

В.А. Крюков

ИЭОПП СО РАН, НИУ ВШЭ, Новосибирск, Москва

Институциональные барьеры развития нефтегазового сектора России (на примере Восточной Сибири)

Мне хотелось бы продемонстрировать академическому сообществу наше (мое и моих коллег по ИЭОПП СО РАН) видение проблем функционирования и развития нефтегазового сектора России.

Акцент выступления – институциональная структура нефтегазового сектора России и ее адекватность внутренним условиям функционирования и развития нефтегазового сектора и соответствие сегодняшним вызовам (Крюков, 1998; Крюков 2002). Восточная Сибирь в данном случае хороша для иллюстрации всего комплекса данных проблем. Тема эта – довольно обширная, многообразная и имеет как академический, так и чисто практический «срез».

Основная идея: имеющаяся в России совокупность систем норм, правил, процедур и организаций в нефтегазовом секторе неадекватна тем вызовам, которые возникли в мире, и той ситуации, которая уже складывается и внутри России.

Общая неадекватность заключается в отрыве норм, правил, процедур и организаций, а также мотивов их поведения и развития от сырьевой базы, которая складывается и в стране и в мире. Стремительно меняется состав источников добычи – нарастает не только удельный вес более мелких, удаленных и в геологическом отношении более сложных объектов, но также меняется и сама «композиция углеводородов (в специализированной литературе – hydrocarbon mix) в данных источниках». В России на смену «чисто» газовым месторождениям приходят месторождения с большим содержанием жидкой фазы (так называемый «жирный газ»), в США и целом ряде стран – сланцевый газ, далее, возможно, газогидраты и т.д.; на смену традиционной нефти приходят связанная нефть (tight oil), битумы, сланцевая нефть и т.д. Все это ведет к стиранию сфер деятельности традиционных нефтяных и газовых компаний. Компании все больше ориентируются на извлечение всей совокупности полезных ископаемых, которые содержат такие месторождения и новые источники.

Далее, с одной стороны, сложная обстановка на новых объектах и новых месторождениях (включая сильно выработанные

объекты) требует колоссальных инвестиций, а также опоры на научные исследования и самые современные знания (в чем традиционно сильны транснациональные компании и компании «полного цикла» («от скважины до бензоколонки»). С другой стороны, нарастает уровень «специфичности» активов нефтегазового сектора – каждое месторождение и каждая залежь в его границах во все большей степени требуют ювелирной и кропотливой работы, основанной на знании очень многих нюансов. Время колоссальных резервуаров в мировом (и российском в том числе) нефтегазовом секторе, похоже, уходит в прошлое. Это обстоятельство – специфичность навыков, умений и подходов – создает реальные предпосылки для возрастания роли и значимости мелких и средних нефтегазовых компаний, имеющих ярко выраженную инновационную направленность.

Итак, общая тенденция в мировом нефтегазовом секторе – ухудшение качественных характеристик и вовлекаемых в освоение, и разрабатываемых длительное время месторождений.

Как отвечает мир на эти вызовы? Как нам представляется, двумя основными и взаимосвязанными направлениями шагов и действий. Первое – развитие технологий, второе – комплекс мер и шагов институционального свойства, который ориентирует на создание новых условий и новой среды для того, чтобы отвечать на вызовы меняющейся природы.

Институциональная среда функционально зависит как от характеристик активов (месторождений, основных активов), так и от организационной среды (доминирование крупных, средних или мелких компаний), государственных приоритетов и относительных цен. Все это по Д. Норту (Норт, 1997).

К сожалению, не только объективные природные и экономические условия определяют динамику институциональной структуры – от государственной политики никуда не денешься (особенно в случае нефтегазового сектора). Оценка активов нефтегазового сектора (представленных прежде всего месторождениями нефти и газа) зависит как от их природных характеристик (глубины, вязко-

сти нефти, ее компонентного состава и др.), от всей совокупности норм и правил работы с недрами (ресурсного режима), так и от той институциональной среды, в рамках которой и происходило и происходит их освоение.

В России последнее особенно актуально, потому что многие системы, схемы разработки, переработки, транспортировки и регулирования обусловлены теми решениями, которые были реализованы исходя из особенностей системы централизованного планирования и управления хозяйственной деятельностью и до сих пор не преодолены (преодоление связано с теми колоссальными инвестициями, которые необходимы для изменения технологических схем функционирования систем добычи, сбора, переработки и распределения готовой продукции). В свое время нами было высказано и обосновано положение о том, что активы нефтегазового сектора, созданные в рамках системы централизованного планирования и управления экономическими процессами, обладают рядом черт и особенностей, которые снижают эффективность транзакций чисто рыночного характера (например, степень разветвленности системы трубопроводов, размещение нефтеперерабатывающих заводов по территории страны и универсальные схемы переработки нефти и проч.) (Крюков, 2000). Преодолеть «родимые пятна» прошлого можно, только создав новые активы (т.е. реализовать новые технологические решения – например, более разветвленные системы трубопроводов, более гибкие технологические системы переработки нефти, без «привязки» к определенному типу нефти и т.д.), а на период их создания необходимо сформировать эффективные процедуры антимонопольного регулирования и обеспечения доступа независимых (неинтегрированных) компаний к подобным активам. На то, чтобы преодолеть особенности и трансформировать ранее созданные технологические системы, требуются колоссальные средства и весьма длительный период времени.

Важнейшая составляющая институциональной системы – организационная структура нефтегазового сектора. Последняя характеризуется, в частности, соотношением интегрированных и неинтегрированных компаний, компаний частных и публичных (зарегистрированных на фондовой бирже и реально привлекающих с фондового рынка финансовые ресурсы), государственных и негосударственных и проч.

Мировой нефтегазовый сектор отвечает на изменение ресурсной базы не только развитием науки, но также и увеличением

степени разнообразия организационной структуры – в районах мира с высокой степенью зрелости ресурсной базы (США, Канада, Северное море) возрастает роль наукоемких сервисных компаний и независимых инновационноориентированных компаний. Именно «соединение» в определенный исторический промежуток времени научных, собственно, институциональных и организационных моментов в США и обеспечило новый качественный скачок – от сланцевого газа ко все новым и новым видам ранее нерентабельных видов и источников углеводородного сырья.

К сожалению, в России и в обсуждениях, и в сфере практической нефтегазовой политики преобладает технократический подход: главное – технологии и деньги. В то время как это лишь часть картины, хотя и весьма существенная. В рамках такого взгляда происходит расширение компании «Роснефть» (последняя покупка ТНК-ВР и заключение соглашений с ведущими транснациональными компаниями по работе на шельфе и разработке сложных месторождений Западной Сибири).

То, что произошло в Соединенных Штатах, то, что происходит в Канаде, и то, что уже происходит в Северном море, – эффект именно синергии всех отмеченных выше обстоятельств. Принципиально новых технологий добычи нефти в последние годы почти не было создано, но появилась критическая масса компаний и условий для их деятельности в сфере освоения ранее нерентабельных объектов. В США, например, в нефтегазовом секторе – около 65 000 лицензионных участков недр и свыше 16 000 компаний, в России – при сопоставимых объемах добычи – 3000 участков и около 600 недропользователей. В США доля транснациональных компаний в добыче углеводородов близка к 25%, в России – превышает 90%.

Принципиально важен принцип нейтральности институциональной системы. Частный случай – нейтральность системы налогообложения. Это означает, что те нормы и правила, в которых работают нефтегазовые компании, не должны препятствовать реализации тех технологических возможностей, которыми в настоящий момент они располагают (наука, квалификация персонала, представление об экологической допустимости наращивания добычи углеводородов и проч.).

В России сформировался значительный разрыв между требованием нейтральности и направленностью процесса формирования институциональной системы. Отражением является, в частности, введенное отечественными геологами понятие «активных запасов»

(что противоречит самой логике отнесения запасов углеводородов в недрах к экономическим активам; актив не может быть нерентабельным...).

Далее. Институциональная система не есть нечто данное, определенное и сформированное раз и навсегда и на вечные времена. Освоение нефтегазовых ресурсов – длительный и динамический процесс. В России, к сожалению, имеем институциональную среду (отдельные фрагменты институциональной системы), которая характерна для стадии начального освоения ресурсной базы, т.е. освоения высокоэффективных месторождений, относительно новых запасов и т.д. Это находит отражение в подходе к налогообложению, организационной структуре с безусловным доминированием отечественных вертикально интегрированных компаний, ксенофобией по отношению к иностранному участию – в конечном счете, к формированию совокупности всех норм и правил (лицензирование, налогообложение, регулирование добычи, доступ к инфраструктуре и проч., и проч.), которая не позволяет приблизиться к соблюдению требований отмеченной выше нейтральности.

В то же время Россия вступила в стадию падающей добычи нефти. Это означает, что геологические знания имеются, но в то же время растут риски, доля малорентабельных месторождений увеличивается еще быстрее, удельные сдержки растущие. Роль вертикально интегрированных компаний по логике должна сокращаться, а роль малых компаний – возрастать.

Увы, в России тенденция обратная: роль крупных компаний стабильно высокая – приближается к 95 % в нефтяном сегменте нефтегазового сектора. Рентные доходы неуклонно снижаются, ухудшается динамика всех показателей – и в добыче нефти, и в добыче газа. Однако Россия движется в противофазе тому общему рациональному тренду, по которому развиваются институциональные системы в мире. Общий тренд – повышение гибкости институциональной системы, учет динамики и характеристик осваиваемой ресурсной базы.

И если вы действуете рационально, то получаете и нужный результат – возможность экономически эффективного освоения худших по характеристикам месторождений. В США 40% скважин имеют дебиты около 2 барр. в сутки, средний же дебит – около 6 т в сутки (в России пока чуть выше 12–14 т).

Научно-технический прогресс является главным контраргументом промышленности против старения и ухудшения (точнее, изменения) природного качества запасов нефти.

В настоящее время в мире ежегодно реализуется 320–340 проектов применения «третичных» методов увеличения нефтеотдачи (МУН), а суммарная мировая добыча нефти за счет их применения оценивается в 150 млн т (3,8% общей добычи нефти). Наибольшее число проектов по повышению нефтеотдачи – около 200 – зафиксировано в США, где на их долю приходится около 12% национальной нефтедобычи. Для сравнения: в России за счет «третичных» МУН добывается около 1 млн т, или примерно 0,2%, что на порядок уступает мировым показателям. Данные цифры наглядно показывают, что ситуация с применением современных методов увеличения нефтеотдачи у нас в стране далека от благополучия, что негативно сказывается на динамике показателя конечного нефтеизвлечения.

Необходимо отметить, что технологии увеличения нефтеотдачи – весьма дорогое удовольствие. По имеющимся оценкам, себестоимость барреля нефти, дополнительно добываемой за счет применения МУН, на 20–40 долл. выше по сравнению с себестоимостью нефти, добываемой традиционными методами. Это обстоятельство требует государственного стимулирования и субсидирования нефтяных проектов, связанных с применением МУН, что имеет место во всех старых нефтедобывающих странах, кроме России.

В США и Канаде, наряду с дифференцированным налогообложением и обычными скидками на истощение недр, действуют специальные программы поддержки проектов применения МУН. В России отсутствует системная государственная политика, направленная на стимулирование повышения нефтеотдачи. Со стороны государства не просматривается и серьезных попыток поддержать и предоставить научное сопровождение разработке и внедрению новых методов и технологий повышения нефтеотдачи.

Однако современная нефтедобыча держится не только на применении МУН, а представляет собой комплекс разнообразных технологий, от качества каждой из которых зависят и экономические показатели, и уровень нефтеотдачи. С этой точки зрения поучителен пример норвежской нефтяной промышленности, которая ставит мировые рекорды по показателям текущего и конечного нефтеизвлечения. На месторождениях норвежского континентального шельфа, уже длительное время находящихся в стадии эксплуатации, фактические показатели нефтеотдачи превышают первоначально установленные значения, а на Статфьорде и Гулфаксе фактические показатели извлечения запасов достигли или

Таблица 1

Показатели проектного и текущего уровня извлечения запасов по основным месторождениям Норвегии на 2011 г., %

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

Источник: Statoil ASA (<http://www.statoil.com>).

даже превысили 60% объема начальных извлекаемых запасов нефти (табл. 1).

Такие достижения в области нефтеизвлечения были бы просто немыслимыми без активного участия норвежского государства в развитии нефтегазовых технологий – путем не только выработки и координации национальной научно-технической политики, но и прямого участия в финансировании НИОКР по нефтегазовой тематике, которое за период 2004–2010 гг. составило 2,5 млрд норвежских крон (420 млн долл.).

Разработка технологических аспектов при проектировании добычи углеводородов в Норвегии 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, делается выбор технологий извлечения углеводородов. В процессе промышленной эксплуатации благодаря эффективному государственному контролю обеспечивается строгое соблюдение проектных решений и технологических режимов разработки месторождений и залежей. Все это предопределяет высокие уровни извлечения запасов нефти и газа из недр.

Средние размеры открываемых в России в настоящее время нефтяных месторождений – от 200 до 300 тыс. т извлекаемых запасов нефти. Это означает, что ни о каких крупных объектах, ни о каких уникальных характеристиках, ни о каких особенностях, присущих стадии высокой степени зрелости, для которой характерно доминирование крупных компаний, доминирование рентного налогообложения, говорить не приходится.

Коэффициент нефтеизвлечения, то есть отношение объема извлеченной нефти к первоначальным запасам, в России неуклонно снижается – с 48%, которые были в советские годы, мы уже подошли к уровню

35% (при этом специалисты – Р.Х. Муслимов – называют и другие цифры – 27–29%). В то время как в Соединенных Штатах Америки коэффициент извлечения нефти неуклонно растет. Однако это результат не только технологий, но и институциональной среды, которая стимулирует взрывной рост числа инновационноориентированных малых компаний и стимулирует их высокую деловую активность (цены на нефть, конечно, тоже играют роль, но не только они определяют такую динамику).

Можно проследить направление формирования институциональной среды на примере Тюменской области. Мы остались на рубеже начала 1990-х годов – наличие элементов системы платного недропользования, создание крупных вертикально-интегрированных компаний. Начиная с 2010 г. перед Россией стоят другие задачи: сдержать темпы падения, обеспечить переход на новую модель функционирования. В число приоритетных задач входит достижение устойчивости добычи. Проблема состоит в том, что сформированные в 1990-е годы фрагменты институциональной системы тормозят освоение новых ресурсов в иных условиях.

Несколько слов о Восточной Сибири. Может ли Восточная Сибирь переломить негативные тренды в добыче нефти и показатели по месторождениям, которые имеют место в Западной Сибири? Увы, месторождения здесь сложнее, чем в Западной Сибири, – в среднем издержки на баррель, на тонну, на какой-то другой удельный показатель в 2–3 раза выше аналогичных показателей.

Более того, тенденция, которая проявляется в Восточной Сибири, состоит в ускоренном росте издержек. Например, Ванкорский проект: за восемь лет проектная оценка суммарных инвестиций на освоение данного месторождения увеличилась почти в восемь раз. Эта весьма оптимистическая оценка, в то время как реальные проектные оценки суммар-

ных инвестиций только по конкретному месторождению, по данным «Роснефти», уже превышают 1,1 трлн руб.

Безусловно, есть ряд объективных причин, способствующих росту затрат и повышающих риски реализации проектов освоения ресурсного потенциала новых нефтегазовых провинций. На примере проектов развития нефте- и газодобычи в Восточной Сибири такими причинами будут: 1) слабое развитие инфраструктуры; 2) значительная удаленность нефтегазовых районов от рынков; 3) высокие геологические риски, которые определяются относительно слабой изученностью территории; 4) сложность залегания резервуаров скопления углеводородов и неприменимость в полной мере опыта и подходов к выбору приемлемых проектных решений и их последующей реализации, накопленных в Западной Сибири. Как показывает анализ проектных показателей восточносибирских проектов, все они требуют колоссальных инвестиционных затрат (табл. 2).

По имеющимся оценкам, удельные капиталовложения в освоение месторождений Восточной Сибири в среднем в два с половиной раза превышают аналогичный показатель в традиционном регионе нефтедобычи – Западной Сибири.

Вместе с тем, учитывая текущий технологический уровень, организационную структуру отрасли и действующие нормы регулирования, считать все издержки отечественных компаний в Восточной Сибири «объективно обусловленными» не приходится. В российской практике реализации масштабных проектов государственными компаниями статус «нормальных» издержек приобретают все декларируемые издержки, отраженные в финансовой отчетности и поддающиеся учету. Наглядный тому пример – Ванкорский проект, реализуемый компанией «Роснефть» в Красноярском крае. Оценки требуемого объема инвестиций НК «Роснефть» пересматривает практически ежегодно. В результате текущие показатели

Таблица 2

Крупнейшие инвестиционные проекты в сфере нефтедобычи в Восточной Сибири

Проект	Регион	Компания	Сроки реализации	Проектная мощность, млн т	Объем инвестиций, млрд руб.
Освоение Ванкорского нефтегазового месторождения	Красноярский край	ЗАО «Ванкорнефть» («Роснефть»)	2003–2037	25,5	798
Освоение Сузунского нефтегазового месторождения	Красноярский край	ОАО «Сузун» (ТНК-ВР)	2011–2020	1,7–2	75
Освоение Тагульского нефтегазового месторождения	Красноярский край	ООО «Тагульское» (ТНК-ВР)	2011–2020	4,5–5,5	98
Освоение Юрубчено-Тохомского месторождения (I этап)	Красноярский край	ОАО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» («Роснефть»)	2011–2014	10	93
Освоение Куюмбинского месторождения и Терско-Камовского лицензионного участка	Красноярский край	ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» («Славнефть»)	2010–2039	10–11	242
Освоение Верхнечонского месторождения	Иркутская область	ОАО «Верхнечонскнефтегаз» (ТНК-ВР/«Роснефть»)	2009–2020	7	153
Освоение Ярактинского месторождения	Иркутская область	ООО «Иркутская нефтяная компания»	2005–2033	2,4	70
Освоение Талаканского месторождения	Республика Саха (Якутия)	Сургутнефтегаз	2009–2040	7	400
Освоение Среднеботуобинского месторождения	Республика Саха (Якутия)	ОАО «Таас-Юрях нефтегазодобыча» (Роснефть)	2014–2040	4,5–6	95

капиталоемкости проекта кратно превышают первоначальные оценки (см. врезку «Как менялась стоимость Ванкорского проекта»).

КАК МЕНЯЛАСЬ СТОИМОСТЬ ВАНКОРСКОГО ПРОЕКТА

Первоначально, получив лицензию на разработку Ванкорского месторождения в 2003 г., НК «Роснефть» оценивала стоимость освоения проекта в 109,4 млрд руб. Приступив к работам по обустройству, в 2007 г. компания повысила оценку необходимых капитальных затрат до 158 млрд руб. Доразведка лицензионных участков и прирост запасов привели к пересмотру проектных уровней по добыче нефти. И уже в 2008 г. предварительные оценка стоимости Ванкорского проекта увеличились до 380 млрд руб. (при этом объем вложенных средств на тот момент превышал 100 млрд руб.). К моменту запуска месторождения в промышленную эксплуатацию в третьем квартале 2009 г. оценки суммарной стоимости проекта выросла до 640 млрд руб. (при этом объем фактических затрат в обустройство месторождения уже превышал 200 млрд руб.). В течение 2011 г. «Роснефть» трижды пересматривала стоимость Ванкорского проекта – сначала повысив оценку до 754 млрд руб. в первом квартале, потом – до 960 млрд руб. в середине года с целью сохранить льготы по экспортным пошлинам, к концу года оценка необходимых капитальных затрат снова была снижена до 798 млрд руб. Необходимо отметить, что по состоянию на начало 2012 г. суммарный объем вложенных средств в реализацию Ванкорского проекта превысил 350 млрд руб.

*По данным НК «Роснефть»
и материалам специализированных изданий.*

Очевидно, что в ситуации, когда растущие издержки можно компенсировать получением от государства налоговых льгот и иных преференций, у недропользователей нет стимулов экономить затраты и поддерживать надлежащий уровень развития собственной научно-технической базы. В результате в настоящее время для реализации каждого нового проекта нам требуется еще более массивное технологическое участие зарубежных партнеров (в лице сервисных и инжиниринговых компаний, производителей оборудования и пр.) и более серьезные налоговые льготы и поддержка государства.

В результате действия той институциональной среды, которая создана в России в самом начале 1990-х годов, в Восточной Сибири так и не удалось сформировать альтернативу Западной Сибири. К сожалению, раз-

витие смежных отраслей в Восточной Сибири также далеко от ожиданий – оно пока слабое. Красноярский край стал нефтедобывающим регионом.

Также нет определенности и с точки зрения стимулирования работы новых компаний-недропользователей в данном регионе. Государство «заработало» – по итогам проведенных аукционов 34 млрд руб., в то же время государственное финансирование составило 28 млрд руб. (за период 2005–2011 гг.)

У нас есть с кем себя сравнивать, это – Норвегия и Канада. В чем основа успеха этих стран? Целенаправленная научно-техническая политика, гибкая политика государства в роли регулятора, прагматичность, поощрение местных промышленных, сервисных инновационных компаний. Например, инновационный кластер Ставангера в Норвегии – свыше 300 инновационных фирм норвежского и международного происхождения.

В России месторождение объектом регулирования и объектом целенаправленной политики не является. У нас в основном все шаги и меры, которые предпринимаются, – на уровне компаний. В настоящее время только сейчас стали говорить о территориях в связи со льготами по налогу на добычу полезных ископаемых по новым районам.

Важный элемент институциональной системы – формирование рынка специализированных сервисных услуг. Нет и не может быть универсальной, на все случаи созданной, технологии. Советская нефтяная промышленность десятилетиями жила, обсуждая «проблему» плотности сетки скважин. Сейчас этого недостаточно – сколько месторождений, столько элементов или столько возможных комбинаций, различных подходов к реализации тех или иных известных технологических, физико-химических, физико-технических методов освоения залежей углеводородов. Ответить на эти запросы может только развитый рынок высокотехнологичных услуг, сотни специализированных компаний. Этот фактор сдерживает рост издержек. Этого у нас, к сожалению, нет.

Научно-техническая политика и техническое регулирование – лучшие практики и прецеденты современных подходов, они должны применяться, и поэтому государству следует в определенном смысле принуждать фирмы. Доступ к недрам на заявительной основе, публичный характер недропользования в противовес бюрократическому, взаимовыгодные отношения крупных и малых компаний равноправные, на экономической основе – то, что сейчас России необходимо.

У нас фактически вся территория

страны поделена на «анклавы» – ареалы деятельности крупных компаний, которые ни дают действовать и функционировать не малым, ни средним компаниям.

Реальные инвестиции – результат взаимодействия комплекса условий: сбалансированность и стабильность ресурсного режима, это также и мотивация собственников компаний. В России все компании частные. У нас нет публичных компаний, которые были бы заинтересованы привлекать и вовлекать финансовые ресурсы за счет размещения эмиссий своих акций на фондовом рынке («Татнефть» попробовала сделать это в США, но так и не смогла удовлетворить жестким требованиям отчетности и прозрачности). Поэтому в России и специфическая мотивация, и специфические горизонты планирования, и специфические подходы к реализации тех или иных решений.

Говоря словами Я. Корнаи, мы повсеместно наблюдаем наличие мягких бюджетных ограничений (и соответственно мягких институциональных условий). Реально существует возможность получить незаработанную прибыль. Однако неправомерно при такой сложной (в каком-то смысле дисперсной) ресурсной базе, когда у вас тысячи и десятки тысяч новых объектов, сложных и нетрадиционных по структуре, управлять и регулировать на федеральном уровне.

К сожалению, Россия находится под «прессингом времени». Времени у нас очень мало. Мне представляется, что высказан-

ное передо мной В.В. Дребенцовым мнение об имеющихся у России двух-трех годах (в случае сланцевого газа и скорости строительства мощностей по сжижению и разжижению газа, что также сильно может поколебать позиции России на газовых рынках), – весьма оптимистичная оценка. Для нефти у нас еще меньше времени. Опоздав, мы рискуем остаться наедине со своей дорогой и тяжелой нефтью. Платить за опоздание наше общество будет теми издержками, теми проблемами, которые возникнут в ряде отраслей и сфер нашей экономики и социальной жизни.

Литература

- Крюков В.А.** (2000). Учет специфических особенностей активов в процессе реорганизации нефтегазового сектора // *Экономическая наука современной России*. № 2. С. 84–93.
- Крюков В.А.** (1998). Институциональная структура нефтегазового сектора: проблемы и направления трансформации. Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН.
- Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Токарев А.Н.** и др. (2002). Эволюционный подход к формированию системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН.
- Норт Д.** (1997). Институты, институциональные изменения и функционирование экономики. М.: Наука.
- Поступила в редакцию 12 октября 2012 года*

С.Я. Чернавский
ЦЭМИ РАН, Москва

Траектории реформирования российского рынка газа

Вы все, конечно, понимаете, что понятия «реформирование» и «модернизация» по сути нетождественны. Реформирование понимается как коренное изменение принципов организации и функционирования объекта, в данном случае – российского рынка газа. А модернизация состоит в приведении его к современному состоянию. Реформирование не обязательно является модернизацией, оно может привести и к демодернизации реформируемого объекта. Модернизация тоже не обязательно связана с реформированием.

Для того чтобы провести модернизацию, необходимо определить ее цель, т.е.

выбрать ту современную форму, к которой следует стремиться при преобразовании объекта. Разрыв между исходной формой (моделью) функционирования и целевой моделью может оказаться столь значительным, что его невозможно будет преодолеть одним шагом. В этом случае необходимо разработать последовательность шагов (траекторию), постепенно приближаясь к искомой модели через промежуточные.

Важнейшим моментом модернизации является выбор целевой модели. Возможны, вообще говоря, разные варианты. Наиболее эффективная теоретически и практически