается делать. Попытки решить проблему в судебном порядке и на высшем политическом уровне не принесли результата. В конце концов, в мае 2011 г. «Сургутнефтегаз» за 1,88 млрд евро продал пакет акций MOL правительству Венгрии — столь же неожиданно, как и приобрел его двумя годами ранее.²¹⁰ Остается только надеяться, что полученный «навар» в размере 480 млн евро компенсировал российской компании «моральный ущерб» и неполученные от MOL дивиденды.

Из сказанного выше можно сделать один вывод. Какую бы инвестиционную политику не проводили российские нефтегазовые компании, они руководствуются прежде всего собственными корпоративными интересами. Можно понять стремление «ЛУКОЙЛА» стать по-настоящему международной энергетической компанией. Можно понять и осторожную политику «Сургутнефтегаза» — ведь не зря же известная пословица гласит: «Тише едешь — дальше будешь». К тому же зарубежные инвестиции российских компаний, переводы активов за границу являются в известном смысле страховкой от превратностей судьбы, которые могут подстерегать частный бизнес в родном отечестве. Во всем этом непонятно другое, а именно: насколько финансово-инвестиционная политика наших нефтегазовых компаний (не только частных, но и подконтрольных государству) соответствует национальным экономическим интересам и, в первую очередь, интересам развития отрасли?

Государственные фавориты рвутся в мировые лидеры

НК «Роснефть» в последние годы тоже потянулась за границу. Компания участвует в зарубежных геологоразведочных проектах в Алжире, Венесуэле и ОАЭ. В октябре 2010 г. «Роснефть» заключила соглашение с Государственной нефтяной компанией Венесуэлы (PDVSA) о приобретении за 1,6 млрд долл. 50-процентного участия в компании Ruhr Oel GmbH, которая владеет долями в четырех НПЗ (общая мощность составляет 23,2 млн т в год, а чистая доля «Роснефти» — 11,6 млн т) на территории Германии. Партнером «Роснефти» в совместном предприятии является компания BP Europe SE, которая владеет второй половиной в Ruhr Oel. В том же 2010 г. в рамках СП «Восток Нефтехимия» (49% принадлежит «Роснефти», 51% — CNPC) было подписано соглашение о технико-экономическом обосновании строительства НПЗ в г. Тяньцзинь (Китай). Дальнейшая реализация проекта зависит от достижения окончательных договоренностей между сторонами. Планируется, что завод будет перерабатывать 13 млн т нефти в год, из которых около 9 млн т составит российское сырье. В соответствии с проектом, выход светлых нефтепродуктов на заводе составит более 80%. В качестве целевых рынков сбыта нефтепродуктов определены Северный Китай и регион Центральной равнины (включая Пекин), а также побережье Восточного Китая.

²⁰⁹ MOL Plc and Gazprom Export LLC signed agreement for establishing a joint gas storage company // MOL News Release, 10/03/2009

• URL: http://www.mol.hu/en/about_mol/news_media_centre/news_releases/2009/ [2013-06-08].

²¹⁰ Избавившись от «Сургута», MOL готова к дивидендам // РБК daily. Ежедневная деловая газета. — 23 мар. 2011 • URL: <http://www.rbcdaily.ru/2012/03/23/tek/56294998335431> [2013-06-08].

Но покупка активов и планы строительства НПЗ в Китае для «Роснефти», похоже, сегодня — не главное. Опираясь на колоссальную ресурсную базу углеводородов на российских шельфах, к которой «Роснефть» наряду с «Газпромом» имеет привилегированный доступ, крупнейшая нефтяная компания России «стремится укрепить свое положение среди ведущих мировых энергетических корпораций, сохранить лидерские позиции по операционным показателям и войти в группу лидеров по финансовым показателям и акционерной стоимости».²¹¹ Причем эти планы «Роснефть» вынашивает уже достаточно давно — с самого начала 2000-х годов.²¹² Присоединение «осиротевших» активов ЮКОСа, получение разного рода преференциальных возможностей в статусе «госкомпании» и вхождение в международный проект «Сахалин-1» на российском дальневосточном шельфе стали первыми шагами на пути к большой цели. Перечисленные выше приобретения активов и зарубежные проекты «Роснефти» хотя и укладываются в русло общей корпоративной стратегии, но по-видимому, не имеют решающего значения для ее практической реализации. Гораздо более значимы события, произошедшие в начале прошлого года. «Роснефть» при содействии государства создала сразу три альянса с ведущими мировыми компаниями — ExxonMobil, ENI и Statoil — для реализации амбициозных проектов (счет планируемых инвестиций идет на десятки миллиардов долларов) по освоению российского шельфа. Помимо всего прочего, соглашения предусматривают обмен добывающими активами, и наша госкомпания получила доли в нескольких крупных проектах своих партнеров в разных уголках земного шара — в Техасе и в Мексиканском заливе, на Аляске и шельфе Северного моря, в канадской провинции Альберта и в Северной Африке. «Братание» с сильными мира сего, получение долей в активах и ожидаемый доступ к новым сложным технологиям нефтедобычи уже послужили поводом для некоторых аналитических изданий назвать «Роснефть» транснациональной компанией.²¹³ Но, как говорится, «цыплят по осени считают», поэтому судить об успешности нынешних международных альянсов «Роснефти» с точки зрения реализации корпоративной глобализационной стратегии и, что еще более важно, решения сложнейших задач по общественно-эффективному освоению нефтегазовых ресурсов на шельфе России можно будет только тогда, когда появятся реальные результаты.

Другой нефтегазовый фаворит государства — «Газпром» — тоже позиционирует себя в качестве международной энергетической компании, что уже сегодня отнюдь не лишено оснований. Поэтому «стратегической целью является становление ОАО "Газпром" как лидера (подчеркнуто — авт.) среди глобальных энергетических компаний посредством освоения новых рынков, диверсификации видов деятельности, обеспечения надежности поставок».²¹⁴

Что касается природного газа, то «Газпром» является крупнейшей компанией мира по всем параметрам: запасам, объемам добычи и продаж, экспорту, масштабам развития транспортной инфраструктуры и проч. «Газпром» — главный поставщик газа в Европу, на рынке которой занимает 27%, а это ни много ни мало — 150 млрд м³. На европейском газовом рынке партнерами «Газпрома» выступают ведущие международные и национальные

²¹¹ Перспективы развития и стратегия // ОАО «Роснефть» • URL: <http://www.rosneft.ru/about/strategy/> [2013-06-08].

²¹² «Роснефть» намерена стать транснациональной компанией // Информационно-аналитический центр «Минерал. — Новости. — 18.09.2002 • URL: <http://www.mineral.ru/News/4483.html> [2013-06-08].

²¹³ Нобатова М. «Роснефть» стала транснациональной // Нефтегазовая вертикаль. — 2012. — № 9 • URL: http://www.ngv.ru/published_issues/?a=1403 [2013-06-08].

²¹⁴ О «Газпроме» — Стратегия // ОАО «Газпром» • URL: <http://www.gazprom.ru/about/strategy/> [2013-06-08].

рыночные «игроки» — E.ON Ruhrgas, Wingas, WIEH (Германия), ENI (Италия), Botas (Турция), GDF SUEZ (Франция), PGNiG (Польша), EconGas (Австрия), GasTerra (Нидерланды) и др. В России сегодня «Газпром» — это не только газ. Дочерние компании головного Общества занимаются добычей и переработкой нефти, маркетингом нефтепродуктов, нефтегазохимией. После присоединения ряда энергетических компаний «Газпром» стал национальным лидером по установленной мощности электростанций (37 ГВт на 8-ми десятках станций) и производству электроэнергии в России (17% от общего объема выработки).

Основной структурой, которая представляет интересы группы «Газпром» в нефтяном бизнесе в России и за рубежом, является компания «Газпром нефть». Нефтяная «дочка» не сильно отстает от большого «Газпрома» по амбициозности своих стратегических планов, намереваясь *«стать крупным международным игроком российского происхождения, обладающим регионально диверсифицированным портфелем активов по всей цепочке создания стоимости, активно участвуя в развитии регионов, обладая высокой социальной и экологической ответственностью»*. Так заявлено в очередном годовом отчете компании под титулом «Глобальный взгляд».²¹⁵

Видимо, руководствуясь данной высокой целью, «Газпром нефть» в 2007 г. за 3,6 млрд долл. приобрела 50-процентный пакет акций ОАО «Томскнефть», поделив этот бывший актив ЮКОСа на паритетных началах с «Роснефтью». В 2009—2011 гг. 3,2 млрд долл. было инвестировано на покупку 100% обыкновенных акций Sibir Energy — одной из крупнейших независимых нефтяных компаний, действовавших в России, и сумевшей даже стать вертикально интегрированной. В результате приобретения Sibir Energy «Газпром нефть» увеличила долю участия в Московском НПЗ с 38,86% до 77,72%. Таким образом, в отечественной нефтяной отрасли еще одним независимым (хотя бы, и относительно независимым) НПЗ стало меньше.

В 2009—2012 гг. «Газпром нефть» за 440 млн евро приобрела 56,15% (сначала 51%, а затем еще 5,15%) акций сербской интегрированной нефтяной компании NIS. Соглашением о покупке контрольного пакета акций предусмотрена также программа реконструкции и модернизации перерабатывающих мощностей NIS (мероприятия по повышению качества производимых нефтепродуктов до стандартов Евро-5) в размере, как минимум, 547 млн евро. Указанная сделка была осуществлена в рамках выполнения планов по приватизации сербской экономики — в 2010 г. NIS была преобразована в открытое АО и выведена на биржу (в настоящее время NIS — единственная в мире компания, у которой число акционеров составляет 4,7 млн человек, фактически все граждане Сербии), а заодно — по версии национальной Торгово-промышленной палаты — признала лучшим предприятием страны по показателю корпоративного управления. В 2011 г. на Балканах было учреждено четыре дочерних общества NIS a.d. Novi Sad (в Румынии, Болгарии, Боснии и Герцеговине) для расширения рынка сбыта нефти и продуктов ее переработки на территории Юго-Восточной Европы. В Венгрии создано дочернее общество, которое будет заниматься добычей нефти.

Не столь крупная, но не менее интересная сделка стоимостью (по оценке аналитиков) от 50 до 100 млн долл. — приобретение у Chevron Global Energy завода по производству масел и смазок Chevron Italia S.p.A. в городе Бари (Италия). Мощность предприятия составляет до 30 тыс. т масел и 6 тыс. т смазочных материалов в год. Ассортимент продукции включает в себя 150 наименований масел для легкового и коммерческого транспорта, а также масел промышленного назначения. По условиям договора, к дочернему обществу «Газпром нефти», ответственному за управление заводом, отошла лицензия

²¹⁵ «Глобальный взгляд». Годовой отчет 2011. — ОАО «Газпром нефть» / Годовые отчеты
• URL: <http://ir.gazprom-neft.ru/reports/annual-reports/> [2013-06-08].

на использование технологий производства масел и смазок, а также патентные права на торговую марку Texaco для реализации продукции на итальянском рынке. Как сказал руководитель «Газпром нефти»: «Приобретение завода в Бари соответствует стратегии развития нашего бизнеса в сфере производства масел и смазочных материалов. Мы получаем хорошую производственную площадку в Европе, современные технологии и новые рынки сбыта»²¹⁶. Помимо всего прочего, реализуется маркетинговая и производственная синергия нового итальянского актива с сербской компанией NIS.

Общая величина-нетто (за вычетом продаж и погашений) долгосрочных финансовых вложений «Газпром нефти» за 2009—2011 гг. составила 5,3 млрд долл., т.е. более 46% чистой прибыли компании (11,4 млрд долл.), полученной в этот период времени. По отношению к сумме чистых денежных средств от инвестиционной деятельности (15,1 млрд долл.) это составляет 35%, а по отношению к величине производственных капитальных вложений (около 10 млрд долл.) — 53%.²¹⁷

География проектов группы компаний «Газпром» по освоению углеводородных ресурсов охватывает многие страны Азии, Африки и Латинской Америки — Казахстан, Узбекистан, Таджикистан, Индию, Вьетнам, Ирак, Алжир, Ливию, Экваториальную Гвинею, Боливию, Кубу, Венесуэлу и др. Эти проекты реализуются, как правило, на совместной основе с зарубежными компаниями, в формате долевого участия, и включают прежде всего обязательства по выполнению геологоразведочных работ. Следует особо отметить приобретение в 2009 г. «Газпром нефтью» 20-процентной доли в уставном капитале ООО «Национальный нефтяной консорциум», созданного с равными долями участия пятью ведущими российскими нефтяными компаниями («Газпром нефтью», «Роснефтью», «ЛУКОЙЛом», ТНК-ВР и «Сургутнефтегазом»²¹⁸) для реализации нефтедобывающих проектов на территории Латинской Америки. Деятельность консорциума опирается на межправительственное соглашение между Российской Федерацией и Венесуэлой о сотрудничестве в области реализации совместных стратегических проектов, подписанное в сентябре 2009 г.

Зарубежная экспансия российских нефтегазовых компаний в значительной степени опирается на политическую поддержку государства — не только в Венесуэле, но и в других странах, включая Вьетнам, Экваториальную Гвинею, Сербию и проч. В принципе, господдержка такого рода представляет собой хорошую практику. При этом важно, чтобы глобализация отечественных компаний приносила не только корпоративные дивиденды и способствовала укреплению политического реноме страны и ееластной элиты, но и давала бы реальную отдачу для Российской экономики.

²¹⁶ «Газпром нефть» купила в Италии завод по производству масел и смазок // ОАО «Газпром нефть» — Новости. — 22 апр. 2009 • URL: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/1216> [2013-06-08].

²¹⁷ По данным финансовой отчетности ОАО «Газпром нефть» за 2011 г.

• URL: <http://ir.gazprom-neft.ru/reports/financial-reports/2011/> [2013-06-08].

²¹⁸ Осенью 2012 г. сразу две компании — сначала «Сургутнефтегаз», а следом за ним ТНК-ВР — изъявили желание выйти из консорциума даже не дождавшись начала добычи. Причем уход «Сургута» из Венесуэлы объясняют тем, что в свое время компания приняла участие в проекте не по собственной воле, а под давлением «сверху».

См.: «Сургутнефтегаз» покидает Венесуэлу, не дождавшись первой нефти // РБК — Экономика. — 26 сент. 2012 • URL: <http://top.rbc.ru/economics/26/09/2012/671387.shtml> [2013-06-08].

Игорь Сечин теряет партнеров // Коммерсантъ. — 3 окт. 2012

• URL: <http://www.kommersant.ru/doc/2036013> [2013-06-08].

Какая глобализация нам нужна?

Процесс интернационализации российских нефтегазовых компаний — частных и государственных — имеет в значительной степени противоречивую природу. С одной стороны, проникновение российского капитала в экономику других стран является объективной тенденцией и, в принципе, должно приносить нам определенные выгоды. В равной степени объективным является стремление нефтегазовых компаний к расширению и диверсификации за счет приобретения активов внутри страны (т.е. путем слияний и поглощений). Со всем этим трудно поспорить. Но с другой стороны, происходит отток финансовых ресурсов, который усугубляет и без того непростую инвестиционную ситуацию в отечественном нефтегазовом секторе. Негативные последствия вполне очевидны — замедление темпов роста добычи нефти и газа, неспешная модернизация нефтеперерабатывающей отрасли, недостаточное развитие газификации и проч. Как соотносятся названные выше выгоды и издержки для экономии России? Что перевешивает? Объективных оценок на данный предмет не существует.

Возможно, по этой причине государство занимает весьма неопределенную позицию в отношении инвестиционной политики нефтегазовых компаний. С одной стороны, поощряет (или, по крайней мере, не сдерживает) экспансию и процесс дальнейшего укрупнения ведущих компаний, а с другой стороны, ставит перед нефтегазовым бизнесом внутренние задачи, требующие постоянного, и довольно быстрого, наращивания производственных инвестиций. Т.е. государство подает бизнесу в значительной степени взаимоисключающие сигналы, не создавая при этом действенных стимулов для повышения инвестиционной активности в НГС. А такие стимулы необходимы, если учесть фактор рентабельности инвестиций и связанных с ними рисков. Если бы капитальные вложения в добывчу и переработку углеводородов всегда приносили компаниям гарантированную прибыль, превышающую доходы по альтернативным инвестициям, вряд ли бы с такой остротой стоял вопрос о недофинансированииложений в профильные сферы деятельности внутри страны.

Весьма характерным в этом отношении выглядит пример «паритетной дойки», которую устроили «Роснефть» и «Газпром нефть», на равных владеющие компанией «Томскнефть» — основного производителя углеводородного сырья в Томской области. За период 2004—2011 гг. удельный вес «Томскнефти» в разведанных запасах нефти на территории области снизился с 70 до 60%, а в добывче углеводородов — с 70 до 50%. Величина инвестиций в расчете на 1 т добытой нефти у этой «дочки» двух госкомпаний втрое ниже, чем у независимых производителей, работающих в Томской области, и в 1,6 раза ниже, чем в среднем по нефтяной отрасли Российской Федерации — хотя еще 5—6 лет назад имела место обратная пропорция. Расходы на геологоразведку в расчете на добывчу 1 т углеводородов у «Томскнефти» в 2011 г. составили всего 30,8 руб., что в 5 раз ниже, чем в среднем по российскому НГС (153 руб./т н.э.).²¹⁹ При этом считается, что продукция «Томскнефти» реализуется только на внутреннем рынке, и таким образом средняя цена реализации нефти оказывается в полтора с лишним раза ниже, чем например у «Роснефти». Вполне очевидно, что такая «экономная любовь» материнских компаний к своему «чаду», т.е. откровенное недоинвестирование, лишает «Томскнефть» серьезных перспектив развития в будущем.

В процессе интернационализации российских нефтегазовых компаний есть немало настораживающих моментов. Пример ведущих энергетических корпораций мира, изначально

²¹⁹ По данным ежегодной отчетности ОАО «Томскнефть» • URL: <http://www.tomskneft.ru/shareholder/>; Департамента по недропользованию и развитию нефтегазового комплекса Администрации Томской области • URL: <http://nedra.tomsk.gov.ru/pages.php?ind=nadro&rz=msn&lv=1&menu=msn> [2013-06-08], Томскстата • URL: <http://tmsk.gks.ru/> [2013-06-08].

позиционировавшихся как нефтяные компании, показывает, что их лицо в настоящее время определяют следующие черты:

- 1) технологическое лидерство в наиболее сложных с технико-технологической точки зрения сегментах деятельности (морская добыча углеводородов, глубокая переработка нефти);
- 2) наличие мощного нефтехимического крыла в структуре перерабатывающего производства (объемы выпуска продукции сопоставимы с показателями крупнейших химических компаний мира);
- 3) масштабное проникновение в сектор электроэнергетики на базе газового топлива;
- 4) формирование и весьма интенсивное развитие научно-технологического и производственного кластеров в сфере альтернативной энергетики;
- 5) высокая эффективность корпоративного управления, экологическая и социальная ответственность.

Любая нефтегазовая компания, претендующая на то, чтобы присоединиться к эlite глобальных энергетических лидеров, просто вынуждена следовать заданному «образцу для подражания».

В качестве примера успешной трансформации из «рядовой» нефтяной компании²²⁰ в глобальную энергетическую корпорацию можно привести историю норвежской Statoil, которая сопоставима с «Роснефтью» по объемам добычи углеводородов (табл. ИНО-1).

Таблица • ИНО-1
Сравнение основных производственных и финансовых показателей компаний «Роснефть» и Statoil

	Роснефть		Statoil	
	2009	2011	2009	2011
Суммарная добыча нефти и газа, млн барр. н.э./сут.	2,39	2,59	1,95	1,85
Выручка, млрд долл.	47	92	80	120
Чистая прибыль, млрд долл.	6,5	12,1	3,1	14,0
Доходность активов, %	8,1	11,8	10,6	22,1
Капитализация, млрд долл.	89,2	74,7	79,6	81,9
Численность работающих, тыс. чел.	167,0	168,4	28,7	31,7

Отчетность компаний «Роснефть» • URL: http://www.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/; Statoil • URL: <http://www.statoil.com/en/investorcentre/pages/default.aspx> [2013-06-08];

Показатели капитализации — по данным Petroleum Finance Company, Ltd. — PFC Energy • URL: <https://www.pfcenergy.com/PFC-Energy-50/Archive> [2013-06-08].

Также как и «Роснефть», Statoil является одним из крупнейших в мире поставщиков сырой нефти, а помимо этого — вторым по значению (после «Газпрома») поставщиком газа на европейский рынок; владельцем крупнейшей в Скандинавии розничной сети по продаже

²²⁰ В начале своей истории (в 1970—1980 гг.) Statoil в большей степени выполняла функции национальной нефтяной компании, т.е. фактически являлась одним из инструментов государственного регулирования нефтяной промышленности в Норвегии.

нефтепродуктов и одним из лидеров продаж в странах Балтии. Однако не эти параметры — и даже не величина выручки и капитализации — позволяют норвежскому нефтяному гиганту позиционироваться в качестве глобальной энергетической компании. Statoil сегодня — это крупнейший в мире оператор морских месторождений на глубинах более 100 м, мировой лидер в применении глубоководных технологий, один из мировых лидеров в сфере улавливания и хранения углекислого газа. Т.е. именно технологическое лидерство в сложных сферах деятельности позволяют Statoil считаться одной из глобальных энергетических компаний, несмотря на то, что по своим масштабам она заметно уступает таким «грандам», как ExxonMobil или British Petroleum. Кстати, формирование в 1990 г. альянса с BP для осуществления международной деятельности можно считать первым крупным шагом Statoil на пути становления как глобальной компании (и как первое серьезное признание обоснованности этих намерений).

Технологическое лидерство в сочетании с эффективностью менеджмента является одним из важнейших факторов, определяющих конкурентоспособность компании. Поэтому современная глобальная компания — это не просто корпорация, оперирующая и владеющая активами в различных (многих) регионах и странах мира. Данная формулировка не раскрывает тех оснований, которые позволяют той или иной компании оперировать в различных регионах и странах мира и в различных сегментах энергетики. Таким основанием, по мнению автора, является именно конкурентоспособность. Поэтому глобальные компании — это компании, конкурентоспособные в глобальном масштабе. Для глобальной компании присутствие в той или иной точке мира, в том или ином сегменте деятельности определяется не фактором возможности (доступности сегмента, в том числе на основе политической поддержки «своего» государства), а фактором целесообразности — тем, насколько это выгодно самой компании.

Говоря о конкурентоспособности в контексте глобализации важно отметить, что для глобальных компаний не существует разделения понятий конкурентоспособности на внутреннем рынке и на рынках других стран. Можно даже утверждать, что для глобальных компаний все рынки в известном смысле являются внутренними. В этом отношении выявляется специфическая проблема российских компаний, претендующих на статус глобальных, которая связана с отсутствием полноценной конкуренции на внутреннем рынке. Сказанное относится не только к отечественному энергетическому рынку, а к российской экономике в целом, которая занимает 66-е место в мире по уровню конкурентоспособности (по оценке экспертов Всемирного экономического форума).²²¹ Низкая конкурентоспособность российской экономики обусловлена множеством факторов и, в том числе, неэффективностью внутреннего рынка и слабым развитием конкуренции внутри страны.

По этой причине довольно сложно говорить, например, о применимости опыта развития ведущих зарубежных компаний в российских условиях и для российских компаний. Становление нынешних глобальных лидеров как таковых (включая приведенную выше в качестве примера норвежскую компанию Statoil) происходило и происходит сейчас в совершенно иных экономических условиях и в иных институциональных рамках. Сказанное относится не только к частным компаниям, но и близким аналогам «Роснефти» — бразильской Petrobras или китайским SNPC и PetroChina (да и Statoil тоже принадлежит к числу акционерных компаний со смешанным капиталом, подконтрольных государству).

В равной степени сложно представить мотивации для «Роснефти» (как и для любой другой российской компании) к технологическому лидерству и повышению эффективности производственной и коммерческой деятельности, если к этому ее не будет подталкивать

²²¹ The Global Competitiveness Report 2011—2012. — Geneva, Switzerland: World Economic Forum, 2011 • URL: <http://www.weforum.org/reports> [2013-06-08].

ежедневная и ежечасная конкуренция. Крайне трудными в плане реализации выглядят и задачи по диверсификации производства (развитию химического и энергетического сегментов), если для этого нет реально действующих экономических стимулов, а также полноценной инфраструктурной основы, создать которую силами одной компании практически невозможно. «Роснефть» вряд ли сумеет составить серьезную конкуренцию на финансовых рынках той же бразильской Petrobras, если государство не будет адекватным образом участвовать в инвестировании осуществляемых и планируемых компанией проектов — при том, что эти проекты зачастую имеют не только корпоративное, но и общегосударственное значение (например, проекты развития «большой» химии и гелиевого производства).²²²

«Газпром» в своей зарубежной деятельности зачастую сталкивается не только с проблемами конкурентного свойства, но и с ожесточенным политическим сопротивлением европейских стран-потребителей российского газа. Уж слишком крепко приклеился к нашей компании ярлык «государственного монополиста», что отпугивает и правительства и коммерческие структуры многих газопотребляющих стран, предпочитающих получать российский газ «оптом» на границе не допуская монопольного поставщика до газораспределительных систем. Поэтому современные успехи «Газпрома» на конечных газовых рынках достигнуты главным образом благодаря государственной политической поддержке, а не вследствие собственной конкурентоспособности и привлекательности для потребителей. Определенную роль сыграла и внутренняя конкуренция между европейскими газовыми компаниями, например в Германии, где «Газпрому» в сфере дистрибуции природного газа удалось создать совместное предприятие WINGAS с компанией Wintershall.

Самостоятельная продажа газа непосредственно конечным потребителям у «Газпрома» не слишком велика. В 2011 г. дочерними газпромовскими компаниями было реализовано 3,7 млрд м³ газа коммерческим и промышленным потребителям Великобритании, Франции и Чехии. Крайне низка доля «Газпрома» (а значит и России в целом) на высоко мобильном и конкурентном рынке СПГ — в 2011 г. объем реализации составил 2,3 млн т (увеличение на 24 % по сравнению с 2010 г.), но это — всего лишь 1% на мировом рынке СПГ по итогам 2011 г. При этом общее производство и отгрузка СПГ в рамках проекта «Сахалин-2» составили 10,6 млн т, из которых 0,96 млн т продано «Газпрому» по долгосрочному контракту.²²³

Как следствие, «Газпром» сегодня хоть и является глобальной компанией, но напоминает, образно говоря, птицу с подрезанными крыльями. Без масштабного выхода на рынки конечного потребления газа и других видов энергии, без овладения технологиями производства и маркетинга СПГ «Газпром», как Россия в целом, оказывается в роли сырьевого придатка стран-импортеров энергоресурсов на Западе и на Востоке. Расширение деятельности без серьезного изменения ее качественных характеристик приведет лишь

²²² В сентябре 2010 г. Petrobras осуществила рекордное для мирового финансового рынка размещение акций на сумму в 70 млрд долл. При этом большую часть акций (на 42,5 млрд долл.) приобрело государство в обмен на шельфовые месторождения с запасами около 5 млрд барр. нефти. Petrobras проводила дополнительную эмиссию для того, чтобы привлечь средства для амбициозной пятилетней инвестиционной программы стоимостью 224 млрд долл. (за счет разработки глубоководных месторождений компания стремится превратить Бразилию в одного из ведущих мировых экспортеров нефти). — Petrobras Raises \$70 Billion In World's Largest Share Sale // Bloomberg, News. — Sep. 25, 2010 • URL: <http://www.bloomberg.com/news/2010-09-24/petrobras-raises-70-billion-in-world-s-largest-share-sale-to-fund-fields.html> [2013-06-08].

²²³ По данным оператора совместного проекта «Сахалин-2» компании «Сахалин Энерджи» • URL: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/default.asp?p=channel&c=1&n=357> [2013-06-08]; отчетности ОАО «Газпром» • URL: <http://gazprom.ru/investors/reports/2011/> [2013-06-08].

к тому, что «Газпром» на мировом энергетическом рынке станет еще более крупной «птицей» с еще меньшими шансами «взлететь высоко в небо».

Отсутствие должной «конкурентной выучки» не позволяет чувствовать себя достаточно уверенно на зарубежных рынках и частным российским компаниям, ведущим экспансию «на свой страх и риск». Тот же «ЛУКОЙЛ» в основном оперирует в сфере оптовых продаж нефтепродуктов — соотношение между оптовыми и розничными продажами в 2010—2011 г. составило 11:1 и за последние 6 лет заметно ухудшилось (в 2005 г. соотношение было 7:1). В рассматриваемый период времени объем оптовых продаж вырос в полтора раза, а розничных сократился на 3%.²²⁴ «ЛУКОЙЛ» является крупным «игроком» на национальных рынках (Финляндии, Болгарии, Румынии, Кипра, Турции, балканских стран), которые по европейским меркам не относятся к числу первостепенных. А вот в США, похоже, «ЛУКОЙЛу» живется не особенно уютно — в последние годы компания постепенно сворачивает свою активность на американском рынке, распродав почти $\frac{3}{4}$ принадлежавших ей автозаправочных станций (с 2035 в 2004 г. до 587 в 2011 г.) и отказавшись от планов по приобретению НПЗ.²²⁵ Почему так происходит? На первый взгляд ответ выглядит просто: компании невыгодно работать на американском рынке. Но по большому счету это означает, что «ЛУКОЙЛ» уступает в конкурентной борьбе другим поставщикам из-за относительно более высокого уровня издержек либо имеет чересчур большой «аппетит» в отношении рентабельности продаж на высококонкурентном рынке. Ведь США — это, к примеру, не Болгария, где российская компания единолично владеет единственным НПЗ и контролирует четверть розничного рынка нефтепродуктов. Но и в Болгарии «ЛУКОЙЛ» чуть было не поплатился за свои монопольные «замашки» и не потерял лицензию на торговлю нефтепродуктами из-за того, что не успел своевременно подготовиться к изменению национальных технических регламентов, — видимо, уповая на свою значимость для болгарского рынка и в надежде получить отсрочку. Расчет «ЛУКОЙЛА» не оправдался: лицензия все-таки была отозвана — даже невзирая на возможные последствия для внутреннего рынка страны — и восстановливать ее пришлось в судебном порядке.²²⁶

Впрочем, и в США «ЛУКОЙЛ» оконфузился, показав один из стереотипов монопольного поведения, которым грешат все российские нефтяные компании у себя на родине. Недавно владельцы нескольких десятков АЗС, работающих под брендом Lukoil в штатах Нью-Джерси и Пенсильвания провели однодневную акцию протеста (демонстративно подняв цены на топливо в 2 раза), чтобы привлечь внимание общественности к несправедливой, по мнению хозяев заправок, ценовой политике компании Lukoil North America — американской «дочки» российского ОАО «ЛУКОЙЛ». По утверждению участников протеста, Lukoil N.A. поставляет топливо по неоправданно высоким ценам, ставя их на грань разорения. Дилеры Lukoil'a вынуждены покупать бензин оптом практически по той же цене, по которой заправки, работающие на другие компании, торгуют в розницу. Участники акции уверяли, что многие АЗС, ранее продававшие топливо

²²⁴ НК «ЛУКОЙЛ» — Справочники аналитика • URL: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_2133_.html [2013-06-07].

²²⁵ ЛУКОЙЛ продал заправки в США // РБК daily. Ежедневная деловая газета. — 04 мар. 2011 • URL: <http://www.rbcdaily.ru/2011/03/04/tek/562949979800912> [2013-06-08]; НК «ЛУКОЙЛ» — Отчеты о деятельности • URL: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_218_.html [2013-06-02].

²²⁶ Болгары отозвали лицензию у НПЗ «Лукойла» // Известия. — 27 июля 2011 • URL: <http://izvestia.ru/news/495833> [2013-06-08]. Болгарскому заводу «Лукойла» разрешили работать // Известия. — 2 авг. 2011 • URL: <http://izvestia.ru/news/496335> [2013-06-08].

под франшизой Lukoil, уже закрылись, а оставшиеся едва сводят концы с концами.²²⁷ Трудно сказать, какими целями руководствуется «ЛУКОЙЛ», проводя такую ценовую политику в США, но стиль действий один к одному повторяет тактику российских монопольных компаний в их «боевых операциях» по вытеснению независимых трейдеров на отечественном рынке.

При участии в зарубежных добывающих проектах российским ведущим компаниям в плане технических решений и новшеств зачастую нечего предложить странам-собственникам ресурсов. По данной причине мы вынуждены в основном ориентироваться на второстепенные или «маргинальные» ресурсные рынки Венесуэлы, Вьетнама, Ливии, Экваториальной Гвинеи и т.п. Но кроме того, даже получив права на реализацию какого-либо проекта российские компании во многих случаях де-факто становятся «титулодержателями», а реальные работы выполняются иностранными сервисными фирмами. Например, «ЛУКОЙЛ» выиграл в 2009 г. тендер по проекту «Западная Курна — 2» в Ираке, но передал работы по восстановлению и бурению скважин в субподряд известной американской компании Baker Hughes.²²⁸

Поэтому в контексте интернационализации российских компаний в настоящее время уместно говорить, пожалуй, только о соответствии наиболее общим формальным признакам, сформулированным выше. Для реального же становления любой компании в качестве одного из глобальных энергетических лидеров требуются серьезные изменения экономических и институциональных рамок деятельности в отечественной экономике, что является прямой прерогативой государства.

²²⁷ На американских заправках Lukoil подняли цены в знак протеста // РБК — Экономика. — 13 сент. 2012 • URL: <http://top.rbc.ru/economics/13/09/2012/669369.shtml> [2013-06-08].

²²⁸ ЛУКОЙЛ начинает эксплуатационное бурение на месторождении западная Курна-2 в Ираке // ЛУКОЙЛ — Пресс-релиз, 15.08.2011 • URL: http://www.lukoil.ru/press_6_5div__id_21_1id_22995_.html [2013-06-08].