

Ю.К. Шафраник, В.А. Крюков

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР РОССИИ: ТРУДНЫЙ ПУТЬ К МНОГООБРАЗИЮ

Москва – Новосибирск – Тюмень
2016

Ю.К. Шафраник, В.А. Крюков

Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию. / Ю.К. Шафраник, В.А. Крюков; – М.: 2016. – 272 с.

В книге рассматриваются проблемы функционирования и развития нефтегазового сектора России через призму современных технологических и экономических процессов. Авторы анализируют причины и следствия кардинального изменения состава источников жидких углеводородов, характер влияния экономики знаний на состояние и возможную динамику их добычи в будущем. Значительное место уделено роли форм и рамок соединения научного знания с теорией и практикой освоения все более сложных и все менее традиционных объектов.

Книга предназначена как для специалистов нефтегазового сектора, так и для всех тех, кто интересуется вопросами научно-технологического развития и удовлетворения колоссальных потребностей человечества в сырье и энергии.

Авторы:

Ю.К. Шафраник – д.э.н., автор работ по проблемам реструктуризации и обеспечения устойчивого функционирования объектов топливно-энергетического комплекса России, председатель Высшего горного совета России, председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России, председатель Комитета Торгово-промышленной палаты РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК.

В.А. Крюков – д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, специалист по проблемам функционирования и развития минерально-сырьевого сектора, главный редактор Всероссийского экономического журнала «ЭКО», заместитель директора Института экономики и организации промышленного производства СО РАН (г. Новосибирск), профессор НИУ «Высшая школа экономики».

СОДЕРЖАНИЕ

Введение: о чем эта книга? Многообразие и развитие	5
Глава 1	
Современный нефтегазовый сектор: многообразие – основа развития	25
1.1. Неустойчивая устойчивость?	26
1.2. Феномен многообразия: длинный путь от традиционных источников нефти и метанового газа	42
1.3. Чем более адекватные условия, тем больше нефтегазовых запасов	55
1.4. Универсальных компаний нет – у каждой своя ниша?	63
1.5. Многообразие: показателей много – основной результат один и тот же	74
1.6. Научеёмкий сервисный сектор: от предоставления услуг к формированию альянсов	90
Глава 2	
Нефтегазовый сектор России: подходы и решения	101
2.1. Истоки современной российской модели нефтегазового сектора	103
2.2. Сила и слабость «универсальных подходов» обоснования и реализации проектных решений	118
2.3. Технология без... экономики?	130
2.4. Татарстан – всероссийская «школа опыта и кадров»	140
2.5. Нефть и газ Западной Сибири: темпы и объёмы	147
Глава 3	
1990–2010-е годы: трудный путь экономики России к многообразию	161
3.1. Реорганизация и приватизация: так ли важна структура собственности?	166
3.2. Добыча, прибыль и инвестиции. Источники инвестиций: фондовый рынок – все еще «далекая перспектива»?	186
3.3. Запасы углеводородов: геологоразведка, освоение, новые проекты	197
3.4. Предпринимаемые шаги: требование многообразия «берет свое»?	204

Глава 4	
Многообразие внутреннее немыслимо без многообразия внешнего	215
4.1. Налоги и техническое регулирование	217
4.2. Сервисный сектор – основа роста эффективности нефтегазодобычи	227
4.3. Наука и машиностроение	239
4.4. Ресурсный режим: от разрозненных фрагментов к системным решениям	249
Заключение: каким может быть нефтегазовый сектор в будущем?	257
Библиография	265

ВВЕДЕНИЕ: О ЧЕМ ЭТА КНИГА? МНОГООБРАЗИЕ И РАЗВИТИЕ

Российская нефть на переломе тенденций: как это было в 1950-е, 1970-е, 1990-е годы и что происходит теперь – в 2010-е годы. Нефтегазовый сектор¹ и его важнейшая составляющая – нефтяная промышленность в течение длительного времени (с конца 50-х годов прошлого столетия) во многом определяют состояние, динамику, возможности и направления развития не только топливно-энергетического комплекса страны, но и отечественной экономики в целом, а также возможности и условия решения широкого круга социально-экономических задач (например таких, как формирование бюджета страны и, соответственно, определение уровня расходов государства на социальные цели).

Россия обладала, обладает и будет впредь обладать колоссальным ресурсным потенциалом добычи углеводородов. И этот потенциал не снижается. Более того, мы с иронией всегда воспринимали прогнозы, звучавшие ещё с 70-х годов прошлого столетия, о наступлении пика добычи, а затем о неизбежном её спаде (кстати, в 2000-х годах Международное энергетическое агентство неоднократно предрекало очередной срок наступления пика добычи). В принципе, пик добычи можно констатировать только *post factum*. И то он будет зависеть не от количества ресурсов, а от соотношения развития различных видов энергетики. Мир когда-то придет к определенному энергетическому балансу, и на фоне, допустим, полностью освоенной водородной или солнечной энергии роль углеводородной энергии может оказаться ненужной.

Пока же для нас значим не столько сам ресурсный потенциал углеводородов, сколько наличие реальных извлекаемых запасов, пригодных для экономически эффективной добычи. Это, можно сказать, блуждающая величина, и у нас она, осо-

¹ Под нефтегазовым сектором (НГС) здесь и далее будем понимать производства, связанные с поиском, разведкой, добычей и транспортировкой углеводородов (нефти, природного газа и различных их производных, таких как газовый конденсат, «жирный газ» и проч.). Под нефтяной промышленностью будем понимать ту часть НГС, которая связана с освоением и разработкой месторождений жидких углеводородов. Следует заметить, что разделение нефтяной и газовой промышленности (сначала в СССР, а теперь и в России) во многом связано с особенностями ресурсной базы: составом углеводородов и особенностями их добычи и транспортировки. Такое разделение в значительной степени условно и носит преходящий характер. Эти отрасли, как нам представляется, имеют гораздо больше общих черт, чем специфических характеристик.

бенно про низких ценах на нефть, сокращается, потому что экономические условия не стимулируют раскрытие имеющегося потенциала.

Ресурсный потенциал не является постоянным также вследствие истощения месторождений и в силу появления новых технологий и новых условий (и в стране, и в мире), поэтому представления о нем и о путях его преобразования в реальные активы все время меняются. Изменения же самого потенциала имеют двоякий характер: с одной стороны, эволюционный, т.е. постепенно изменяются условия развития и функционирования, а с другой стороны, революционный, т.е. осуществляется переход к новым источникам сырья, новым технологиям, новым условиям освоения и использования ресурсного потенциала. На взгляд авторов (и это является причиной написания данной книги), в настоящее время в мире происходят именно революционные структурные изменения. При этом преобладание на рынке углеводородов предложения над спросом привело к новому циклу развития энергетики.

Поэтому Россия и ее нефтегазовый сектор встретились с новыми вызовами, и сегодня стоят непростые задачи, которые необходимо решать с учетом особенностей нашей страны, накопленного в НГС опыта и традиций.

На наш взгляд, перед российским нефтегазовым сектором стоит целый комплекс задач, и важнейшие из них следующие. Во-первых, необходимо создать адекватные условия для освоения колоссального ресурсного потенциала – как ранее вовлеченных в освоение и сильно выработанных месторождений, так и ресурсов тяжелой нефти и нетрадиционных залежей нефти и газа. Особенно актуальна эта задача в отношении ресурсов нефти. Однако следует отметить, что, несмотря на все различия и особенности, газовая промышленность с определенным лагом (отсрочкой во времени) повторяет путь, который проходит нефтяная промышленность (объекты становятся все сложнее, издержки все выше, необходимость применения новейших технологий – все настоятельнее).

Во-вторых, необходима более устойчивая связь развития нефтегазового сектора с развитием национальной экономики в целом и повышением научно-технического уровня смежных, обеспечивающих и связанных с НГС секторов и отраслей. Важнейшая особенность современного этапа развития нефтегазового сектора и в России, и в мире состоит в том, что «ресурсная рента» в чистом виде становится скорее исключением и все чаще сменяется «предпринимательской рентой». То есть, большую отдачу и для своего бизнеса, и для национальной экономики по-

лучают тот хозяйствующий субъект и та страна, которые создают и развивают современные технологии и формы организации функционирования и взаимодействия участников цепочки создания стоимости.

Наша позиция состоит в том, что и в настоящее время, и в обозримом будущем экономика России, ее место в системе международного разделения труда, возможности решения многих социально-экономических проблем страны в значительной мере зависят и будут зависеть от того, насколько эффективно функционирует отечественный нефтегазовый сектор. Это означает не только и не столько усиление зависимости от добычи и продажи невозполнимых (по крайней мере, на протяжении жизни целого ряда поколений людей) природных ресурсов, таких как нефть и газ (и многочисленные их производные и разновидности), сколько умение встраивать решение проблем развития нефтегазового сектора в решение широкого комплекса социальных, экономических, научно-технических и многих других задач развития России и роста благосостояния ее населения. Эффективность предполагает превышение полученных результатов над теми затратами (в самой разной форме – от расходования финансов и до решения возникающих экологических проблем), которые несут и бизнес, и общество при освоении и использовании углеводородных ресурсов. Тезис «Нефть ради нефти» не отвечает ни реалиям современной жизни, ни представлениям об устойчивом развитии человеческой цивилизации.

Отличительная особенность процессов, происходящих в мировом нефтегазовом секторе (и, пожалуй, не только в нем одном), состоит в том, что они ведут к нарастанию степени его сложности и внутреннего многообразия². Именно многообразие структурных элементов обеспечивает устойчивость целого и позволяет всей совокупности легче и с меньшими издержками преодолевать трудности, возникающие на пути развития. С понятием «многообразие» тесно связано другое, не менее важное понятие – «гетерогенность»³. В первом случае акцент сделан на фиксации различия форм, в то время как во втором – в большей мере на причинах этих различий. Мы здесь и в дальнейшем будем пользоваться термином «много-

² В Большой российской энциклопедии многообразие определено так: 1) проявление чего-либо в различных видах и формах; различие видов и форм существования, проявления чего-либо; 2) разнообразие, обилие чего-либо различного.

³ Гетерогенный – неоднородный по составу. (См., например, "Словарь иностранных слов" - 11-е изд. - Москва: Русский язык, 1984. - с. 122)

образии», при этом подразумевая под многообразием тесную связь различий с причинами и условиями, их вызывающими (или вызвавшими).

О том, что современный нефтегазовый сектор характеризуется значительным и все усиливающимся многообразием, написано уже немало и в России и за рубежом. Отметим здесь особо работы коллег из британского Королевского института международных отношений (Chatham House) [Mitchell et al., 2012], Университета Калгари (University of Calgary) [Mansell et al., 2012], Оксфордского института энергетических исследований (Oxford Institute for Energy Studies), а также Кембриджской ассоциации энергетических исследований (CERA), Бостонской консультационной группы (Boston Consultancy Group), компаний Morgan Stanley, McKinsey и целого ряда других ведущих исследовательских и аналитических центров и организаций. Коллеги, исследователи, специалисты, работающие в НГС, – каждый в рамках весьма конкретной задачи – пытались дать ответ на вопрос: что определяет особенности многообразия в современном нефтегазовом секторе (и прежде всего в сегменте *upstream*, на анализе специфических черт которого мы сосредоточимся в дальнейшем)?

Как нам представляется, из работ специалистов названных выше организаций и многих других ученых следует, что многообразие в современном нефтегазовом секторе связывается с такими факторами и обстоятельствами, как

- растущее разнообразие состава добываемых и осваиваемых в промышленных масштабах видов углеводородного сырья – от легкой нефти и метанового газа до битуминозных песков и газогидратов;
- изменение типов залежей и в целом тех геологических объектов, освоение и разработка которых осуществляются в мире (наряду с понятием «месторождение» все шире употребляются понятия «формация», «плей» (месторождение сланцевого газа) и др., отражающие разнообразие геологических объектов, вовлекаемых в освоение, а не только изучаемых, как ранее);
- стремительное расширение тех знаний и умений, на основе которых создаются технологии и способы поиска, разведки и разработки залежей углеводородов (во все большей степени «рутинная» деятельность по освоению залежей становится наукоемкой и требует применения все более широких знаний и навыков);
- колоссальное разнообразие способов формирования условий и рамок, обеспечивающих экономически эффективное освоение разнообразных источников углеводородного сырья, и подходов к их формированию. Не только проект разработки месторождения, но уже и проект строительства отдельной скважины

или этапа ее эксплуатации требуют определенных организационных форм и рамок объединения усилий широкого круга специалистов в разных областях знаний;

– расширение и усиление роли науки, новых знаний и навыков, особенно при переходе к освоению все более сложных (прежде всего в геологическом и физико-химическом отношениях) и все менее «структурных» источников углеводородов и т.д.

Исследование феномена многообразия и учет его особенностей в практической деятельности не являются самоцелью. Изучение этого феномена – важнейшее условие выработки мер и решений (как стратегических, так и текущих) с точки зрения формирования ответов на вызовы времени. А именно, с точки зрения обеспечения поисков, разведки и добычи углеводородов с приемлемыми экономическими и экологическими характеристиками. Не совсем правомерно, на наш взгляд, сводить всю совокупность условий, делающих возможными ответы нефтегазового сектора на вызовы времени, только к инновациям и конкуренции. В ряде случаев (в частности, это относится к России) путь к созданию конкурентной среды довольно долг и непрост, и в то же самое время имеется настоятельная необходимость достижения определенной экономической и общественной эффективности освоения и использования нефтегазовых ресурсов страны. Речь должна идти о формировании совокупности взаимосвязанных условий для того, чтобы новые знания, умения и навыки обеспечивали синергетический эффект. Те возможности, которые имелись в отношении освоения уникальных по своим характеристикам месторождений и залежей углеводородов (как, например, при освоении газовых залежей севера Западной Сибири), во многом исчерпаны. На смену экономике, основанной на использовании эффекта экономии от масштаба, приходит экономика, основанная на знании и на гибкости реализуемых технологий и создаваемых для их реализации проектов организационных структур.

Цель настоящей работы – попытаться понять проблемы, с которыми сегодня сопряжено развитие нефтегазового сектора России, и донести до читателя наше видение этих проблем. Мы считаем, что назрела необходимость переосмысления и новой «настройки» модели функционирования и развития отечественного нефтегазового сектора в быстро меняющихся внутренних условиях, и тем более в изменившихся условиях внешних.

Ранее нами были совместно написаны две принципиальные (по крайней мере, для нас самих) работы: «Нефтегазовые ресурсы в круге проблем» [Шафра-

ник, Крюков, 1997] и «Западно-Сибирский феномен» [Шафраник, Крюков, 2000]. Важные особенности процесса реформирования нефтегазового сектора с институциональной и корпоративной точек зрения мы представили в работах «Институциональная структура нефтегазового сектора» [Крюков, 1998] и «Нефтегазовый фактор России» [Шафраник, 2014]. Время, как нам представляется, подтвердило правильность и жизненность наших оценок и общих выводов: взаимодействие нефтегазового сектора и государства (в лице Федерации и ее субъектов) должно претерпевать постоянные изменения, находиться в режиме поиска и постоянного диалога. Это вовсе не означает нестабильность «правил игры» – напротив, однажды достигнутый компромисс должен соблюдаться всеми сторонами (особенно это касается условий реализации проектов на конкретных месторождениях). В современном мире у государства нет более эффективной системы мер и лучшей формы взаимодействия с компаниями нефтегазового сектора, чем создание взаимоприемлемых условий пользования недрами и установление пропорций распределения получаемых финансово-экономических результатов.

Однако эти формы и методы тоже требуют постоянной настройки и подстройки (в рамках конкретных проектов) с позиций учета складывающихся на момент принятия решения внешних (по отношению к проекту) условий. Именно *настройки*, а не радикальных и кардинальных перемен, таких как приватизация или, наоборот, национализация (точнее, реэнтатизация – возврат государства в нефтегазовый сектор в качестве основного и непосредственного участника экономических процессов). Прямое участие государства особенно важно и необходимо при формировании ответов на вызовы времени с позиций страны в целом. Имеются в виду выход на новые рынки (как сбыта, так и разведки и добычи), а также создание новой системы связей непосредственно в рамках экономики страны. Как показывает практика (и отечественная, и зарубежная), компании нефтегазового сектора не всегда склонны учитывать интересы развития других отраслей промышленности (включая производителей оборудования и создателей новых технологий).

Феномен многообразия имеет в каждой стране свои отличительные черты. В случае нефтегазового сектора они связаны не только с особенностями геологии и возможностями освоения нефтегазовых ресурсов, но также с особенностями исторического пути, который прошла данная страна.

Нельзя строить будущее, не зная прошлого и не осознавая ошибки и проблемы настоящего. К концу 1970-х – началу 1980-х годов в СССР, и в частности

в России, был создан мощный топливно-энергетический комплекс, включивший в себя не только нефтегазовый сектор, но и другие секторы добычи и использования энергетических ресурсов. Были развиты добыча нефти, природного газа и угля, производство электроэнергии – как на основе ископаемого топлива (газа, угля, ядерного топлива), так и на базе возобновляемых источников (прежде всего энергии крупнейших рек Европейской России и Сибири, а также горных районов). При этом значительная часть потребностей ТЭК в оборудовании, технологиях и специалистах обеспечивалась отечественной промышленностью.

Что характеризовало созданный комплекс? Во-первых, тесная взаимосвязь различных его сегментов. Добываемые и производимые энергоресурсы поступали не на «рынок», а в систему централизованного распределения и поставки. Конфигурация системы, ее «топология» не отличались большим разнообразием: возможности поставки зависели от наличия или магистральных трубопроводов, проложенных в определенном направлении, или железнодорожных путей сообщения. Значительная протяженность трубопроводов была обусловлена не столько разветвленностью системы, сколько дальностью поставок. Как мы покажем далее, в частности, это обстоятельство сегодня ведет к тому, что самый экономически эффективный трубопроводный транспорт все еще не достиг показателей конца 80-х годов прошлого столетия.

Во-вторых, для отечественного ТЭК была характерна ориентация на реализацию крупных проектов (например, в СССР по состоянию на 1990 г. 60% добычи нефти обеспечивали шесть месторождений, в газовой отрасли три месторождения давали почти 75% добычи природного газа и т.д.) В энергетике вводились крупные и сверхкрупные единичные мощности. Экономика ТЭК основывалась на постоянном воспроизводстве фактора экономии от масштаба. Это давало возможность получать колоссальный краткосрочный экономический эффект: низкие удельные издержки освоения и эксплуатации больших единичных мощностей позволяли преодолевать «проклятье расстояний». При этом при поставке энергоресурсов на значительные расстояния не только компенсировались издержки поиска, разведки, освоения и транспортировки, но и обеспечивалось получение огромных доходов рентного характера.

В-третьих, ТЭК характеризовала направленность на централизованное управление всей системы: и электроэнергия, и газ, и нефть – все это подлежало регулированию из единого центра (что было обеспечено соответствующей технологической

инфраструктурой). Созданная система доставки и распределения энергоресурсов в полной мере соответствовала размерам сооружаемых крупных объектов и осуществляемых проектов. Априори каждый производственно-технологический комплекс занимал монопольное положение в границах весьма значительной территории (равной «нескольким Франциям»).

В-четвертых, характерной чертой отечественного ТЭК было наличие целого ряда решений и подходов, которые составляли, как сейчас принято говорить, ноу-хау в обеспечении функционирования и развития энергетических систем (Единая система газоснабжения, Единая энергетическая система), тесная связь добывающих и перерабатывающих мощностей позволяла лучше использовать нефтяное сырье и т.д. Следует также отметить ряд уникальных инженерных решений в области бурения (например, турбинное бурение), разработки и комплексного обустройства месторождений нефти и газа (например, технология внутриконтурного заводнения, кустовое обустройство промыслов и батарейное размещение скважин, эксплуатационных колонн увеличенного диаметра и проч.)

В-пятых, характерной особенностью были низкий приоритет вопросов, касающихся эффективного освоения и использования созданных активов, нацеленность на экстенсивный рост. (Поэтому, например, противников того, чтобы к 1980-м годам вывести нефтегазовый сектор Тюменской области на сверхвысокие уровни добычи углеводородов, региональное руководство квалифицировало как «предельщиков».)

С одной стороны, перечисленные особенности обеспечивали устойчивую динамику физических объемов прироста запасов углеводородов и роста добычи. Но с другой стороны, они не давали необходимой гибкости при изменении условий развития сектора. Первые симптомы того, что необходимо вносить изменения в планы и проекты развития нефтяной промышленности Западной Сибири, проявились уже в конце 1970-х годов. В числе причин, обуславливающих необходимость таких изменений, – уменьшение объемов фонтанной добычи и переход к механизированной, сокращение приростов добычи, увеличение числа разрабатываемых месторождений. Как следствие, уже в конце 1970-х годов стремительно нарастали трудности в выполнении плановых заданий [Тюменский индустриальный «взрыв», 2011].

Ухудшение дел в экономике СССР с середины 1980-х годов совпало с резким снижением мировых цен на нефть (и отчасти было им вызвано), что привело к

росту нагрузки на нефтяную отрасль. В частности, Самотлорское месторождение в 1983 г. было выведено на уровень добычи в 156 млн т (вместо 90 млн т по одному из первоначальных проектов).

Вполне очевидно, что в условиях торможения экономики и вместе с тем при сохранении необходимости решения широкого круга социально-экономических и внешнеполитических задач пришлось пойти на перераспределение ресурсов в пользу отраслей с более быстрой отдачей. Приоритет получили газовая и нефтяная промышленность, а также атомная энергетика. В результате в тяжелом положении оказалась угольная промышленность [Шафраник и др., 2004]. Была предпринята попытка решить проблемы, возникающие в ТЭК и его подсистемах, с помощью интегрированного подхода: была разработана Энергетическая стратегия СССР, созданы межведомственные структуры управления (Бюро СМ СССР по ТЭК). Однако объединение управленческих функций и усиление интеграции на самом верхнем уровне без повышения степени гибкости и без обеспечения возможности адаптации к меняющимся условиям функционирования на уровне хозяйствующих субъектов желаемого эффекта не дали. Интеграция планов не устраняла несоответствие между амбициозными планами и программами того периода и ограниченными финансово-экономическими ресурсами. Нацеленность ТЭК и основного его элемента – нефтегазового сектора на постоянный рост вошла в противоречие с ресурсными (финансовыми и материальными) возможностями экономики страны. Неуклонный рост издержек на уровне производственных единиц, торможение остальной экономики, увеличивающиеся расходы государства – все эти тренды острейшим образом противоречили друг другу.

Необходимо также отметить, что в числе отличительных особенностей и ТЭК, и нефтегазового сектора было то, что их производственный потенциал значительно превышал (и превышает до сих пор) внутренние потребности страны, поэтому уже в тот период наблюдалась существенная ориентация на поставку углеводородов на экспорт.

Резкое ухудшение финансово-экономического положения в стране, нарастание кризисных социально-экономических явлений неизбежно вызвали необходимость изменений в экономике. В числе прочих направлений изменений были выбраны реорганизация (в нефтегазовом секторе – формирование вертикально интегрированных компаний), приватизация (в нефтегазовом секторе – частичная, в остальных секторах экономики – повсеместная), переход на принципы платного

недропользования, либерализация цен и тарифов (на нефть и нефтепродукты – практически полная, на газ – частичная), либерализация внешней торговли и т.д.

Просчеты в ходе реформ. К сожалению, слабая подготовленность реформ, прежде всего в плане учета отмеченных выше особенностей функционирования созданного производственно-технологического потенциала, а также некритичное следование чересчур обобщенным рекомендациям (таким, как «Вашингтонский консенсус»⁴) привели к значительным просчетам в процессе воплощения реформ в жизнь [Шафраник, 2003].

Просчет первый заключался в приоритете политических решений над экономическими. Догматизм в понимании современной экономики, когда считалось, что она должна основываться или только на централизованной «общенародной» собственности, или на «безраздельной частной собственности», привел к практической невозможности экономических преобразований эволюционным путем. Основной акцент был сделан не на формирование основ современной, динамичной, социально ориентированной рыночной экономики, а на кардинальное политическое переустройство. В результате абсолютно приоритетным было признано быстрее формирование частной собственности и утвердилась чрезмерная вера в силу «невидимой руки» рынка.

Переход от государственной собственности к частной с учетом всех особенностей России – исключительно сложная и многоаспектная проблема. Среди причин успехов, например, Китая – не только «низкий старт», но также присущий китайскому обществу подход к социально-экономическим преобразованиям как длительному и постепенному процессу. С экономической точки зрения быстрота преобразований не дает желаемых результатов в средне- и долгосрочной перспективе. Это связано и с особенностями функционирования созданной ранее инфраструктуры, и с реализованными технологическими решениями (в нефтегазовом секторе, например, начиная от способов учета состава и измерения объемов добываемых

4 «Вашингтонский консенсус» включает 10 рекомендаций: 1) поддержание фискальной дисциплины (минимальный дефицит бюджета); 2) приоритетность расходов на здравоохранение, образование и инфраструктуру среди государственных расходов; 3) снижение предельных ставок налогов; 4) либерализация финансовых рынков для поддержания реальной ставки по кредитам на невысоком, но все же положительном уровне; 5) свободный обменный курс национальной валюты; 6) либерализация внешней торговли (в основном за счет снижения ставок импортных пошлин); 7) снижение ограничений для прямых иностранных инвестиций; 8) приватизация; 9) дерегулирование экономики; 10) защита прав собственности. (Источник: см. 122 в Спенс М. Следующая конвергенция: будущее экономического роста в мире, живущем на разных скоростях / Пер. с англ. - Москва: Издательство Института Гайдара, 2013. - 336 с.)

углеводородов и заканчивая их переработкой и доставкой потребителям). Одно из объяснений радикальности процесса преобразований в экономике России состоит в запущенности состояния социальной сферы и в том, что в начале 1990-х годов страна была близка к гуманитарной катастрофе [Гайдар, 2012].

Просчет второй заключался в темпах и динамике проведения критического этапа реформ. Имеются в виду освобождение цен на энергоресурсы, либерализация экспорта нефти и в особенности уход государства из сферы контроля воспроизводственных процессов (иными словами, из сферы обновления основных активов), а также резкое изменение условий финансирования и кредитования производственного сектора. Те возможности реализации продукции на экспорт, которые получили нефтяные предприятия на первом этапе реформирования, позволили им, тем не менее, сохранить коллективы, но не позволили в дальнейшем решать задачи обновления активов. Финансово-экономический потенциал нефтегазового сектора на начальном этапе проведения реформ был в значительной мере ослаблен возникшими «ножницами цен» – дисбалансом между ценами на добываемые нефть, газ и производимые нефтепродукты и ценами на все прочие товары и услуги (что во многом способствовало перетоку приватизационных чеков в руки финансово-посреднических организаций – прообразов финансово-олигархических групп 1990-х годов).

Просчет третий – залоговые аукционы и передача колоссальных по потенциальной стоимости активов «назначенным собственникам». Процедуру продажи компаний другим собственникам за деньги самих же компаний нельзя назвать иначе, кроме как передачей. Для покупки были привлечены финансовые ресурсы тех же нефтегазовых компаний. Деньги на счетах финансово-промышленных групп были использованы для предоставления «залоговых сумм» государству.

Просчет четвертый – это поиск чрезмерно упрощенных мер и подходов в регулировании деятельности энергетических компаний. Простота и администрируемость (что означает относительную легкость при применении на практике) стали одними из основных принципов «конструирования» новой регуляторной среды в энергетике в целом. Основной довод – антикоррупционность и относительно большая по сравнению с более сложными и более специализированными процедурами прозрачность. В числе таких упрощенных мер – аукционы на право пользования участками недр и налог на добычу полезных ископаемых (в основе – налогообложение валового дохода. Результат от введения этого налога очевиден: резкое сни-

жение коэффициента извлечения нефти по разрабатываемым и вовлекаемым в разработку месторождениям). В русле такого подхода и последующее чрезмерное усиление роли государства в нефтегазовом секторе. В условиях зрелой нефтегазовой провинции, что характерно для России, доля крупных компаний (с учетом аффилированных с ними более мелких компаний) значительно превышает разумные рамки – составляет 95% всей добычи нефти в стране (в то время как по самой оптимистичной оценке она не может превышать «порогового значения» 60%).

Впрочем, разрушительные тенденции в экономике проявились значительно раньше – практически после принятия в 1987 году «Закона о государственном предприятии», согласно которому любое подразделение имело право выйти из состава предприятия, объединения. Даже в нашей отрасли из объединений начали разбегаться нефтегазодобывающие управления (НГДУ). То есть пошел развал и в самой отмобилизированной, четко выстроенной структуре отечественной экономики.

И все же в исключительно сложных условиях и при упорном давлении со стороны реформистов-радикалов удалось сберечь ТЭК. В газовой отрасли пример подал Виктор Черномырдин, создав «Газпром». Затем на обломках пяти союзных министерств были созданы – разным путем и в разное время – компании в электроэнергетике, угольной и нефтегазовой промышленности (в НГК удалось обеспечить создание вертикально интегрированных компаний, действующих, как мы тогда сформулировали, «от скважины до бензоколонки»). К концу 90-х эти компании заработали эффективно: даже дотационная до тех пор угольная отрасль стала рентабельной. (К сожалению, наш опыт не был востребован в других отраслях промышленности. Посему, например, тот же гигант советской индустрии завод «Уралмаш» разделился на мелкие кооперативы.)

Не все замыслы относительно реформирования были реализованы, не все желаемые цели достигнуты, не все поставленные на начальном этапе преобразований задачи выполнены. В частности, вертикально интегрированные компании оказались потенциально мощными, однако дальнейшее развитие ситуации пошло во многом по непредсказуемому сценарию: эти компании стали не столько конкурировать между собой, сколько доминировать на отдельных межрегиональных рынках (с учетом размеров территории России).

Той команде, в которой работали авторы этой книги (один из нас – в качестве министра топлива и энергетики РФ в 1993–1996 гг.), с колоссальным трудом удалось подготовить Указ Президента РФ №327 о трансформации головных

структур управления нефтегазовыми холдингами в реальные центры прибыли и ответственности ⁵. Он находился в прямом противоречии с рекомендациями Всемирного банка и Международного валютного фонда (сейчас стали забывать о том, что в первой половине 1990-х годов, когда Россия пребывала в сложном финансово-экономическом положении, значительную роль играли так называемые «стабилизационные кредиты», предоставление которых каждый раз оговаривалось определенными условиями – чаще в русле положений «Вашингтонского консенсуса»).

В реформируемой экономике не рынок создает технологические системы в энергетическом секторе, а на основе технологических систем складываются рыночные взаимодействия (особенно на начальном этапе реформирования). В дальнейшем, однако, под воздействием новых рыночных форм взаимодействия компаний и субъектов рынка неизбежно возникают и развиваются и адекватная технологическая (и прежде всего инфраструктурная) система, и иные взаимосвязи. Но неучтение этого обстоятельства на начальном этапе ведет к тому, что с некоторого момента времени компании начинают определять «правила игры», а также к значительным социальным издержкам.

Мы считали и продолжаем считать, что основной путь преобразования нефтегазового сектора состоял в формировании рыночного сегмента вне созданных ранее технологических комплексов: на начало 1990-х годов более половины участков недр, перспективных на нефть и газ, были в нераспределенном фонде недр, т.е. «свободны». К сожалению, действия в соответствии с отмеченными выше соображениями привели к совсем иной модели формирования и развития нефтегазового сектора. К числу очевидных ошибочных шагов в экономических преобразованиях относятся ускоренная приватизация и «уход» государства из состава собственников высокоэффективных активов. В нефтегазовом секторе России по состоянию на начало 1990-х годов не менее 70% всех добывающих предприятий могли считаться высокоэффективными (в числе располагающих «свежими запасами» были, например, ПО «Юганскнефтегаз» и ПО «Ноябрьскнефтегаз» – в дальнейшем ОАО «ЮКОС» и ОАО «Сибнефть» соответственно). Цель преобразований – не раздел и передел активов, а формирование условий и среды для успешного функционирования и развития в будущем. К сожалению, «разделительный» под-

⁵ Указ Президента РФ от 1 апреля 1995 г. № 327 «Об организационных мерах по преобразованию государственных предприятий, добровольных объединений государственных предприятий в акционерные общества».

ход, который возобладал в первой половине 1990-х годов, оказался на редкость живучим и устойчивым к самым различным изменениям в экономической политике в последующие годы.

Для взаимопроникновения и объединения активов, созданных ранее, до начала преобразований, с активами, создаваемыми на условиях предпринимательского риска и на иной экономической основе, и для формирования в дальнейшем собственной национальной модели в энергетике нужно время, и кроме того здесь важны преемственность, уважение к труду предшественников и, главное, понимание цели, ради достижения которой осуществляются изменения. В России, тем не менее, удалось сохранить технологическую и организационную целостность нефтегазового сектора. Это, в свою очередь, позволило переломить негативные тенденции 1990-х годов и обеспечить социально-экономическую стабильность в стране. Доходы от нефти и газа дали возможность сохранить основные элементы системы социального обеспечения, преодолеть с меньшими потерями трудности непростых 1990-х годов.

Создание вертикально интегрированных компаний, таких как «ЛУКОЙЛ», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «ЮКОС», «Газпром», «ТНК» (впоследствии «ТНК-ВР»), позволило не только перебороть негативные тенденции начала 1990-х годов, но и нарастить добычу и начать активное техническое перевооружение нефтегазового сектора. Во-первых, удалось преодолеть опасность распада и дезинтеграции. Существующие сегодня в России вертикально интегрированные компании в целом достаточно устойчиво обеспечивают высокие уровни производства энергоресурсов.

Во-вторых, был осуществлен ряд новых крупных проектов, в том числе инфраструктурных, которые позволили нам обеспечить выход на Восток (трубопровод «Восточная Сибирь – Тихий океан»), увеличить в 2 раза экспорт нефти по сравнению с советским периодом за счет новых терминалов, развития Балтийской и Каспийской трубопроводных систем, реконструкции и увеличения пропускной способности транспортных перевалов на Черном море.

Кроме того, мы подступились к богатому нефтью Ванкорскому месторождению, газовым месторождениям Ямала (знаменитое Бованенково, осваиваемое Газпромом, и объекты, принадлежащие НОВАТЭКу). А выход в Юго-Восточную Азию и Китай уже в 2013–2014 гг., по оценкам ОАО «Транснефть», обеспечивал компаниям-экспортерам дополнительный доход в 30 долл. США на тонну нефти по сравнению с западным направлением.

В-третьих, наметились сдвиги в освоении новых технологий и способов разведки, добычи и транспорта энергоресурсов. Речь идет прежде всего о горизонтальном бурении, трехмерной сейсмике, новых технологиях повышения нефтеотдачи пластов, производстве сжиженного природного газа и т.д. Хотя следует отметить, что темпы и динамика развития таких технологий с учетом отечественной специфики и, главное, российского вклада в оборудование оставляют желать много лучшего.

Однако эти позитивные сдвиги и явления сами по себе не смогут обеспечить динамичное развитие нефтегазового сектора России в долгосрочной перспективе. То, что было хорошо вчера, будет уже не так хорошо завтра и совсем нехорошо послезавтра.

Среди нерешенных проблем надо отметить следующие. Первая – это несоответствие той организационной структуры нефтегазового сектора, которая хорошо себя зарекомендовала в непростые годы реформ, задачам развития в новых ресурсных (прежде всего по составу и характеристикам ресурсной базы) и глобальных (новая динамика развития и все более растущее многообразие) условиях. Нефтяная и газовая отрасли в значительной мере движутся по накатанным рельсам – налицо эффект затухания отдачи от проведенных ранее преобразований. С другой стороны, пример ряда компаний, в частности ОАО «НОВАТЭК» (даже ОАО «Башнефть» в 2013–2014 гг.), показывает, чего может достичь компания, ориентированная на применение современных организационно-экономических решений и активно использующая современные технологии.

Однако, как уже говорилось, энергетический мир стремительно меняется на новом циклическом витке, и перед НГК ставятся задачи совершенно иного уровня. Поэтому крайне остро стоит проблема обеспечения кардинального роста эффективности и повышения научно-технического уровня всего комплекса технологий и процессов, применяемых в ТЭК России. Здесь необходимы не просто перевооружение и модернизация, а коренная технологическая реконструкция, направленная на увеличение гибкости и экономической эффективности в долгосрочной перспективе. Энергетический комплекс имеет значительный потенциал формирования спроса на отечественную наукоемкую и инновационно-технологичную продукцию. Сегодня представление об инновационно ориентированном развитии энергетического комплекса России по-прежнему предполагает инвестиции, плюс технологии, плюс налоговые льготы и различные преференции. Но этот перечень неполон: среда и мотивация компаний (точнее, их собственников) имеют не мень-

шее значение. На уровне макроэкономической политики все так же доминирует точка зрения о правильности повышенного изъятия финансовых ресурсов из сектора с убывающей отдачей (к нему причисляют и нефтегазовый сектор) и перераспределения их в пользу отраслей «новой экономики». В России на протяжении почти 25 лет преобладали представления о невысоком технологическом уровне отечественного нефтегазового сектора. Между тем опыт Канады, Норвегии, США и целого ряда других стран (например, Австралии) показывает, что отрасли новой высокотехнологичной экономики активно возникают и в сфере решения научно-технических проблем энергетики. И нанотехнологии, и высокотехнологичная химия, не говоря уже об информационных технологиях и композитных материалах, остро необходимы при решении проблем российской энергетики. К тому же у любого государства есть мощный рычаг формирования спроса на новые технологии в энергетике – лицензии на право пользования недрами и ведения различных видов деятельности. Россия же задержалась на этапе «разделительного» (раздел и передел ранее созданного) подхода к формированию активов и «стратегически ориентированного» предоставления прав на пользование недрами (особенно это касается новых районов и акватории шельфа). Необходимо сделать право пользования недрами одним из рычагов привлечения частного капитала к становлению инновационно ориентированной модели в энергетике.

Далее, на протяжении затянувшегося периода реформирования мы оставались во многом в рамках привычных представлений о путях и средствах развития, в то время как мировая энергетика стремительно менялась. Мировая энергетика, и в особенности нефтегазовый сектор, не стояли на месте: не только развивались технологии, но и закладывались основы принципиально новой энергетики со значительно большим интеллектуальным компонентом (глубоководная добыча, «сланцевые углеводороды», тяжелые углеводороды, «умная энергетика» в целом). Наиболее динамичный сегмент современного нефтегазового сектора составляют вовсе не крупные национальные нефтяные компании, хотя они, безусловно, доминируют в добыче и обладании правами на освоение существенной части известных крупных и хорошо изученных типов источников углеводородов (прежде всего в странах Ближнего Востока и Юго-Восточной Азии). Стремительно развиваются различные гибкие формы взаимодействия компаний друг с другом: национальных, транснациональных, малых и средних нефтегазовых компаний, а также сервисных компаний и далее вплоть до отдельных специалистов – обладателей уникальных

знаний, умений и навыков. Можно даже сказать, что углеводороды в современном мире успешно осваиваются не только там, где есть исключительно благоприятные естественные условия (в виде месторождений или геологических объектов), но и там, куда удастся привлечь современные знания и где возможно создать условия для привлечения капитала.

Наконец, необходимо отойти от одностороннего понимания роли и места энергетики и ее важнейшей составляющей – нефтегазового сектора в современной экономике. Энергетика России – не только поставщик энергии, крупнейший работодатель и налогоплательщик, это также крупнейший социальный институт (точнее, конгломерат институтов). Общественная и социальная роль энергетики у нас в стране все еще не осознается в полной мере. Функция энергетики состоит в обеспечении устойчивого и поступательного развития всего российского общества – от решения социальных проблем населения и до формирования новой экономики, основанной на знаниях.

Нефтегазовый сектор России – активный участник внешнеэкономических связей и внешнеполитических процессов. Это обстоятельство не может не оказывать влияния на формирование модели его развития и взаимодействия с внешним миром. Эффект от включения во внешнеэкономические связи тем выше, чем в большей степени развитие многообразия внутреннего учитывает особенности многообразия внешнего (верно, как нам представляется, и обратное). Так, например, в мире в нефтегазовом секторе получили стремительное развитие наукоемкие сервисные компании. В то же время отсутствие в России сильных наукоемких сервисных компаний привело к тому, что отечественный рынок наукоемких услуг по многим ведущим направлениям работ оказался в руках зарубежных конкурентов.

Несмотря на нерешенные проблемы (трудный путь к многообразию, о чем пойдет речь ниже), российский нефтегазовый сектор отличается высокой стабильностью – с точки зрения удовлетворения потребностей как внутреннего рынка, так и рынка внешнего. Россия зарекомендовала себя как надежный и предсказуемый участник внешнего рынка энергоресурсов.

На первом этапе (примерно до 2000 г.) экспорт энергоресурсов позволял решать внутренние экономические и социальные проблемы самым простым способом: за счет увеличения доходной части бюджета. Сегодня зависимость бюджета от экспорта энергоресурсов представляется чрезмерной и необоснованно высокой (свыше 50% доходов бюджета в 2013–2014 гг.) Это сделало и экономику, и

социальную сферу чрезвычайно уязвимыми к «внешним шокам», что характерно для ресурсно зависимых стран. Наличие своей обрабатывающей промышленности гораздо лучше, чем ее отсутствие (даже несмотря на ее не всегда высокую эффективность). Не ускоренное развитие производства энергоресурсов, а развитие на основе и при помощи энергетики новой – инновационной и конкурентоспособной экономики, выстроенной на знаниях и постоянно растущей квалификации занятых в секторе, – вот путь, который в большей степени отвечает требованиям времени.

В современных условиях необходимо и целесообразно рассматривать энергетику и нефтегазовый сектор как источники модернизации всей экономики страны. Причин тому несколько:

- значительное истощение созданного ранее (в течение нескольких десятилетий) потенциала – и технологического, и ресурсного;
- формирование в мире новой энергетической парадигмы, основанной на большей гибкости при принятии и реализации решений и на большей доступности энергоресурсов из самых разных источников, т.е. на увеличении многообразия той ресурсной базы, с которой работают современные компании;
- стремительное возрастание роли знаний и квалификации работников – специалистов, работающих не только на промыслах, но и в научных институтах, инжиниринговых центрах, смежных организациях и организациях-партнерах;
- нарастание и усиление конкуренции на энергетических, сырьевых и финансовых рынках.

Особую значимость приобретает отдача от энергетического сектора для всего российского населения. Социальная ценность и социальная направленность развития энергетики, локализация эффектов – в интересах широких групп населения самых разных регионов. Это может быть обеспечено только на основе современных научно-технических и организационных решений, а также последовательного и поступательного формирования многообразия подходов к решению возникающих проблем и способов реализации потенциала самых разных участников.

The background image shows an industrial scene at night. On the left, a large oil pumpjack is silhouetted against a dark blue sky. To its right, a complex of industrial structures, including tall distillation columns and a network of pipes, is brightly lit with warm yellow and orange lights. The overall atmosphere is industrial and modern.

ГЛАВА 1

СОВРЕМЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР: МНОГООБРАЗИЕ – ОСНОВА РАЗВИТИЯ

ГЛАВА 1

СОВРЕМЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР: МНОГООБРАЗИЕ – ОСНОВА РАЗВИТИЯ

Тенденции развития мирового нефтегазового сектора определяются множеством факторов. Ключевыми становятся факторы, обеспечивающие повышение гибкости функционирования сектора на всех стадиях – от изучения проявлений углеводородов в недрах до добычи и последующего использования полученных продуктов. Это означает возрастание умения давать ответы на новые вызовы времени – реагировать не только на усложнение условий добычи углеводородов (состав которых вызывает появление новых технологий), но также на условия реализации добытых продуктов (доминирование спотового рынка – сделок на основе краткосрочных контрактов) и на ограничение доступа к участкам недр (особенно это касается транснациональных компаний и компаний из развитых индустриальных стран). В результате, например, проблема обеспеченности ресурсами углеводородов становится менее острой: компании в развитых индустриальных странах во все большей степени осваивают неконвенциональные (нетрадиционные) источники углеводородов. В то же время проблема обеспеченности запасами углеводородов (как экономическими активами, использование которых может давать экономическую отдачу) вовсе не снимается с повестки дня.

Именно в русле данной тенденции идут преобразования, направленные на повышение гибкости организационной структуры нефтегазового сектора и подходов к реализации нефтегазовых проектов во многих странах мира: Мексике, Норвегии, Канаде, Великобритании, Австралии, Аргентине, Бразилии и целом ряде других.

В современном мире очень тесно взаимодействуют многие факторы и обстоятельства: рыночная среда (конкуренция и связанное с ней ценообразование на продукты производства и услуги), государство (и как прямой участник, и как активный регулятор), финансовые рынки (фондовый рынок и доступ к рынкам капитала являются одним из мощнейших факторов, обеспечивающих «признание» новых неконвенциональных источников углеводородов и получение ими «права гражданства»), институты современного общества (такие как некоммерческие партнерства и профессиональные организации и союзы) и др. Взаимодействие и взаимообусловленность многих из названных составляющих обеспечивают динамику и

гибкость современного нефтегазового сектора на всех стадиях освоения месторождений углеводородов и их вовлечения в экономический оборот – как в сегменте «поиск – разведка – добыча» (*upstream*), так и в сегменте «транспорт – переработка – хранение – сбыт» (*downstream*).

Главный итог повышения гибкости системы функционирования и развития нефтегазового сектора – ослабление действия фактора истощаемости ресурсов углеводородов. В основе – перевод из ресурсов в запасы многих видов источников углеводородов, которые до недавнего времени представляли только исследовательский, но никак не коммерческий интерес, т.е. не обеспечивали приемлемый уровень экономической отдачи на вложенный капитал.

1.1. НЕУСТОЙЧИВАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ?

В 2014 г. нефтегазовый сектор вступил в период «турбулентности»: в течение года цены на нефть снизились почти в два раза. Это, в свою очередь, привело к изменению очень многих представлений о состоянии и функционировании нефтегазового сектора, казавшихся в последнее время незыблемыми. В числе изменений, произошедших в НГС, которые повлияли на изменение представлений о секторе, пожалуй, наиболее часто упоминаются:

- резкое уменьшение парка функционирующих буровых станков в США;
- «секвестирование» инвестиционных программ ведущими нефтегазовыми компаниями мира;
- нарастание неблагоприятной тенденции в обеспечении запасами нефти и газа ведущих нефтегазовых компаний (прежде всего в странах Западной Европы и США);
- стремление к формированию новой модели взаимосвязей между нефтегазовыми и сервисными компаниями – модели подчинения. В период роста цен и стремительного увеличения спроса на услуги компаний сервисного сектора доминирующую позицию занимали именно эти компании, которые во многом определяли цену работ и услуг на соответствующих рынках.

Указанные изменения вызвали к жизни предположения о «грядущей катастрофе», о необходимости формирования «нового мирового порядка» в регулировании рынков нефти, об уменьшении влияния на НГС спекулятивного (финансового) сектора и т.д. Мы далеки от оценки этих явлений как обусловленных действием

только спекулятивной части финансово-торгового сектора (рынков капитала и рынков производных инструментов по торговле нефтью и углеводородами). Наша позиция в понимании и оценке упомянутых явлений и тенденций заключается в том, что все они отражают изменения в организационной структуре НГС, составе добываемого сырья и особенностях функционирования сектора. Преодоление негативных, как считают авторы гипотез о «разрушительных последствиях», изменений в функционировании современного нефтегазового сектора будет связано скорее не с выработкой кардинальных мер по обузданию возникших процессов и складывающихся тенденций, а с их осознанием и формированием соответствующих направлений действий.

Современные изменения в особенностях функционирования нефтегазового сектора вовсе не означают, что «фундаментальные основы» его функционирования отвергнуты или более не действуют. К фундаментальным основам, на наш взгляд, можно отнести такие обстоятельства, как:

- определение цен соотношением спроса и предложения, прежде всего в среднесрочном (свыше трех лет) и долгосрочном (свыше 10 лет) периодах;
- необходимость компенсации издержек, связанных с освоением месторождений и добычей углеводородов, за счет реализации полученных продуктов;
- ограниченное количество лучших участков недр для освоения и последующей добычи;
- последовательность значительного числа работ и операций, связанных с геологическим изучением территории, поисками, разведкой месторождений и добычей углеводородов (причем число работ и отдельных операций имеет тенденцию к неуклонному росту, при этом многие операции и в особенности работы по исследованию вычлениаются в отдельные виды деятельности и отдельные бизнесы);
- значительная капиталоемкость проектов и работ, связанных с освоением и разработкой месторождений углеводородов.

Внимательный читатель может заметить, что все перечисленные выше фундаментальные основы известны достаточно длительное время и находятся в поле зрения и внимания и специалистов нефтегазового сектора, и аналитиков. Как тогда соотнести новые изменения в динамике развития нефтегазового сектора (отмеченную нами выше его «турбулентность») с тем, что по-прежнему действуют те же фундаментальные основы, что и ранее? Наша позиция заключается в том, что ключевым обстоятельством является не столько изменение основ функционирования

НГС как одного из секторов экономики, сколько изменение форм их реализации.

Под формами реализации фундаментальных основ мы понимаем их осуществление (проявление) на практике. Как эти основы трансформируются при реализации?

Соотношение спроса и предложения. Это соотношение является фундаментальной основой ценообразования. В то же время в различные промежутки времени на цену углеводородов влияет очень большое число финансовых, политических и макроэкономических факторов и условий. Тем не менее, цена во многом определяется не столько средними издержками, сколько издержками маргинального поставщика. Сегодня роль маргинального поставщика все более активно начинают выполнять так называемые неконвенциональные источники углеводородов и источники тяжелой нефти. При этом, несмотря на то, что первоначальные удельные издержки, связанные с вовлечением таких источников в экономический оборот, значительные, с течением времени происходит их устойчивое снижение. Таким образом, в современных условиях расширение состава и увеличение разнообразия источников углеводородов являются одним из направлений формирования более широкого их предложения.

В Канаде и США освоение источников тяжелой нефти и неконвенциональных источников (плотных пород) в последние годы происходило опережающими темпами (рис. 1). Это стало одной из причин формирования значительного дополнительного

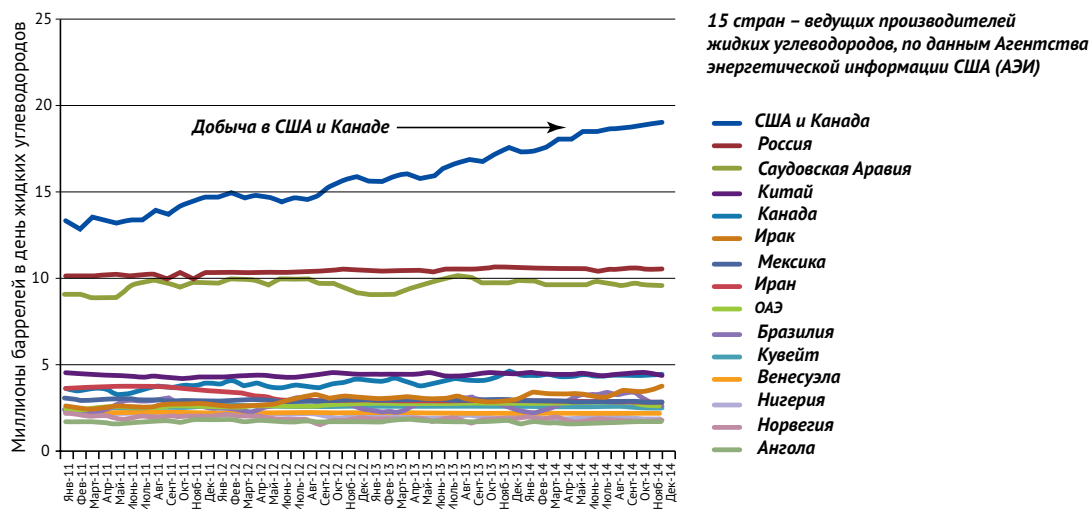


Рис. 1. Динамика добычи углеводородов в странах – лидерах добычи за период 2011–2014 гг.

Источник: Агентство энергетической информации США

предложения нефти на рынке. Иными словами, для удовлетворения современных нужд нефти оказалось слишком много. Нефть из плотных пород Северной Америки – первая в числе «виновников» создания такой ситуации.

В США за период 2005–2013 гг. на разведку и добычу нефти и газа всего было израсходовано 4 трлн долл., из которых 350 млрд – на «неконвенциональные» нефть и газ, 150 млрд – на газоконденсатные жидкости и синтетический сжиженный газ и 3,5 трлн было затрачено в рамках «общепринятой» системы разведки и добычи на традиционных месторождениях. При этом на добычу нефти из традиционных месторождений было израсходовано 2,5 трлн долл. – это 94% всей добычи по состоянию на начало 2014 г. Тем не менее добыча нефти из традиционных месторождений снижается, падение составило 1 млн барр. в сутки. Пик добычи на традиционных месторождениях был достигнут в 2005 г. О росте расходов говорит то, что за период 1998–2005 гг. на эти цели было потрачено 1,5 трлн долл., что обеспечило увеличение добычи до 8,6 млн барр. в сутки (расходы 1998–2005 гг. – это ВВП Германии) [Kopits, 2014].

Что показывают, например, конъюнктурные обзоры начала 2015 г.? Согласно январскому (2015 г.) отчету Международного энергетического агентства, в IV кв. 2014 г. избыток предложения составил 890 тыс. барр. в сутки. Превышение предложения увеличилось на 170 тыс. барр. в сутки по сравнению с предыдущим кварталом. В то же время спрос в I кв. 2015 г. был на 900 тыс. барр. в сутки ниже по сравнению с I кв. предыдущего года (рис. 2).

На снижение цен добывающие компании отреагировали вполне естественным

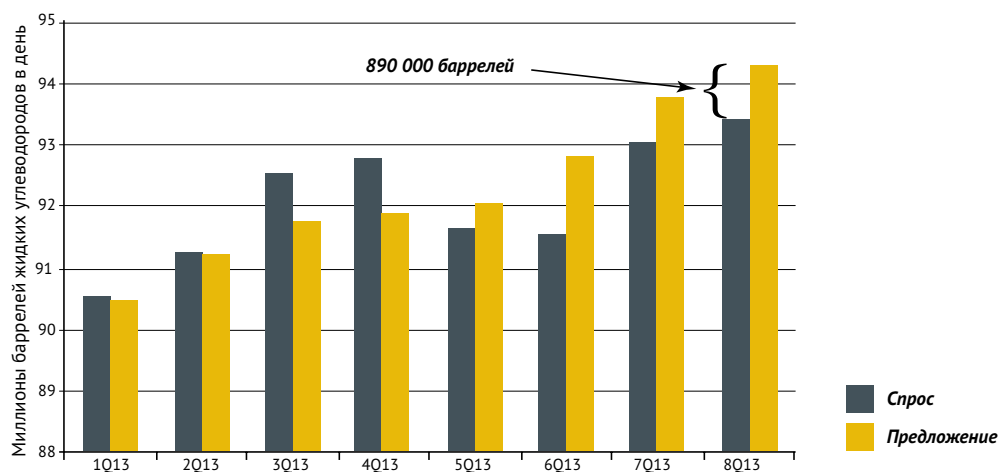


Рис. 2. Спрос на жидкие углеводороды и их предложение в мире

Источник: Агентство энергетической информации США

образом – снижением добычи. Уже в начале 2015 г. добыча нефти в мире сократилась на 350 тыс. барр. в сутки по сравнению с предыдущими оценками. В то же время добыча нефти из плотных пород в США уменьшилась не сразу, а начиная со второй половины 2015 г. Это весьма существенная деталь, свидетельствующая о появлении новых адаптационных возможностей в механизмах предложения нефти. Причина – новые источники углеводородов (нефть плотных пород и из неконвенциональных источников) и их значительно более высокая эластичность по сравнению с традиционными источниками, включая методы их освоения.

Эластичность обеспечивается множеством факторов и условий: новыми технологиями, а также более гибкими и адекватными финансовыми и экономическими условиями. Как итог – неуклонное устойчивое изменение экономических результирующих показателей в сторону их снижения. Так, например, количество работающих буровых станков в США в течение 2012–2014 гг. имело тенденцию к снижению. Только в период с октября 2014 г. по январь 2015 г. этот показатель уменьшился на 30%. Парк буровых установок ранее всегда давал представление о будущей траектории добычи. Но поскольку буровые станки становятся более эффективными и способны бурить многоствольные (*multiple*) скважины, линейной связи между количеством станков и уровнем будущей добычи более не существует.

Кроме того, многие компании теперь могут откладывать во времени заканчивание скважин, а это задерживает реакцию нефтяного рынка в плане поиска баланса между спросом и предложением. Подобная задержка может составлять от трех до

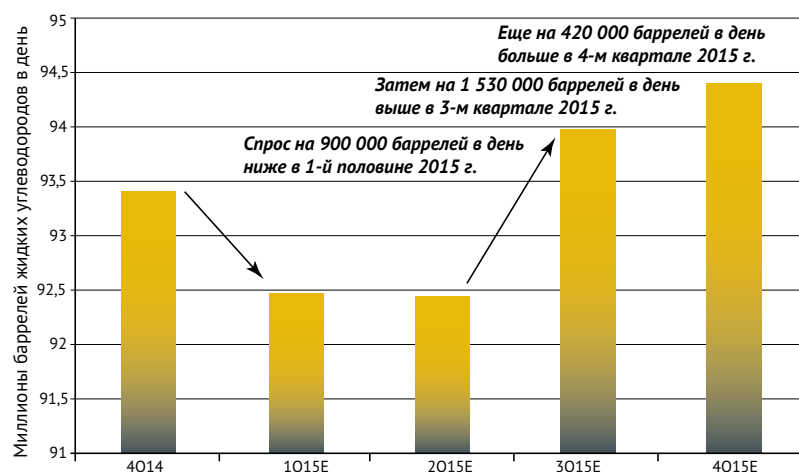


Рис. 3. Мировой спрос на нефть с 4 квартала 2014 г. по 4 квартал 2015 г., по оценкам МЭА

Источник: Агентство энергетической информации США

четырёх месяцев. Это также связано с тем, что скважины, пробуренные при освоении неконвенциональных источников, обеспечивают основную отдачу в первые несколько месяцев эксплуатации. Поэтому для нефтяных компаний имеет смысл подождать лучшей конъюнктуры. К тому же заканчивая скважины с задержкой во времени, компании могут получить и определенный краткосрочный экономический эффект за счет снижения издержек.

Именно это обстоятельство – рост эффективности буровых работ и работ по обеспечению притока углеводородов при освоении неконвенциональных источников повышает устойчивость добычи при снижении цен на нефть (см. прогноз добычи нефти в США из различных источников, представленный на рис. 4).

В силу отмеченного обстоятельства только 1,6% мировой добычи нефти находится в рискованной зоне при цене 40 долл. США за баррель¹. При 40 долл. за баррель добыча нефти в объеме около 1,5 млн барр. в сутки приносит убытки (это главным образом добыча нефтяных песков в Канаде). Данный вывод основан на анализе 2222 нефтяных месторождений, обеспечивающих основную добычу нефти в мире.

Роль новых источников углеводородов настолько велика, что начиная с 2005 г. они в значительной степени определяли рост добычи жидких углеводородов в мире. При этом объяснять большую роль неконвенциональных источников углеводородов, прежде всего неэкономическим ограничением возможностей роста добычи

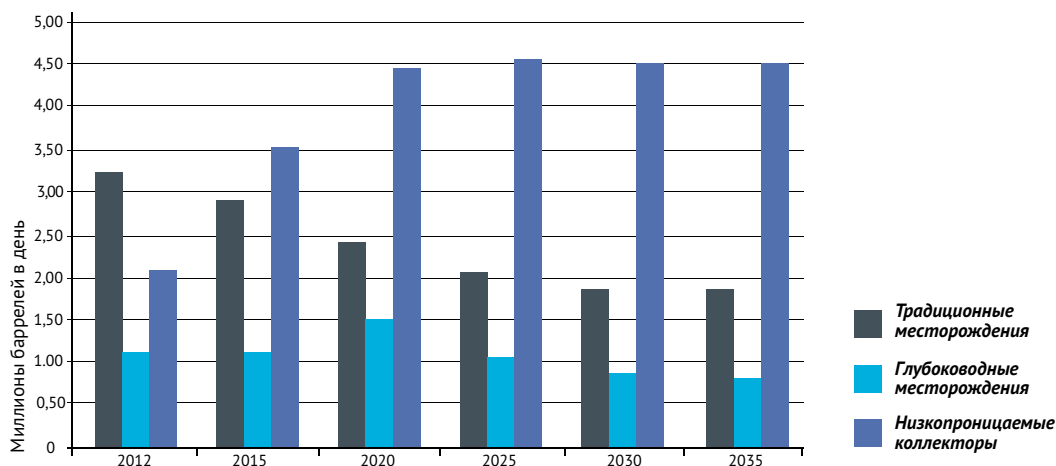


Рис. 4. Прогноз добычи нефти в США из конвенциональных источников, глубоководных месторождений на шельфе и плотных пород

Источник: IHS CERA

¹ См.: Only 1.6 percent of world's oil production at risk at \$40 - WoodMackenzie. Reuters, 9 January, 2015. URL: <http://www.reuters.com/article/us-oil-supplies-idUSKBN0K11XN20150109>

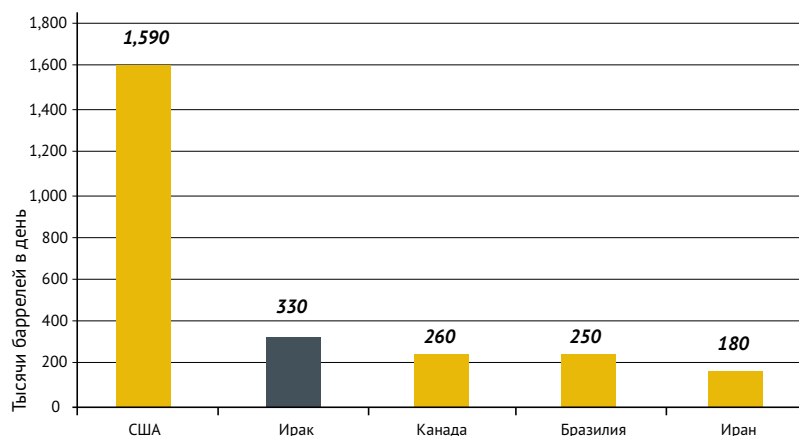


Рис. 5. Основные страны, обеспечившие рост предложения нефти на мировом рынке в 2014 г.

Источник: EIA, Short-Term Energy Outlook. – URL: <http://www.eia.gov>

в странах ОПЕК, нельзя. Ирак, несмотря на перебои в поставках и политическую нестабильность, был в 2014 г. вторым по значимости источником роста предложения после США. Он обеспечил почти 60% роста добычи в странах ОПЕК, что компенсировало с превышением снижение добычи в других странах картеля (рис. 5 и 6).

Несмотря на то, что определяющее влияние на цену нефти оказывает соотношение спроса и предложения, она все же в каждый конкретный момент времени зависит от значительного числа факторов и обстоятельств. Попытки сведения их воедино дают, например, формулы такого типа:

f (цена на нефть) = f (баланс предложения/спроса, направление и уровень глобальной экономической активности, тенденции в развитии потребления, устойчивость финансовых балансов нефтяных компаний, успешность геологоразведки и доходность ресурсных портфелей, готовность к принятию риска, спекулятивные факторы, общие изменения глобальной кредитной системы, общий уровень глобального долга, жесткость мер его регулирования, меры монетарной политики, процентные ставки – учетные, по ценным бумагам, кредитам, домохозяйствам, геополитические тенденции и события, конкуренция со стороны альтернативных источников, согласованные меры по сокращению выбросов, стратегия и тактика ОПЕК...)²

Рост предложения в последние годы обеспечивался за счет новых, с одной сто-

² Likvern R. Growth in Global Total Debt sustained a High Oil Price and delayed the Bakken «Red Queen». – URL: <http://fractionalflow.com/2014/10>.

роны, более дорогих, а с другой – более гибких и более «наукоемких» с точки зрения применения новых технологий источников жидких углеводородов. Среди основных новых источников нефти и конденсата выделяют, как правило, следующие:

- нефтяные пески, прежде всего в Атабаске (провинция Альберта, Канада). Порог безубыточности достигается при цене 70–90 долл. США/барр.;
- месторождения легкой нефти плотных пород «Баккен» в Северной Дакоте и «Игл Форд» в Техасе (США). Порог безубыточности варьирует от 50 до 90 долл. США/барр. (разброс объясняется значительной разницей в производительности скважин);
- традиционные источники, где благоприятные геологические условия залегания дополняются хорошим доступом к инфраструктуре и рынку. Здесь добыча обеспечивается при цене безубыточности на уровне 50 долл. США/барр. и выше.
- месторождения на поздних стадиях освоения, экономическая жизнь которых продлена благодаря более высокой цене нефти.

Из рисунка 6, в частности, следует, что предложение нефти из конвенциональных залежей находится на одном уровне, начиная примерно с 2005 г. Зеленым цветом помечены глубоководные залежи, месторождения в Арктике, а также малые конвенциональные месторождения. Не вызывает сомнения то, что факторы времени и

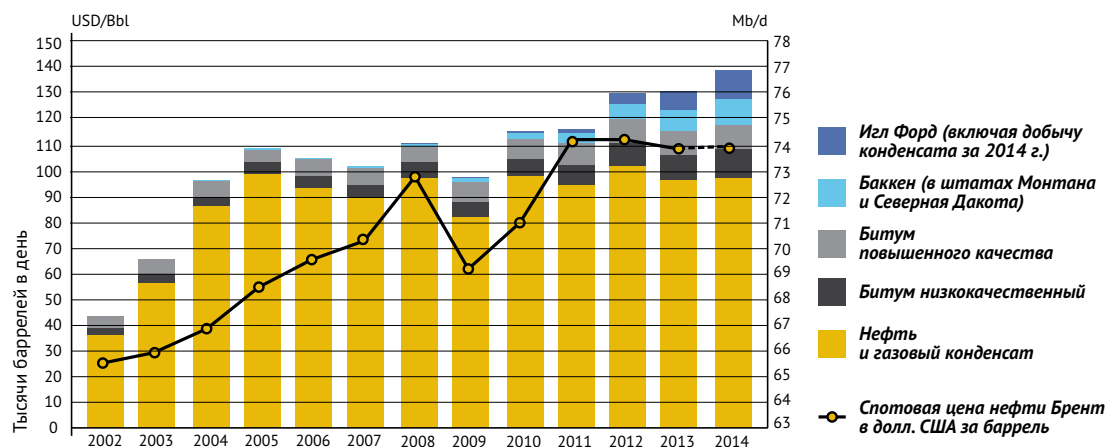


Рис. 6. Предложение нефти и конденсата в мире в 2002–2014 гг. с подразделением на нефть из конвенциональных источников, битум (нефтяные пески) из Канады и светлую нефть плотных пород из месторождений «Баккен» и «Игл Форд»

Источник: Likvern R. Growth in Global Total Debt sustained a High Oil Price and delayed the Bakken «Red Queen». – URL: <http://fractionalflow.com/2014/10>

места в экономике имеют колоссальное значение. На наш взгляд, именно эти два фактора следует рассматривать как определяющие при объяснении растущего значения неконвенциональных источников углеводородов в современной экономике.

На рисунке 7 показан динамический характер процесса освоения и вовлечения в коммерческий оборот запасов нефти. Видно, как при росте цены на нефть постепенно обеспечивается доступ на рынок все более дорогой нефти. Однако эта картина не учитывает влияния условий реализации проектов с точки зрения изменения динамики издержек. Тем не менее, при прочих равных условиях соображение о том, что более высокие цены открывают дорогу для освоения новых и более дорогих источников углеводородов, вполне справедливо. В дальнейшем, однако, и это очень важно, по мере накопления опыта, знаний и формирования условий разработки более сложных объектов от более дорогих проектов переходят к менее дорогим. Все эти факторы и обстоятельства, в свою очередь, также влияют на формирование цены на нефть.

При этом роль традиционных источников углеводородов в мире неуклонно снижается. Мы разделяем точку зрения С. Копица [Korits, 2014] относительно того, что традиционная (действующая ныне) система функционирования нефтяного сек-

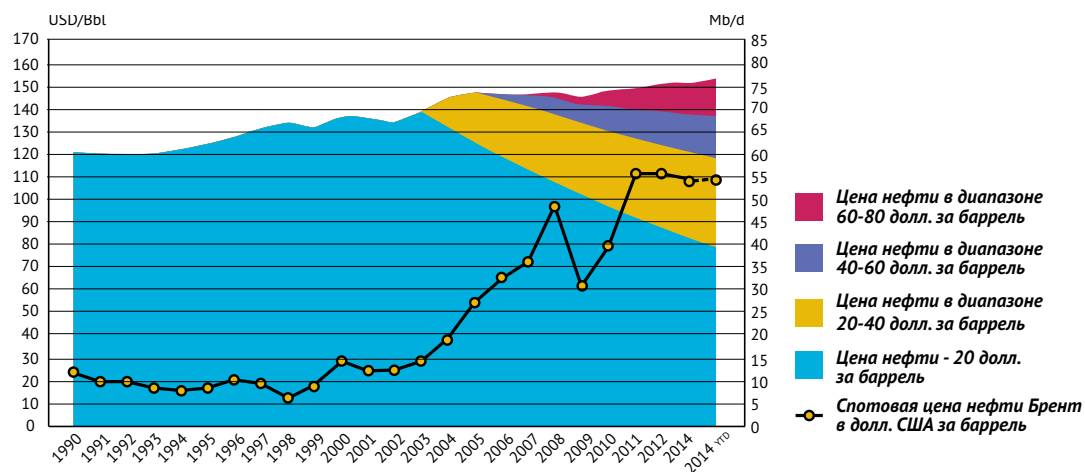


Рис. 7. Издержки полного цикла (капитальные расходы, включая прибыль, и операционные затраты) в мировой нефтяной промышленности и цены на нефть. Издержки полного цикла приведены в расчете на баррель добычи нефти в мире, текущие издержки – в расчете на баррель нефти в конкретный момент времени (при превышении ими полученного валового дохода добыча становится невыгодной)

Источник: Likvern R. Growth in Global Total Debt sustained a High Oil Price and delayed the Bakken «Red Queen». – URL: <http://fractionalflow.com/2014/10>

тора, основанная на освоении залежей традиционного типа, развивается по симметричной траектории: ее влияние уменьшается по достижении определенного пикового уровня добычи.

Следует отметить, что данное соображение в малой степени опровергли события 2014 – начала 2016 гг.: резкое снижение цен на нефть и, казалось бы, ожидаемое массовое банкротство компаний, осваивающих новые источники. Международное Энергетическое Агентство в начале 2016 года отметило, что продолжается снижение парка действующих буровых станков в США – по итогам 2015 года оно составило 817 единиц (по сравнению с более чем 1900 единицами на начало 2014 года). Вместе с тем прогноз уровня добычи нефти в США значительно более оптимистичен – при уровне добычи в 2015 году в 9,4 миллионов баррелей/день, прогноз на 2016 год – 8,7 миллионов баррелей/день и 8,5 миллионов баррелей/день на 2017 год. Причина расхождения темпов изменения, казалось бы, тесно связанных показателей – не только возможный более оптимистический прогноз цен на нефть, но и влияние процесса обучения (снижение издержек и рост производительности на всех этапах освоения нефтегазовых ресурсов). Тем не менее, процесс обучения требует времени и, например, цены на уровне в 30 долл. за баррель находятся на предельно низком уровне с точки зрения компенсации текущих издержек добычи нефти по всем ведущим залежам сланцевой нефти в США ³.

Россия не выпадает из указанных общих тенденций. Выработанность запасов легкой нефти у нас на 2010 г. превысила 50%-й порог начальных запасов нефти, учтенных в Государственном балансе. Кроме того, в текущих запасах нефти 62% было представлено тяжелыми и высоковязкими нефтями, а также запасами трудноизвлекаемой нефти, например, в низкопроницаемых коллекторах и подгазовых залежах. На долю традиционных источников нефти приходилось чуть более одной трети учтенных в Государственном балансе запасов – 38% [Прищепа, Халимов, 2011].

К сожалению, вовлечение в оборот новых источников сдерживается, как мы покажем далее, не только относительно высокой обеспеченностью текущей добычи традиционными источниками, но также и преимущественной ориентацией на предоставление добывающим компаниям льгот и преференций. Тем самым достигается очень краткосрочный эффект: добыча поддерживается, но эффективность реализуемых решений не увеличивается.

³ См.: Основные результаты работы Минэнерго Российской Федерации в 2013 г. – URL: <http://neftegaz.ru/analysis/view/8193>.

Компенсация издержек. Современный уровень добычи нефти обеспечен главным образом за счет массированного увеличения инвестиций в разведку и добычу, что позволило сместить пиковые значения добычи влево по отношению к естественно обусловленному (рис. 8). Ключевой вопрос: сможет ли добыча нефти преодолеть эту тенденцию быстро? Медленно? Или вообще не сможет?

В условиях нестабильных и низких цен на нефть эффективность инвестиций становится важнейшей темой для всех компаний. Это, в частности, означает, что необходимо решить две проблемы: обеспечить превышение притока наличности над ростом производственных издержек и реализовать нестандартные подходы при ответе на новые вызовы и решении возникающих задач. В целом наблюдается значительное снижение уровней тех прогнозных оценок в отношении периода до 2030 г., которые были сделаны в предыдущие годы. Все ведущие нефтегазовые компании мира попадают в ситуацию, когда приходится искать эффективные ответы на очень непростые вызовы.

С другой стороны, цены на углеводороды определяют спрос на них в конкретных секторах и конкретных регионах. Разнообразие источников добычи углеводородов (таких как залежи тяжелых нефтей или неконвенциональные источники) ведет к тому, что места добычи приближаются к местам последующего потребления или использования добытых ресурсов. Повышенные относительно средних по сектору издержки добычи единицы углеводородов компенсируются низкими издержками,

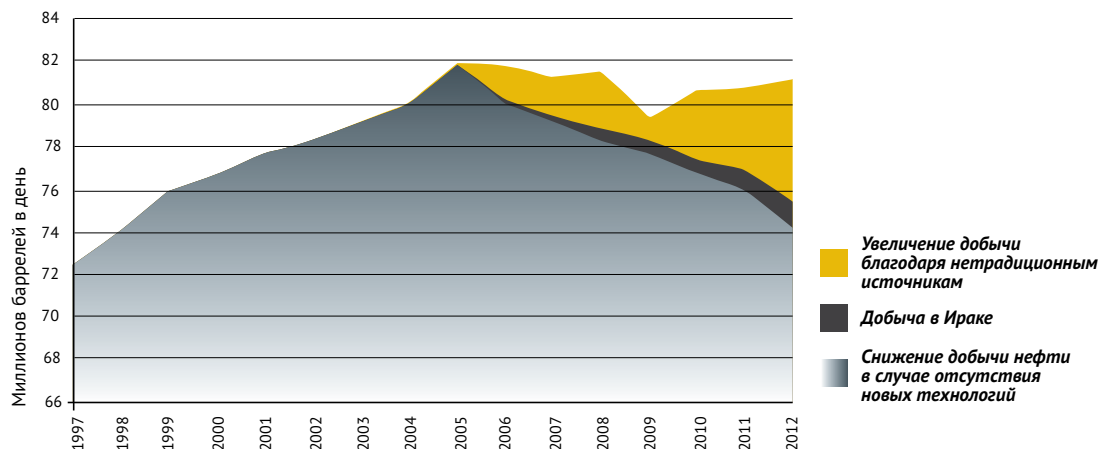


Рис. 8. Влияние на «естественную» динамику добычи нефти массированного притока инвестиций в 2005–2012 гг.

Источник: BP Statistical Review 2013, EIA STEOs 2008, 2013. – URL:// http://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_at/pdfs/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf

связанными с транспортировкой и последующим распределением добытого сырья.

Например, в США рост предложения природного газа начиная с 2009 г. заложил основу для устойчивого роста его производства в долгосрочной перспективе. Увеличение объемов буровых работ способствовало повышению профессионализма в этой сфере, что позволило в дальнейшем резко повысить эффективность данной деятельности и снизить удельные издержки. Рост добычи привел повсеместно к расширению строительства трубопроводов и распределительных систем. В результате благодаря ликвидации узких мест в системе поставок от производителя к потребителю уменьшилась дифференциация цен на природный газ. Развитие инфраструктуры помогло производителям быстрее реагировать на изменение спроса, например, в связи с изменением погодных условий, а также развивать новые направления использования газа в экономике США (прежде всего его использование на нужды химии). Нельзя не отметить и то, что благодаря большому объему выполненных геологических и инженерных работ расширились знания о геологии многих районов США. В результате всех этих изменений произошло снижение удельных издержек на всех этапах технологической цепочки. Таким образом, рост цен запустил процесс роста экономической активности, которая, в свою очередь, создала предпосылки для снижения издержек и в дальнейшем для снижения цен.

Изменение представлений об уровне приемлемых издержек. Близость к потребителям не только позволяет экономить на затратах, связанных с транспортировкой, но также формирует и иные направления использования углеводородов. Так, в США нефть уже почти не используется в качестве котельно-печного топлива и топлива в коммунально-бытовом секторе, в меньшей степени она используется для получения моторного топлива и т.д. В непосредственной близости от районов добычи углеводородов из неконвенциональных источников создаются центры по выпуску нефтегазохимической продукции и удобрений.

Имеющиеся сегодня аналитические прогнозы и оценки сходятся в том, что постепенно сокращается расход нефти на изготовление моторных топлив, а также на отопление жилых помещений и тем более на производство электроэнергии. Нефте- и газохимия получают прямые выгоды от бума в добыче природного газа и газовых жидкостей. Использование газа в качестве сырья для производства базовых химикатов ведет к сокращению использования для американских производителей таких источников сырья, как нефть, получаемая при переработке сырой нефти, поставляемой из-за рубежа.

Существующая в США ценовая разница между газом, с одной стороны, и нефтью и ее производными – с другой, относительный избыток газа в Северной Америке на фоне напряженности мирового нефтяного рынка – все это вместе взятое привело к расширению и повышению степени использования мощностей в газохимии. От снижения цен на газ выиграла не только газохимия, но и металлургия. Сельское хозяйство также оказалось в числе бенефициаров, прежде всего из-за широкого использования удобрений. Издержки на природный газ составляют основу затрат при производстве аммиачной селитры. Примерно 85% затрат в производстве селитры приходится на покупку природного газа. При той значительной выгоде, которую обеспечивает этан по сравнению с нефтью, нефтегазохимическая отрасль США переживает целую полосу возрождений.

С расширением горизонтального бурения нефтегазохимическая промышленность устойчиво инвестирует средства в повышение своей гибкости по сырью – с точки зрения возможности большего использования сжиженного природного газа (СПГ). Происходит постепенный отказ от использования в сырьевой смеси этана. Сегодня примерно 85% производства этилена в США основано на использовании СПГ, тогда как в 2004 г. этот показатель составлял около 75%.

Ограниченное количество лучших участков недр. Влияние «монополии на природные ресурсы» никто не отменял. Лучших – абсолютно и относительно – участков недр в любой промежуток времени всегда ограниченное число. Однако это число и само понятие «лучший участок» стремительно меняются – не на протяжении десятилетий, как ранее, а в течение нескольких лет. Открытие крупных традиционных месторождений в современных условиях – большая редкость.

Основная причина изменения представлений о лучших участках – интеллектуализация процесса получения геологических знаний о территориях поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов. Многие годы бурения вертикальных скважин дали колоссальный объем сведений о геологических характеристиках самых различных территорий. Это снижает риски ошибок при определении территорий со значительным нефтегазовым потенциалом, а также позволяет оценивать композиции углеводородов в залежах или нефтематеринских породах.

Горизонтальное бурение и процесс разрыва пласта позволяют получать результаты даже тогда, когда добыча смещается в сторону от лучших участков самых различных плеев (сланцевых залежей) и формаций. Горизонтальное бурение обеспе-

чивает лучший доступ к местам концентрации углеводородов в залежах, которые, как правило, имеют вытянутую по горизонтали структуру вследствие особенностей процесса образования осадочных пород [Energy 2020..., 2012].

Широкое применение уплотняющего бурения, современные методы поддержания пластового давления, новые методы повышения нефтеотдачи – все это дает возможность продлить период активной разработки уже эксплуатируемых месторождений. Колоссальную роль в повышении эффективности работ играет развитие рынка подрядчиков и поставщиков.

Ведущие компании мира имеют очень небольшой список открытых месторождений нефти и газа за 2014 г. При этом сокращение инвестиций на соответствующие цели (как реакция на снижение цен) может еще больше подорвать надежды на изменение тренда. Четыре крупнейшие по рыночной капитализации нефтяные компании – Royal Dutch Shell, Chevron, BP и ConocoPhillips сообщили о том, что все вместе они заместили только две трети добытых в 2014 г. углеводородов. Данные компании с учетом также Exxon Mobil снизили в 2014 г. добычу на 3,25%. Все прогнозы основывались на том, что в предстоящие годы добыча у этих компаний будет увеличиваться и также будет увеличиваться их ресурсная база. Но итоги 2014 г. являются отражением долгосрочных трендов. На протяжении всего последнего десятилетия крупнейшие западные нефтяные компании демонстрируют стагнацию роста ресурсной базы, при этом падение добычи составило по данной группе компаний 15%, а прибыль уменьшилась почти на одну пятую. И это при удвоении цен на нефть в течение указанного периода.

Последовательность в освоении и разработке участков недр. Особенность современной ситуации в мировом сырьевом секторе состоит в том, что одновременно меняются и научные знания (включая знания в области наук о Земле), и знания конкретно-практические (как и какими техническими средствами осуществлять добычу). При этом вполне очевидно следующее. *Теоретические (глобальные) знания* имеют всеобщий характер и являются доступными для всех и повсеместно. *Практические (локальные) знания* и навыки могут уже резко различаться от страны к стране (или от компании к компании). Тем не менее, со временем часть из этих новых практических знаний и навыков становится всеобщей. *Индивидуальные знания* характеризуются резким возрастанием роли человека – не только как осителя конкретных знаний, умений и навыков, но и как генератора новых знаний и умений в ситуации, когда горно-геологические условия сильно меняются

(прежде всего, с точки зрения роста разнообразия и изменения соотношения традиционных и новых источников углеводородов).

Следует отметить, что глобальные знания имеют более формализованный, более кодифицированный характер. По этому признаку их легко определить, вычленишь и получить к ним доступ. Как правило, можно обнаружить достаточное количество известных источников (статей и книг), в которых представлены (изложены) глобальные знания. В отличие от глобальных локальные знания чаще всего существуют в неявном виде, в неформальных сетях коммуникации агентов экономики. Процесс их выделения и описания весьма фрагментарен. Их представление, которое если и можно встретить в разрозненных источниках, может быть зачастую противоречивым и неустойчивым (что в полной мере относится к знаниям о так называемых «нетрадиционных», «неконвенциональных» углеводородах – «сланцевом газе», «сланцевой нефти» и др.) Привычная, понятная и до сих пор часто применяемая «индустриальная» парадигма распространения знаний предполагала линейную однонаправленную модель инновационного процесса с постадийным переходом от фундаментальных исследований к прикладным, а далее к внедрению получаемых результатов в практику в виде новых изделий, технологических процессов и т.д. Это, безусловно, было необходимо для формирования знаний на определенном этапе, но данный этап уже прошел. Формирование новых знаний происходит все более динамично.

Сегодня знания и новации в ресурсном секторе (которые задают его современную динамику), как правило, имеют уже другие механизмы происхождения, распространения и коммерциализации, существенно отличающиеся от тех, что действовали в рамках индустриальной системы. На смену простым линейным связям пришло интерактивное взаимодействие по многим направлениям деятельности. Это влияние той благоприятной среды, в которой находится основной «агент» изменений – индивид с его уникальным опытом и знаниями. Развитие такого интерактивного взаимодействия невозможно вне определенной среды, без которой процессы формирования, накопления и применения новых знаний просто не могут идти.

Влияние среды сказывается и в том, что традиционная линейная модель вовлечения в освоение всех без исключения природных ресурсов сменилась более сложной сетевой структурой. Ее отличительная особенность – постоянные возвраты в рамках линейной модели на предыдущие этапы или, наоборот, забегание вперед минуя некоторые последующие этапы.

Характер взаимодействия различных компаний и участников процесса освоения и разработки участков недр значительно изменился. Во-первых, стремительно увеличилось число участников этого процесса, во-вторых, они взаимодействуют не в рамках последовательной схемы связей друг с другом, а в рамках сетевых взаимодействий. Результат – сокращение времени проведения многих видов работ и рост их эффективности. Таким образом, фактор многообразия структуры нефтегазового сектора и подходов к реализации проектов в динамике существенно изменяет структуру НГС.

Значительная капиталоемкость проектов. Влияние этого обстоятельства также сильно меняется. Во многих случаях речь идет не о проектах освоения гигантских залежей и удаленных месторождений (таковых в мире почти не осталось), а о проектах на уровне отдельных скважин или их групп. При этом каждая из таких скважин обходится значительно дороже традиционных скважин, и в то же время для реализации проекта его инициатору нужна гораздо меньшая сумма инвестиций, чем ранее.

Добыча сланцевых углеводородов связана с колоссальными затратами. В основном высоких затрат требует бурение скважин на «неконвенциональные» углеводороды. Конвенциональная скважина гораздо дешевле, она стоит от 500 тыс. до 1 млн долл. США, в то время как неконвенциональная – от 3 до 10 млн долл., но при этом и выигрыш много выше. Так, например, помимо занятости только в 2012 г. проекты освоения «неконвенциональных» нефти и газа в США обеспечили 62 млрд долл. налоговых поступлений. Выше в этом виде деятельности и заработная плата. Почасовая оплата в целом в экономике США составляет 23,07 долл., здесь же – 35,15 долл. Добавка к ВВП в 2012 г. составила около 237 млрд долл.

Подводя промежуточный итог сказанному выше, можно отметить, что современный нефтегазовый сектор характеризуют прежде всего иная динамика взаимодействия растущего числа участников, а также значительное повышение роли знаний, навыков и в целом передовых технологических и организационных решений. Многие из отмеченных выше причин и факторов имеют свою собственную динамику возникновения и развития. Поэтому циклический характер действия этих факторов на предложение углеводородов остается полностью в силе. В случае совпадения элементов циклического характера со структурными, как это произошло в 2014–2015 гг., наблюдаются резкие изменения в динамике цен и поведении рынка.

Постепенный отказ от раздельной добычи нефти и газа. Раздельная добыча этих ресурсов – сегодня скорее исключение. Целью большинства нефтегазовых компаний в мире является не столько сама добыча нефти или природного газа (включая попутные компоненты), сколько получение прибыли (отдачи), т.е. превышение полученного дохода над понесенными расходами. Поэтому почти все компании весьма гибко переключаются с освоения одних источников углеводородов на другие и сочетают освоение различных источников – как жидких и газообразных углеводородов, так и твердых (к числу их, несомненно, относятся нефтяные пески и сверхтяжелые битумы). И неслучайно, что вслед за ростом добычи сланцевого газа последовала добыча сланцевой нефти и других видов «неконвенциональных» углеводородов.

Гибкости компаний во многом способствует наличие наукоемкого сервисного сектора, о котором говорилось выше, а также инфраструктуры, необходимой для реализации соответствующих проектов.

Все вместе взятые факторы и обстоятельства задают направления и тенденции развития современного нефтегазового сектора. Это развитие опирается на знания, определяется условиями приложения навыков, умений и капитала в сочетании с фундаментальными основами функционирования современной экономики.

1.2. ФЕНОМЕН МНОГООБРАЗИЯ: ДЛИННЫЙ ПУТЬ ОТ ТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ НЕФТИ И МЕТАНОВОГО ГАЗА

За последние четыре-пять лет значительно изменились представления о ресурсах углеводородов, которыми располагают как отдельные страны, так и мир в целом. Изменение этих представлений связано не только с получением новых знаний, так как о многих неконвенциональных источниках углеводородов и наука и практика знают в течение уже весьма продолжительного периода. Немаловажную роль сыграло и то, что пришло время освоения и неконвенциональных источников, и других – традиционных, но более сложных в освоении и последующей разработке.

Общая динамика освоения источников углеводородов: от традиционных объектов – к неконвенциональным, от крупных залежей – к участкам недр (формациям и плеям). В «каноническом» случае процесс освоения минерально-

сырьевых ресурсов в границах определенной территории (нефтегазоносной провинции, страны и мира в целом), как правило, имеет четыре стадии. Особенности основных «канонических» стадий процесса освоения природных ресурсов (в случае освоения и использования истощаемых ресурсов определенного типа) можно представить следующим образом.

Первая стадия – поисково-разведочная. Обычно она длится несколько лет. До того как сделаны первые коммерческие открытия, очень высок риск, но также высока потенциальная отдача. Для этого периода характерна множественность организационных форм. Среди компаний, желающих принять на себя риск в процессе разведки, присутствуют все типы: и крупные транснациональные, и независимые вновь пришедшие компании, и государственные компании, которые приходят в поисках гарантированных источников поставок углеводородов.

Критической временной точкой является момент первого крупного коммерческого открытия. При этом, как правило, открывается не просто крупное, чаще уникальное месторождение, но прежде всего месторождение традиционного типа (т.е. в случае нефти и газа – приуроченное к породам с хорошими коллекторскими свойствами, с хорошими качественными характеристиками углеводородов, например, по вязкости, плотности или по содержанию серы).

Вторая стадия – стадия растущей добычи. После первого крупного коммерческого открытия и до наступления зрелости ресурсной территории компании стабильно делают открытия месторождений традиционного типа – чаще и более крупного размера (по мере накопления геологических знаний, развития технологий поиска и разведки). Маргинальные удельные издержки снижаются. Начинается развитие необходимой инфраструктуры. Эффект экономии от масштаба усиливается как при развитии инфраструктуры, так и при освоении месторождений. Это создает преимущества крупным вертикально интегрированным компаниям (транснациональным и государственным), они усиливают свои позиции. Независимые вновь пришедшие компании постепенно вытесняются. На этой стадии крупные компании не придают значения малым объектам (тем более нетрадиционным), поскольку ожидают более крупных открытий и рассчитывают на низкие удельные издержки. Критический момент наступает тогда, когда размер открываемых месторождений достигает пика.

Третья стадия – стадия зрелости. Темп открытий стабилизируется, но вместе с тем размеры открываемых месторождений постепенно уменьшаются. Маргиналь-

ные удельные издержки стабилизируются ввиду того, что вся основная инфраструктура практически создана. При этом основная инфраструктура в значительной степени профинансирована за счет крупных месторождений. На этой стадии экономия от масштаба все еще весьма значительна в связи с преобладанием добычи на крупных месторождениях. Более мелкие месторождения вводятся в разработку в той степени, в какой они удачно размещены с точки зрения близости к уже созданной инфраструктуре.

На нефтяных сырьевых территориях, находящихся на зрелой стадии, крупные вертикально интегрированные компании занимают доминирующие позиции. Независимые (как правило, малые и средние) компании имеют достаточно слабые позиции. Критический момент наступает тогда, когда добыча ресурсов в первый раз достигает своего пика. Это обычно означает, что добыча начинает смещаться от ускоренной разработки крупных месторождений к разработке маргинальных (в целом к более маргинальным ресурсам). С ростом зрелости становится очевидной неприемлемость ранее сформированной институциональной среды. В частности, высокие издержки из-за ограниченной конкуренции становятся острой проблемой на стадиях, когда месторождения и объекты уменьшаются в размерах.

На *четвертой стадии* открытия становятся все меньше и меньше в размерах, и при этом открываются месторождения и обнаруживаются объекты с осложненными условиями освоения и добычи (в случае газа, например, это аномально высокие давления). Также имеются месторождения, открытые на более ранних стадиях. Существующая инфраструктура позволяет на экономически приемлемом уровне разрабатывать эти маргинальные месторождения. Накопленный опыт и знания дают возможность применять различные технические и организационные инновации, которые способствуют улучшению экономических показателей. Созданная инфраструктура, накопленные знания и приобретенный опыт, а также проводимые инновации позволяют стабилизировать маргинальные издержки или же сдерживать их рост. В конечном счете все это вместе взятое дает возможность продлить четвертую стадию на десятилетия. Экономия от масштаба становится постепенно менее значимой, чем такие факторы, как меньшие издержки специализированных компаний, а также гибкость и инновационно ориентированная деятельность малых компаний [Крюков и др., 2002].

Такова «каноническая» последовательность стадий освоения истощаемых минерально-сырьевых ресурсов, которые характеризуют динамику направления

развития и экономики, и социальной сферы, и самой сырьевой территории. Эта последовательность справедлива и весьма точно отражает динамику развития минерально-сырьевого сектора и те вызовы, на которые должна отвечать в своем развитии также совокупность условий (или институциональная система [Шафраник, Крюков, 1997]), обеспечивающая перевод потенциальной ценности природно-ресурсного потенциала в реальные экономические и общественные активы – запасы и выгоды.

Однако представленная последовательность неполна и не отражает ту ситуацию, при которой в процессе освоения природных ресурсов, накопления знаний о природных объектах достигается критический уровень состояния минерально-сырьевого сектора и новой институциональной среды. В этом случае, по нашему мнению, формируются условия и предпосылки для перехода минерально-сырьевого сектора на новую траекторию функционирования и развития.

По мере освоения минерально-сырьевых ресурсов неуклонно уменьшается размер открываемых объектов и становится более разнообразным состав вовлекаемых в коммерческое использование полезных ископаемых. В каком направлении следует развивать нефтегазовый сектор – вполне очевидно и понятно: в направлении увеличения сложности и многообразия. Это неизбежно и требует, в свою очередь, расширения поля действия инновационных процессов, изменения состава и числа участников процесса освоения, адаптации условий приложения знаний и капитала к новым естественным реалиям.

«Неконвенциональные» и тяжелые углеводороды: время пришло. Мировой нефтегазовый сектор в последние 10–15 лет переживает бум освоения новых источников и добычи тяжелых для освоения углеводородов – как «традиционных», так и «неконвенциональных». Среди основных причин этого бума, как правило, указываются следующие:

- рост цен на углеводороды (в начале 1990-х годов цена на нефть сорта «Brent» составляла 16 долл. США / барр., в 2012 г. – 116 долл. США / барр.), что автоматически содействовало переводу определенной части традиционных нефтегазовых ресурсов в запасы (т.е. активы, которые обеспечивают экономическую отдачу);
- стремительное развитие техники и современных технологий извлечения ранее недоступных ресурсов углеводородов (добыча битуминозных песков, сланцевого газа и сланцевой нефти – яркое тому подтверждение);

- причины и факторы институционального свойства, включая благоприятный инвестиционный климат, высокую степень конкуренции во всех сегментах нефтегазового сектора, адекватное меняющимся условиям освоения месторождений углеводородов взаимодействие государства и нефтегазового сектора, а также в целом создание государством гибкой и многофакторной системы стимулирования.

Значительное влияние цен, новой техники и новых технологий, более гибкого государственного регулирования работы нефтегазового сектора в ведущих индустриальных странах мира на расширение границ представлений о ресурсной базе признается почти всеми специалистами-практиками и исследователями.

Растущее многообразие новых источников ресурсов углеводородного сырья становится экономически значимым не только по причине наличия современных передовых технологий поисков, добычи и переработки, но также по причине большого разнообразия навыков и умений у самых различных (как правило, малых и средних инновационно ориентированных) компаний. Благоприятная институциональная среда (гибкость норм, правил и процедур, возможность доступа к участкам недр и их освоения) в сочетании с многообразием компаний, имеющих специфические навыки и умения, является, по нашему мнению, чрезвычайно важным условием для перевода различных новых видов ресурсов углеводородов в реальные экономические активы – запасы.

Именно из-за недооценки роли разнообразия – технологического и институционального – в 1960-е годы участники Римского клуба и авторы известного доклада «Пределы роста» пришли к выводу, что «ресурс неизбежно уменьшается, в то время как запасы некоторое время могут увеличиваться, если геологическая разведка находит новые месторождения, если растут цены на полезные ископаемые, если улучшаются технологии» [Медоуз и др., 2012, с. 127]. И даже утверждали, что «сложилась порочная практика делать заявления насчет ресурсов, основываясь при этом на данных о запасах» [Там же, с. 127].

Это соображение не учитывает многообразную природу источников энергетических и минерально-сырьевых ресурсов, а опирается на представление о том, что экономика и технология делают доступными только ранее известные их виды (т.е. обеспечивают только перевод традиционных минерально-сырьевых ресурсов в экономические активы). В то же время не только технические новшества, но и динамичные институциональные инновации (разнообразие компаний и форм их взаимодействия, включая новые рамки реализации проектов, новые формы альян-

сов и т.д.) привели к тому, что ресурсная база нефтегазового сектора за последние несколько лет подверглась существенным переоценкам, показавшим, что она значительно больше, чем считалось ранее.

Нефтегазовый сектор мира (особенно НГС Америки – как Северной, так и Южной, а также, частично, и Северной Европы) демонстрирует взрывной рост ресурсной базы за счет появления новых источников углеводородного сырья. К ранее известной «традиционной» тяжелой нефти (heavy oil) добавились «нетрадиционные», «неконвенциональные» (nonconventional) нефть и газ плотных пород (tight oil and gas), сланцевые нефть и газ (shale oil and gas), углеводороды подсолевых отложений (pre-salt) и т.д. [Resources..., 2013].

К «неконвенциональной» нефти (nonconventional oil) относятся следующие виды (категории) углеводородов:

- сланцевая нефть, получаемая путем нагрева из осадочных пород, содержащих керогены;
- плотная и исключительно вязкая нефть из нефтяных песков, в технологическом отношении определяемая как битум;
- легкая плотная нефть, закупоренная в низкопроницаемых, малопористых осадочных и песчаных формациях;
- нефть, получаемая в процессе сжижения угля или газа;
- различные производные процесса превращения биомассы в жидкое топливо.

Разнообразие среды, в которой функционируют и реализуют проекты по освоению нефтегазовых ресурсов различные компании нефтегазового сектора, обуславливает изменения в представлениях об осваиваемых и подлежащих освоению источниках полезных ископаемых. В течение последних 10 лет на ведущие позиции в мире по обеспеченности ресурсами/запасами углеводородов вышли Канада, США и Венесуэла. В то же время не столь значительно изменилось представление о ресурсной базе других стран, прежде всего стран Ближнего Востока (однако по причинам, мало связанным с технологическими и организационно-экономическими инновациями ⁴).

Естественным будет предположить, что факторами, столь кардинально повлиявшими на ситуацию, явились динамика затрат на проведение геологоразведочных

⁴ См.: Казьмин Д. Льгот будет больше. Ко второму чтению в пакете налоговых поправок станет еще больше льгот для нефтяников. 16.06.2008. – URL: <http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2008/06/16/lgot-budet-bolshe>.

работ, а также использование достижений научно-технического прогресса при изучении, поиске, оценке и последующей разведке ресурсов/запасов углеводородного сырья. Однако, на наш взгляд, такое объяснение нельзя считать исчерпывающим, и, опираясь только на него, трудно выявить основные причины столь значительных перемен. Успех был достигнут не только благодаря научно-техническому прогрессу, но и, в первую очередь, в результате действия инновационно ориентированной среды в нефтегазовом секторе, прежде всего в НГС США и Канады. Инновационно ориентированная среда и экономические условия позволяют не только создавать новые технологии, но также находить эффективные решения в освоении залежей новых по типу и составу углеводородов. Освоение новых типов залежей помимо инвестиций требует также целенаправленных скоординированных усилий большого числа участников.

Таблица 1 дает представление о пути создания технологий освоения колоссальных ресурсов нефтяных песков и реформирования основы для перевода их в реальные экономические активы, пройденном канадской провинцией Альберта.

Таблица 1
Временная динамика создания и распространения технологий освоения нефтяных песков в провинции Альберта (Канада)

1906	А. фон Хаммерштейн пробурил первые две дюжины скважин к северу от Форт-МакМюррея. Нашел соль вместо нефти
1915	Инженер из Федерального горного департамента (Federal Department of Mines) впервые предложил использовать битум для дорожных покрытий и обосновал промышленную целесообразность этой технологии
1925	К. Кларк из Научного совета провинции Альберта (Alberta Research Council) успешно продемонстрировал первый метод сепарации с использованием горячей воды и каустической соды
1927	Р.К. Фитциммонс на заводе, расположенном к северу от Форт-МакМюррея, основываясь на процессе Кларка, получил битум, пригодный для кровель и дорожных покрытий. К 1949 г. завод, находившийся в собственности правительства провинции Альберта, перерабатывал 450 т нефтяных песков в день
1936	Abasand Oils Ltd. получила газ, мазут и асфальт из нефтяных песков, используя метод сепарации в горячей воде с применением растворителей

1940-е	Shell обратила внимание на нефтяные пески
1947	Leduc – лидирующая компания в традиционном нефтяном бизнесе страны потеряла интерес к освоению нефтяных песков
1949	Sun Oil Company Inc. определила место для будущего строительства завода по переработке нефтяных песков
1952	Создана специализированная компания – Great Canadian Oil Sands Ltd. (GCOS)
1963	Sun Oil инвестировала примерно 250 млн канад.долл. в компанию GCOS. На тот момент это были крупнейшие частные инвестиции в Канаде
1964	Начато строительство завода GCOS мощностью 45 тыс. барр. в сутки. Создана компания Syncrude
1967	GCOS достигла уровня выручки в 240 млн канад. долл. Угольные шахты в Европе приступили к использованию вагонеток и ленточных транспортеров для отгрузки породы
1978	Вступил в строй завод компании Syncrude's «Mildred Lake». Тепловое воздействие было впервые опробовано Правительственной организацией по созданию и исследованию технологий добычи нефтяных песков (Government-led Alberta Oil Sands Technology and Research Authority)
1985	Imperial Oil Ltd. начала коммерческую добычу на месторождении «Колд Лэйк», используя циклическое тепловое воздействие (cyclic steam stimulation)
1992	Suncor Energy Inc. начала выводить из эксплуатации вагонетки и ленточные конвейеры и заменять их гигантскими самосвалами и еще большими проходческими комплексами
2001	Encana Corp. (сейчас Cenovus Energy Inc.) начала добычу на месторождении «Фостер Грик» с использованием технологии теплового воздействия SAGD*
2002	Впервые добыча битумов в объеме 271 млн барр. превысила добычу «традиционной» нефти в провинции Альберта
2003	Компании Opti Canada и Nexen Inc. приступили к добыче в районе оз. Лонг
2012	Компании испытали методы добычи с применением растворителей. Создан Инновационный альянс Канады по освоению нефтяных песков (Canada's Oil Sands Innovation Alliance)

* Steam-assisted gravity drainage (URL: <http://www.cenovus.com/operations/technology/sagd.html>).

Источник: Centre for Energy. – URL: <http://www.albertaoilmagazine.com/2013/02/big-spenders-and-big-flops-oil-gas/>.

Как видим, создание, освоение и распространение новых технологий – процесс не только длительный и капиталоемкий, но также и наукоемкий. Кроме того, это процесс, успех которого зависит как от государства, так и от частного бизнеса. На всех этапах видно присутствие государства и частного бизнеса, прежде всего тех компаний, которые принимали на себя начальные риски – от поисков и разведки до финансирования. Усилия провинции Альберта увенчались успехом: по ресурсной базе углеводородов Канада вошла в тройку мировых лидеров.

Принципиально важно, что по мере совершенствования технологии и отлаживания системы стимулирования экономические характеристики освоения залежей нефтяных песков изменились кардинально (рис. 9).

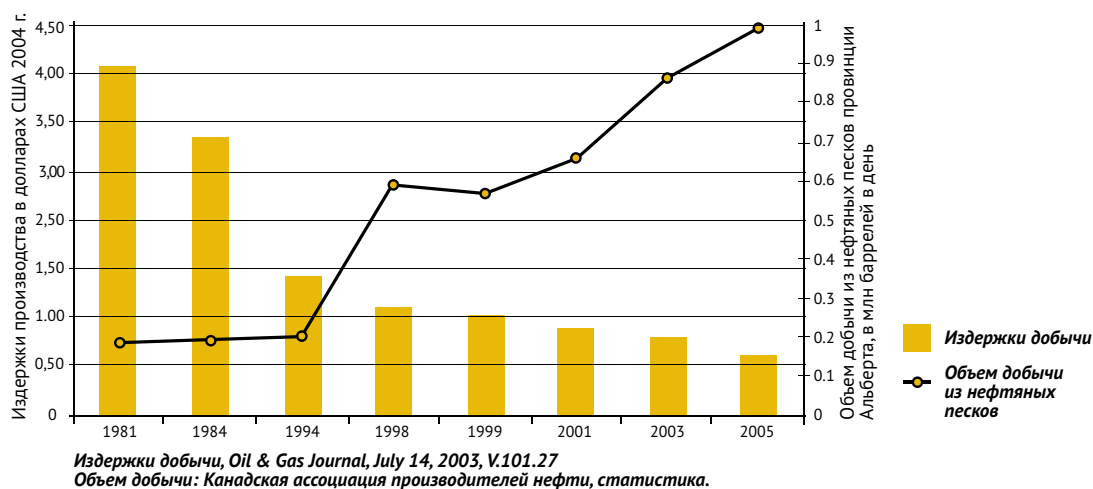


Рис. 9. Динамика издержек на добычу и объемов добычи нефти из нефтяных песков в провинции Альберта

Источник: DOE Office of Petroleum Reserves – Strategic Unconventional Fuels. Fact Sheet: U.S. Oil Shale Economics.
 URL: http://www.slidesearch.org/slide/oil-shale-economics_fact_sheet-usa

Новые типы месторождений, такие как упомянутые выше залежи нефтяных песков в Канаде, это те объекты, в связи с которыми в мире стремительно меняются представления об экономически эффективной и технологически доступной ресурсной базе нефтегазового сектора. Как было отмечено, «рост предложения нефти обеспечен не только увеличением инвестиций, но также и технологическими новшествами (прорывами), прежде всего в горизонтальном бурении и гидроразрыве пластов. Эти достижения сде-

лали доступными для освоения и разработки так называемые нефтематеринские породы. Данные породы “питают” также формирование традиционных залежей нефти и газа, которые разрабатываются с самого начала существования нефтяной промышленности, т.е. с 1859 г.»⁵ Это говорит о значительном расширении геологического пространства для дальнейшего освоения источников углеводородов и их добычи.

Переход к освоению месторождений подобных пород значительно отодвигает временные рамки, за которыми объекты приложения усилий с целью добычи углеводородов исчерпывают свои ресурсы. В существенной мере на первый план выходят вопросы технологии, экономики и, несомненно, экологии. Нефть и газ – природные ресурсы как сформированные в геологическом прошлом, так и продолжающие формироваться в глубинных недрах Земли (мы не собираемся здесь обсуждать плюсы и минусы теорий органического и глубинного происхождения углеводородов).

Углеводороды – неоднородный ресурс. Для нас в контексте рассматриваемого вопроса – о многообразии источников углеводородов и подходов к их освоению – важно принципиальное деление их источников на два основных типа: традиционные (conventional), в основном разрабатываемые в настоящее время, и нетрадиционные ⁶(nonconventional) освоение и разработка которых стремительно растут. Отличие традиционных источников от нетрадиционных весьма условно. Признаком принадлежности к тому или иному типу может быть, например, геологическая порода, в которой содержатся углеводороды. По этому критерию, скажем, источники тяжелой нефти относятся скорее к традиционным, поскольку представлены менее плотными породами. Выделение источника в отдельный тип осуществляется в данном случае в первую очередь по критерию затратности, связанной с извлечением, подготовкой и переработкой. Нетрадиционные источники углеводородов представлены низкопроницаемыми и малопористыми осадочными породами, а также керогеновыми сланцами.

5 См.: *The End of an Era: The Death of Peak Oil. An Energy Revolution, American Style. The Boston Company Asset Management's Global Natural Resources Team. 2013.* – URL: www.thebostoncompany.com/.../Feb13_Death_of_Peak_Oil.pdf.

6 Следует отметить, что ранее в СССР, например, применялся другой термин – «трудноизвлекаемая нефть». Терминология, используемая нами в данной работе, учитывает не только условия извлечения нефти, но и ее «геологическую» природу в зависимости от ее нахождения в разных типах так называемых вмещающих пород. Такой подход, на наш взгляд, больше соответствует современным представлениям о процессах нефтегазоаккумуляции в недрах.

Источники тяжелой нефти и нетрадиционные источники (содержащие кероген, сланцевый газ и сланцевую нефть) объединяет одно важное обстоятельство: углеводороды из этих источников могут быть извлечены на поверхность только в результате дополнительных мер по созданию их притока к скважине. При этом в отличие от залежей традиционного типа здесь нет влияния одной скважины на другую с точки зрения ее производительности. Поэтому современная технология разработки подобных залежей фактически предполагает создание искусственных миниместорождений (залежей), из которых затем в течение относительно непродолжительного времени извлекаются углеводороды. По сути дела, проект разработки месторождения в его «каноническом» смысле отсутствует: он распадается на большое число индивидуальных подпроектов (в зоне влияния, как правило, одной скважины). Это признается в настоящее время повсеместно, но выводы относительно подходов к освоению делаются абсолютно разные.

В отличие от традиционных месторождений нефти и газа сланцевые залежи (*плеи*) – это пласты твердой слабопроницаемой породы, которые могут содержать распределенные нефть, газ или конденсат, а могут и не содержать. Концентрация углеводородов в пределах одного сланцевого плея может быть крайне неравномерной и трудно прогнозируемой. Объемы добычи нефти и газа из одной и той же залежи могут различаться в разы в зависимости от применяемой технологии, при этом нет двух одинаковых сланцев, а значит, и двух идентичных технологий. Технологии каждый раз адаптируются к специфическим условиям конкретного участка определенного плея. Высокая плотность пород-коллекторов, в которых сосредоточены углеводороды (в сочетании с низкой пористостью и низкой проницаемостью), не позволяет осваивать и разрабатывать обширные по территории формации как единые объекты, связанные подземной газо- и гидродинамикой. Причина в том, что из-за высокой плотности пород невозможно (по крайней мере, в настоящее время) обеспечивать перетоки углеводородов в пределах обширных зон и пластов (как это было при разработке залежей нефти и газа традиционного типа). Подход к освоению и разработке подобных залежей является еще одним фактором усиления многообразия – и с точки зрения выбора конкретных решений для определенного участка недр, и с точки зрения числа компаний, в этом процессе участвующих.

Компании, принимающие на себя риск реализации подобных проектов, ориентируются как на свой предыдущий опыт, так и на результаты исследований и работ, выполняемых специализированными сервисными предприятиями. Их интересует

не столько оценка запасов углеводородов в недрах, сколько возможность скорейшего возврата с прибылью вложенных средств (своих, заемных или привлеченных с фондового рынка). Поэтому, например, вполне справедливо соображение относительно того, что «у сланцевого газа не может быть разведанных запасов... допустимо говорить только о составе газа отдельной скважины, но не месторождения в целом... Разведка запасов сланцевого газа существенно отличается от традиционной геологической разведки. Состав, запасы и производительность залежей сланцевого газа определяются опытным путем, то есть, не до начала разработки, а после ее завершения. Следовательно, параметры относятся не к месторождению, а к конкретной, причем уже выработанной, скважине...» [Герашенко, Лапидус, 2014]. Как видно, аргументация следующая: переход от месторождения (т.е. залежей, в которых имеет место активная фильтрация углеводородов по всему контуру залежи или по значительной его части) к скважине ведет к... исчезновению запасов, так как информация о них появляется после того, как проведен гидроразрыв пласта и газ уже извлечен на поверхность.

Выделение процедуры оценки и подсчета запасов в особую стадию вполне правомерно при освоении залежей традиционного типа в условиях плановой экономики. Запасов нет не потому, что они отсутствуют, а потому, что фактор времени при реализации подобных проектов становится одним из наиболее значимых. Оценка экономических решений в современной экономике, основанной на принципах рыночного хозяйства, содержит в себе элемент риска и неопределенности. Как уже говорилось, недропользователя (компанию) интересует не свидетельство о запасах в зоне дренирования скважины, а реальная экономическая отдача на вложенный капитал. Поэтому данные о величине и значимости запасов в зоне отдельной скважины не являются ни препятствием, ни ограничением для принятия решения. Недропользователь ориентируется на свои знания и на возможности технологии (разумеется, с учетом экономической конъюнктуры), а также на определенный уровень риска, на который он готов пойти. Риск, знания и среда реализации проекта абсолютно по-другому выстраивают всю схему работы с нетрадиционными залежами углеводородов.

Представление о запасах углеводородов зависит не только от точности знания о геологических параметрах пласта, свойствах коллектора, составе углеводородной смеси, в них содержащейся, но также от экономической среды и условий работы недропользователя. Не случайно процесс освоения и разработки сланцевых и других геологических формаций, которые «объединяют» нетрадиционные залежи,

или, точнее, в границах которых они расположены, в США пошел более быстрыми темпами после того, как весьма консервативная организация – Комиссия по ценным бумагам Нью-Йоркской фондовой биржи приняла руководящие документы (рекомендации) для оценки и учета ресурсов сланцевого газа и сланцевой нефти для последующего выпуска ценных бумаг (с тем чтобы привлечь инвестиции в подобные проекты)⁷. Это учреждение никак нельзя заподозрить в непрофессионализме и ангажированности (с целью, например, распространения мифа о «сланцевой революции»). Оценки запасов углеводородов, сделанные по методике Комиссии, как правило, более консервативны, чем те, что делаются на основе подходов, например, Общества инженеров-нефтяников.

Заметим, что мы не склонны преувеличивать роль экономической среды, однако мы выступаем против ее игнорирования и сведения вопроса только к проблемам налогового стимулирования и влияния цен на процессы освоения запасов/ресурсов. Современный мир сложнее и многообразнее тех линейных и иерархических схем, которые доминировали повсеместно (не говоря уже о СССР и, увы, во многом о современной России) ранее – в индустриальную и постиндустриальную эпоху.

В настоящее время преобладает точка зрения (которой придерживаемся и мы), что добыча нефти из традиционных источников близка к достижению своего пика. Так, согласно оценкам British Petroleum, добыча из традиционных источников имеет потенциал роста только за счет увеличения добычи в Ираке, на шельфе, а также за счет увеличения производства газоконденсатных жидкостей и повышения добычи нефти из нефтеносных песков [BP Energy Outlook..., 2011].

Одно из доказательств в пользу утверждения об истощении традиционных источников нефти приведено в статье К. Кэмпбелла и Дж. Лаэррера [Campbell, Laherrère, 1998], где показано, что поскольку основные открытия месторождений «традиционной» нефти в развитых странах имели место в 1960-х годах, то к 1990 г. большая часть этих месторождений уже разрабатывалась на полную мощность. В то же время страны Персидского залива сдерживали производство, что создава-

7 «Пункт 1201. Общие инструкции. Пункт 1202. Запасы. *Определяются на основе требований, изложенных в Пункте 102 Положения S-K. Новая редакция требует оценки: нетрадиционных ресурсов (т.е. битума, сланца, метана угольных пластов) как запасов нефти и газа; технологий, использованных для оценки новых или дополнительных запасов, поскольку правила больше не определяют технологию, в рамках применения которой оцениваются запасы» (Oil and Gas Reporting Modernization. A Small Entity Compliance Guide. Modified: 01/21/2010. URL: <http://www.sec.gov/info/smallbus/secg/oilgasreporting-secg.htm>).*

ло предпосылки для усиления зависимости развитых стран от поставок из Ирана, Ирака, Кувейта, Саудовской Аравии и ОАЭ. Уменьшение подобной зависимости – одна из причин усиления внимания к добыче из новых типов источников тяжелой «традиционной» нефти в Канаде и «нетрадиционной» – в США.

В настоящее время мировые ресурсы тяжелой «традиционной» нефти, в которую входят «традиционная» сверхтяжелая нефть и битум, достаточно хорошо изучены (крупнейшие месторождения находятся на территориях США, Канады, Венесуэлы и России ⁸). Динамика процесса освоения ресурсов углеводородов (впрочем, как и любого другого полезного ископаемого) – от более легких для добычи и использования до все более сложных и требующих все больших затрат – вполне «естественна». Появление новых технологий, растущие спрос и цены расширяют представление о доступных источниках сырья и энергоресурсов. Относительное исчерпание одних источников при неизменности прочих условий – явление временное. Количество ресурсов, извлекаемых с использованием одних и тех же технологий, неуклонно снижается, но спрос, основанный на потребностях общества, стимулирует создание новых технологий и организацию иных условий для освоения новых источников углеводородов. Это происходит вновь и вновь и будет происходить до тех пор, пока не будут найдены и реализованы решения по использованию других источников энергоресурсов и нефтехимического сырья.

Вполне закономерно, что в долгосрочной перспективе технологии получения энергии и производства химических продуктов, а также новых конструкционных материалов приведут к завершению «эпохи нефти и газа». Однако пока это только соображения, основанные на современном понимании динамики развития технологий и условий их применения.

1.3. ЧЕМ БОЛЕЕ АДЕКВАТНЫЕ УСЛОВИЯ, ТЕМ БОЛЬШЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ЗАПАСЫ

Выше мы отметили, что минерально-сырьевой сектор в целом и нефтегазовый сектор в частности отличаются ярко выраженной динамикой протекания процессов на всех стадиях: от геологического изучения территории, поисков и разведки

⁸ URL: http://www.npc.org/Study_Topic_Papers/22-TTG-Heavy-Oil.pdf.

месторождений до добычи ресурсов и ее завершения. Это означает, что стадии нарастающей, относительно стабильной и снижающейся (завершающей) добычи характерны как для отдельных месторождений (проектов), так и для нефтегазовых провинций (территорий) и нефтегазовых секторов отдельных стран [Шафраник, Крюков, 2000]. На начальном этапе осваиваются, как правило, самые крупные и самые эффективные месторождения, затем в освоение и разработку вводятся месторождения все более сложные и все более удаленные. По мере нарастания степени зрелости ресурсной базы территории добычи полезных ископаемых (не обязательно нефти или природного газа) новые месторождения, которые подлежат вводу в разработку, становятся все меньше и меньше и, как правило, оказываются более сложными с точки зрения освоения. Поэтому в пределах отдельных сырьевых территорий имеет место достаточно устойчивая тенденция возрастания издержек. Чтобы противостоять этой негативной тенденции, следует предпринять определенные шаги, связанные с изменением:

- условий налогообложения и вообще условий финансово-экономического стимулирования деятельности компаний с более сложными и более капиталоемкими удельными запасами/ресурсами;
- стратегий функционирования и направлений развития добывающих компаний (в рамках существующего распределения ролей и функций): прежде всего в плане организации новых форм сотрудничества и разделения рисков на основе различных партнерских отношений с другими компаниями-недропользователями;
- институциональной системы нефтегазового сектора [Крюков, 1998] – совокупности условий приложения капитала, включая доступ к недрам, наличие конкурентной среды, доступ к инфраструктуре, разнообразие форм собственности на активы компаний, роль профессионального сообщества и т.д.

С экономической точки зрения задача состоит в обеспечении благоприятной динамики издержек не только посредством усилий компаний, но также за счет институциональных инноваций (связанных с изменением норм и правил взаимодействия компаний, а также с изменением организационной структуры нефтегазового сектора). Это достаточно сложная задача в рамках устойчиво функционирующей экономики рыночного типа, и она тем более сложна в условиях динамичных изменений.

Как показывает мировая практика, в развитии нефтегазового сектора за последние 20–30 лет неоднократно имели место эффективные ответы на усложне-

ние условий функционирования (будь то цены или геологическая составляющая) путем проведения технологических и институциональных инноваций. Стремительное развитие добычи тяжелой нефти в Канаде, сланцевого газа и сланцевой нефти в США является результатом сочетания экономических условий, наличия современных технологий и благоприятных институциональных условий. Поэтому возникает вполне закономерный вопрос: какие условия необходимы для того, чтобы подобный процесс развивался в другой стране?

Поисками ответа на данный вопрос занимались многие исследователи и специалисты нефтегазового сектора. В их числе консалтинговые фирмы (IHS CERA [Exporting the Unconventional Revolution..., 2013], J.P. Morgan [Global Unconventional Oil&Gas..., 2014], Институт энергетики и финансов [Иванов, 2014]), научно-исследовательские институты (IEA [Technically Recoverable Shale Oil..., 2013], ИНЭИ РАН [Мельникова и др., 2012], ИМЭМО РАН [Золина, 2014; Жуков и др., 2014]), отдельные авторы. Как правило, в работах отмеченных выше организаций и исследователей акцент делается на наличии условий, способствовавших разворачиванию «сланцевой революции» в США, и эти условия сопоставляются с условиями в других странах. При всей важности данных исследований главное внимание в них уделяется структурному анализу среды, а собственно процессы распространения упомянутых условий реализации новых проектов и вызванная ими динамика увеличения отдачи от реализуемых мероприятий рассматриваются в гораздо меньшей степени.

Ответить на вопрос о составе институциональной среды и условиях осуществления проектов освоения новых источников углеводородов в США и Западной Европе одним из первых попытался английский исследователь П. Стивенс [Stevens, 2010]. Полученные им выводы приведены в табл. 2. Основной вывод состоит в том, что «различия, представленные в таблице, позволяют утверждать, что сланцевый газ, несомненно, будет играть в европейской энергетике все более важную роль, однако в ближайшей перспективе – в пределах четырех-десятилетнего периода – его роль пока будет весьма незначительной» [Stevens, 2010, p. 9]. Причины этого кроются не столько в особенностях геологии и технологии, сколько в инерционном характере процесса изменения институциональной среды: состава участников, их мотивации и возможностей реализации их технического и предпринимательского потенциала.

Эксперты консалтинговой компании IHS CERA в дополнение к аргументам П. Стивенса указывают, в частности, на степень развития национальной нефтегазо-

вой промышленности. При этом, по их мнению, большое значение имеет развитие нефтяной и газовой промышленности не только на уровне страны, но и на региональном, локальном уровне.

Таблица 2

Факторы, вызвавшие «сланцевую революцию» в США, в сравнении с условиями в Европе

Фактор	США	Европа
Геология	Большие осадочные насыщенные залежи с характеристиками, благоприятными для достижения технически высокого уровня извлечения ресурсов	Сланцевые залежи значительно меньше по размеру, глубже расположены, менее насыщенные и с высоким содержанием глинистых пород, что делает разрыв пласта более трудным
	Огромное число данных, характеризующих породы, которые доступны всем недропользователям для поиска наиболее продуктивных залежей	Очень ограниченное число данных о породах, значительная их часть утрачена
Регулирование	Закон 2005 г., который вывел гидроразрыв из-под действия закона о чистой воде	В целом чрезвычайно жесткие нормы регулирования в сфере охраны окружающей среды, особенно водных источников
	Закон 1980 г. предоставил налоговые скидки в размере до 50 центов на каждый миллион BTU. Также он ввел правило об учете издержек на бурение, согласно которому компенсируется более 70% затрат на бурение, что критично для транснациональных компаний	Только Венгрия имеет небольшие льготы в отношении нетрадиционных источников углеводородов

Регулирование	Права собственности делают сланцевый газ собственностью землевладельцев, что стимулирует их к тому, чтобы допускать к добыче недропользователей	Права собственности (вне зависимости от того, является ли собственником государство или землевладелец) не обеспечивают никаких компенсаций и выплат
	Доступ к трубопроводам основан на принципе «общего перевозчика»	Доступ к трубопроводам основан на принципе «третьей стороны» (при наличии требуемой пропускной способности)
	Рынок США – рынок предложения товара «газ»	Рынок Европы – рынок «проектных поставок» с несколькими поставщиками и покупателями, к тому же обладающий низкой прозрачностью
Промышленность	В промышленности доминируют малые, предпринимательски ориентированные компании	Есть всего несколько малых операторов, развитие нефтегазового сектора традиционно определяют крупные игроки
	Подавляющая часть работ осуществляется динамичным, высококонкурентным сервисным сектором	Сервисный сектор представляет собой олигополию американских компаний
	Система лицензирования ориентирована на предоставление больших участков со значительной степенью свободы выбора для компаний (что особенно важно в случае сланцевых залежей)	Лицензирование традиционно ориентировано на мелкие участки, при этом на недропользователей налагаются очень жесткие обязательства
НИР	В 1982 г. правительство США начало обширное финансирование научно-исследовательских работ в рамках Института газовых технологий	Комиссия Евросоюза не выразила никакой заинтересованности в инвестировании в НИР в сфере сланцевого газа, отметив роль рынка в принятии решений в этой области

Источник: [Stevens, 2012].

Одно из основных препятствий для освоения неконвенциональных источников углеводородов – недостаточные эффективность и конкурентоспособность сервисного сектора. Нефтегазовая промышленность США отличается не только большим масштабом и высоким уровнем конкуренции, но также значительным количеством обеспечивающих сервисных компаний, которые конкурируют друг с другом⁹. Это обстоятельство является критичным с точки зрения запуска и развития инновационных технологий, таких как многостадийный гидроразрыв. Локализация деятельности компаний имеет огромное значение в связи с тем, что в различных регионах свои особенности геологического строения продуктивных горизонтов и своя специфика применения новых технологий. Поэтому перемещение мощностей сервисных компаний из одного региона в другой не всегда дает желаемый эффект. Большую роль играют собственный региональный опыт и наличие успешных прецедентов реализации инновационных проектов. Не менее важно и наличие высококвалифицированной рабочей силы.

Противоположная тенденция состоит в том, что более благоприятные условия (как ценовые, так и геологические) способствуют сохранению существующих технологий и организации. Это означает, что в разработке находятся большие традиционные месторождения, а ресурсная база представлена преимущественно источниками углеводородов традиционного типа. При этом, однако, размеры вновь вводимых месторождений неуклонно уменьшаются, а издержки неуклонно растут.

Весьма убедительным примером тому является нефтяная и газовая промышленность России. Далее мы рассмотрим это подробно, а здесь лишь отметим, что открытие уникальных месторождений (сначала в 1940–1950-е годы в Татарстане и Башкирии, затем в 1960–1970-е годы в Западной Сибири), а также благоприятные ценовые условия (при их меньшей значимости в системе централизованного планирования и управления) привели к консервации на протяжении десятилетий как практики освоения месторождений, так и институциональных форм нефтегазового сектора (последствия этого весьма ощутимы до сих пор). К сожалению, ориентация на действие так называемого фактора экономии от масштаба (т.е. на достижение низких удельных издержек вследствие открытия и ввода в освоение и разработку сверхкрупных или даже уникальных месторождений углеводородов) порождает тенденцию к «привыканию», и именно об этом наша книга.

9 См.: Ю.К. Шафраник: *Нефтегазовый сервис – катализатор модернизации*. URL//: http://www.energystrategy.ru/press-c/source/itar-tass-14.07.10_Shafra.htm

Постоянно есть стремление двигаться в таком направлении: с одной новой территории – на другую, с суши – на шельф и т.д.

Негативный результат такого «привыкания» – отставание в формировании условий для преодоления нарастающих проблем в освоении сложных, сильно выработанных и, тем более, нетрадиционных источников углеводородов, отставание в выработке необходимых для этого навыков и в создании технологий. Рынок сам по себе и рыночные регуляторы в их чистом виде («издержки – выгода») не обеспечивают и не обеспечат таких условий. Требуется целенаправленная государственная политика в этой области.

Норвежским исследователем О. Норенгом [Noreng, 1998] был сделан вывод об отставании структурных и институциональных изменений в нефтегазовом секторе его страны, который в мире является одним из наиболее успешных и устойчиво функционирующих. Норенг констатировал, что в Норвегии организация нефтяной промышленности на шельфе изначально основывалась на высокой степени государственного участия, на доминировании национальной нефтяной компании при небольшом числе оперирующих компаний. Такую организацию начали практиковать в 1970-е годы. Основными предпосылками для этого послужили начальный этап освоения ресурсной базы, высокие и растущие цены на нефть на мировом рынке, ограниченное рыночное пространство и сильно интегрированная мировая нефтяная промышленность. По мнению Норенга, начиная с 2000-х годов эти предпосылки утратили свое значение. Ресурсная база стала очень быстро меняться. Вновь открываемые месторождения оказались в основном меньше, расположены в глубоких водах и, следовательно, они сложнее для освоения и разработки.

Проекты по обустройству месторождений углеводородов на шельфе Северного моря во все большей мере стали связаны с возрастающим числом малых месторождений с очень высокой степенью разнообразия типов залежей. В конечном счете, компания Statoil вышла за пределы норвежского континентального шельфа, и около 33% ее акций было продано на финансовых рынках. В 2015 г. новый президент и главный исполнительный директор этой компании так определил основные направления ее деятельности: «...На норвежском континентальном шельфе мы будем укреплять и расширять свои позиции. На международном уровне мы будем инвестировать туда, где сможем создать прибыльные позиции. Мы также активизируем наши усилия в процессе перехода к обществу, заботящемуся о чистоте окружающей среды. Конкурентоспособность и устойчивость имеют

чрезвычайно важное значение, как и добыча нефти и газа или будущие проекты в области возобновляемых источников энергии»¹⁰.

По мере изменения характеристик активов нефтегазового сектора, а именно по мере повышения степени зрелости нефтегазовых провинций, возрастает роль конкуренции и гибкости в деятельности компаний. Конкуренция и гибкость, как показывает опыт работы на «старых» нефтегазовых территориях, становятся более важными с экономической точки зрения по сравнению с экономией от масштаба (которая имеет место, прежде всего, при реализации крупных проектов, как правило, крупными вертикально интегрированными компаниями).

Вместе с тем усложнение характеристик ресурсов/запасов углеводородов (как на разрабатываемых месторождениях, так и на более сложных и более мелких новых месторождениях и новых объектах) требует более высокой степени специализации, которая, в свою очередь, вызывает потребность в новых формах партнерства и взаимодействия компаний в разведке, обустройстве и разработке более мелких и более сложных месторождений. Создание соответствующей конкурентной среды, использование гибких форм взаимодействия организационных единиц в минерально-сырьевом секторе (при увеличении числа месторождений и при одновременном изменении их качества и вовлечении в освоение нетрадиционных источников углеводородов) – все это, как нам представляется, требует большей гибкости системы функционирования нефтегазового сектора.

Уровень добычи минерально-сырьевых ресурсов зависит от разведанности территории, от подготовленности к эксплуатации основных крупных месторождений в пределах отдельных провинций и от степени выработанности их запасов, а также от перспектив открытия в новых провинциях крупных и сверхкрупных объектов, которые смогут не только компенсировать выбывающие активы, но и улучшить экономику сектора. Основная тенденция при переходе к все менее традиционным источникам углеводородов – повышение гибкости нефтегазового сектора и развитие его способности осваивать новые типы залежей.

Опыт России, к сожалению, демонстрирует движение, скорее, в обратном направлении. Это проявляется во все еще доминирующей ориентации на освоение новых провинций (где могут быть открыты новые крупные месторождения «тра-

¹⁰ Цит. по: Агамалова А. Statoil объявила о назначении нового гендиректора компании // Ведомости. – 2015. – 4 февр. – URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/39012541/statoil-obyavila-o-naznachenii-novogo-prezidenta-i>.

диционных» углеводородов), а также в очень медленном создании собственных методов поиска, разведки и разработки даже залежей «традиционной» тяжелой нефти. Говорить о формировании отечественного подхода к освоению источников «нетрадиционных» углеводородов преждевременно: пока только проводятся совещания, обсуждаются пилотные программы, реализуются отдельные проекты. В то же время на действующих месторождениях идет избирательное освоение лучших участков, в результате чего степень извлечения нефти из недр невысока.

1.4. УНИВЕРСАЛЬНЫХ КОМПАНИЙ НЕТ – У КАЖДОЙ СВОЯ НИША?

Принципиально важно, что по мере возрастания сложности (многообразия) структуры и состава ресурсной базы меняется роль различных компаний. В контексте рассматриваемой проблемы все компании целесообразно разделить на три большие группы: национальные нефтяные компании (ННК), транснациональные нефтяные компании (ТНК) и малые и средние нефтяные компании (МСНК). Такое деление отражает особенности аффилированности с государством. ННК – это, как правило, компании со 100%-ым государственным участием. В то же время ТНК и ННК, как правило, являются вертикально интегрированными компаниями «полного цикла» – от поисков и разведки месторождений до переработки добытых ресурсов и реализации продуктов переработки на рынке. МСНК же отличаются не только скромными масштабами деятельности, но также готовностью к принятию риска и осуществлению инноваций. Основным стимулом для создания МСНК – получение повышенной «платы за риск» (или предпринимательской ренты), обусловленной реализацией уникальных технических и организационно-экономических решений.

Основными организационными элементами нефтегазового сектора являются компании, не только производящие нефть и/или природный газ и другие сопутствующие полезные ископаемые (добываемые наряду с углеводородами), но и осуществляющие широкий спектр различных видов деятельности, связанных с геологическим изучением территории, поиском, разведкой и оценкой полезных ископаемых, а также с транспортировкой, переработкой сырья, хранением и реализацией продуктов переработки и первичных углеводородов. Важные особенности, существенно влияющие на формирование институциональной структуры НГС, –

узкоспециализированный характер его активов (например, это скважины, нефтеперерабатывающие заводы и т.п., которые нигде, кроме как в производственной деятельности данного сектора, не могут быть использованы), а также регулярный и устойчивый характер технологических связей вдоль цепочки переработки (использования) добываемых полезных ископаемых. Поэтому не случайно для нефтегазового сектора характерной формой интеграции является интеграция собственности, а не только интеграция посредством двух- и многосторонних контрактов [Уильямсон, 1996].

Следует заметить, что обозначенные выше специфические причины и обстоятельства не только способствуют вертикальной интеграции, но и в определенном смысле ей противодействуют, стимулируя реструктуризацию. Это объясняется прекращением действия эффекта экономии от масштаба при переходе к освоению более мелких традиционных и тем более нетрадиционных типов залежей углеводородов. С изменением типов залежей, с увеличением степени выработанности начальных извлекаемых запасов/ресурсов на месторождениях традиционного типа возрастает роль не только новых технологий и новых подходов к работе с данными объектами, – в целом возрастает роль знаний и навыков специалистов, работающих с такими объектами (о возрастании роли локальных умений и навыков мы уже говорили выше). Знания и навыки становятся фактором повышения гибкости компаний, работающих с сильно выработанными и все менее традиционными источниками углеводородов, и обеспечения их успешности.

При этом возрастает роль не только и не столько индустриального знания – что и как делать, а в большей степени знания «комбинированного», составленного из различных элементов и опирающегося в значительной степени на фундаментальные сведения об общих закономерностях и особенностях химических, физических, геологических и даже биологических процессов. Освоение нетрадиционных источников углеводородов, что так активно происходит, например, в США, требует очень высокого профессионального уровня, причем не столько в плане решения узких задач, сколько в плане умения интегрировать («комбинировать») разные знания. Это связано с исчерпанием возможностей роста эффективности за счет действия фактора экономии от масштаба (для проекта, в котором осваиваются одна или нескольких скважин, использование крупных корпоративных научных ресурсов – непозволительная роскошь).

Возникает вполне закономерный вопрос относительно целесообразности

изучения, адаптации и применения более сложных и более «тонких» в реализации процедур и подходов в работе с проектами на уровне малых месторождений и даже отдельных скважин.

Нам представляется, что всю палитру взглядов на этот счет достаточно точно и прагматично представило еще в 2007 г. Энергетическое информационное агентство (ЭИА) США (The U.S. Energy Information Administration, EIA). В преамбуле одного из своих прогнозов развития энергетического сектора до начала бурного роста добычи углеводородов из нетрадиционных залежей – Ежегодного обзора энергетики за 2007 г. ЭИА подчеркивает, что «несмотря на быстрый рост производства биотоплива и других негидроэнергетических (non-hydroelectric) ресурсов из возобновляемых источников и ожидаемое впервые за 25 лет строительство новых атомных станций, все же нефть, уголь и природный газ по всем прогнозам все еще будут обеспечивать примерно до 2030 г. все ту же 86%-ю долю поставок первичных энергоресурсов, как это имело место в 2005 г.» [Annual Energy Outlook, 2007, р.р. 1-2]. В этом же прогнозе ЭИА предсказывает устойчивый рост энергопотребления в США: с 100,2 трлн BTU в 2005 г. до 131,2 трлн BTU в 2030 г.

По мнению экспертов ЭИА, нарастающая степень зрелости ресурсной базы во всех «нижних» 48 штатах, а также необходимость соответствия ожиданиям акционеров привели к тому, что ведущие вертикально интегрированные компании США стали смещать акценты в разведке и добыче углеводородов на шельф и за рубеж. Независимые нефте- и газодобывающие компании стремительно наращивают свою долю во внутренней добыче также и в прибрежных водах «нижних» штатов. Доля независимых добывающих компаний там увеличилась с 45% в 1980-е годы до свыше 60% к 1995 г. По состоянию на 2007 г., по данным Американской ассоциации независимых производителей (Independent Petroleum Association of America, IPAA), на независимые компании приходилось 90% всего фонда эксплуатационных нефтяных и газовых скважин, их доля в общей добыче нефти в стране составляла 68% и в добыче газа – 82%. ЭИА при анализе подобных тенденций сделало вполне резонный вывод о том, что данные компании жизненно необходимы для обеспечения растущих энергетических потребностей страны. Дальнейшие события – стремительный рост добычи сланцевого газа и сланцевой нефти – в полной мере подтвердили правомерность этих выводов.

Такова общая тенденция в случае нефтегазовой провинции, находящейся на этапе высокой степени зрелости освоения ресурсной базы традиционных источ-

ников углеводородов. Не всегда и не во все промежутки времени повышение гибкости и эффективности является приоритетом. В периоды кризиса – резкого спада спроса на нефть и другие углеводороды, и тем более в условиях низких цен, приоритетом становится лишь генерация положительного потока наличности. Иными словами, инвестиции в новые проекты сокращаются и уменьшаются расходы на науку и разработку новых технологий. В 2015 г., например, из-за необходимости сокращать издержки в связи со снижением рентабельности капитала и цен на нефть долгосрочные инвестиции крупнейших нефтяных компаний в научные исследования и опытно-конструкторские разработки, связанные с добычей ископаемых видов топлива и использованием альтернативных источников энергии, оказались под угрозой. Как видно из анализа финансовых отчетов компаний, в 2013 г. больше всех потратили средств на НИОКР европейские компании Royal Dutch Shell и Total. Их расходы в этой области составили 1,32 млрд долл. США и 949 млн евро (1,22 млрд долл.) соответственно. Американская ExxonMobil, крупнейшая по рыночной капитализации публичная нефтяная компания, потратила 1,04 млрд долл. Если сравнивать расходы компаний по проценту от доходов, то лидирует Total с 0,55%, а у ExxonMobil, Eni и BP они составляют около 0,2%. Кроме того, с 2009 г. у ExxonMobil затраты на НИОКР постоянно находились на уровне около 1 млрд долл., а у Total стабильно росли ¹¹.

В мире, поскольку в разработке все еще находится значительное число месторождений углеводородов традиционного типа (в том числе и гигантских месторождений тяжелой нефти), роль национальных нефтяных компаний, стремительно возросшая в период обретения многими нефтедобывающими странами политического и экономического суверенитета, сохраняется на очень высоком уровне. В настоящее время примерно 80% мировых запасов нефти находится в государственной собственности или контролируется национальными правительствами через ННК и только 20% доступно для инвестиций частного сектора (в основном в Канаде и США) [Marcel, Mitchell, 2006] ¹².

Современный этап развития мирового нефтегазового сектора характеризуется

11 См.: Крукс Эд. *Инвестиции нефтяных гигантов в передовые технологии могут сократиться* // *Ведомости*. – 2014. – 29 сент. (Financial Times). – URL: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/33985361/investicii-neftyanyh-gigantov-v-peredovye-tehnologii-mogut-ixzz3EgsColxU>

12 См. также: URL: <http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=191939&DT=NTV>.

значительной ролью ННК. Доля таких компаний в мировой добыче нефти за последние 50 лет выросла стремительно: с незначительных 5 до почти 75%. Особенность ННК – не только государственная собственность на активы и выполнение этими компаниями в рамках системы регулирования нефтегазового сектора определенных государственных функций, но также, как правило, интеграция их финансовых потоков в систему государственных финансов. Как следствие – невысокая эффективность.

В целом в мировом нефтегазовом секторе издержки опережали рост доходов в течение последних 10 лет на 2–3% в год. Это привело к тому, что рентабельность снизилась до 20–30%. Сложилась ситуация, при которой большинству крупных публичных нефтегазовых компаний стали необходимы цены на нефть не менее 100 долл. США за баррель, чтобы обеспечить положительный денежный поток при существующем уровне инвестиций и реализуемых дивидендных программах. Почти половине компаний были нужны даже цены в 120 долл. за баррель. Были и такие, которым требовались цены на уровне 130 долл. за баррель и более (рис. 10).

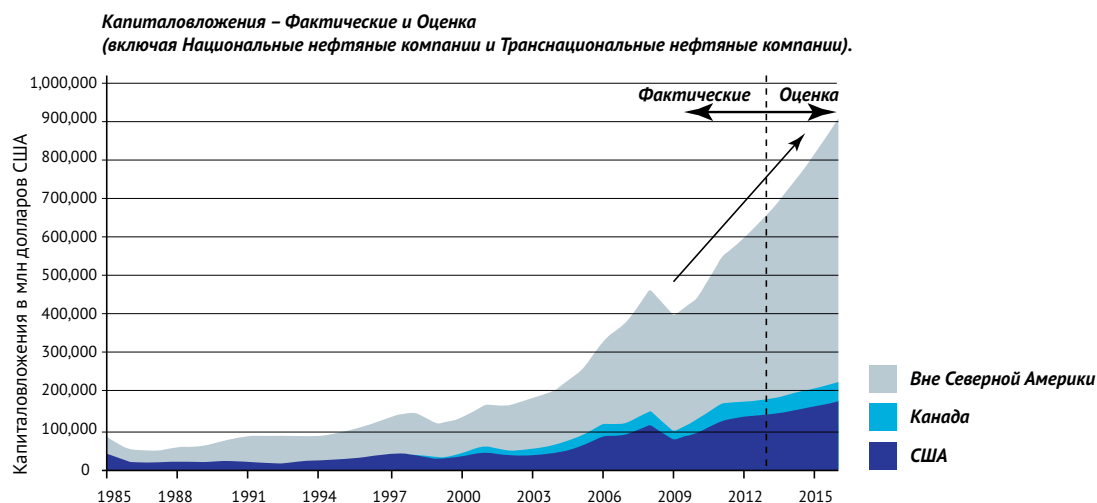


Рис. 10. Динамика инвестиций в разведку и добычу нефти в мире. Издержки в сегменте upstream (включая ННК и ТНК)

Источник: Global 2014 E&P Spending Outlook

URL: <http://www.pennenergy.com/content/dam/Pennenergy/online-articles/2013/December/Global%202014%20EP%20Spending%20Outlook.pdf>



Рис. 11. Удельные затраты на разведку и добычу нефти в мире в расчете на 1 барр.

Источник: Global 2014 E&P Spending Outlook

URL: <http://www.pennenergy.com/content/dam/Pennenergy/online-articles/2013/December/Global%202014%20EP%20Spending%20Outlook.pdf>

Динамика добычи во все меньшей степени стала коррелировать с динамикой инвестиций:

- добыча нефти перестала расти, несмотря на стремительный рост инвестиций;
- в течение 2000–2014 гг. отдача от инвестиций уменьшилась пятикратно;
- отдача от инвестиций в мире снижалась темпом 5% ежегодно.

Инвестиции в разведку и добычу углеводородов устойчиво росли на протяжении всего последнего десятилетия – до 2014 г. При этом до самого недавнего времени нефтегазовая отрасль ожидала от этих инвестиций устойчивой отдачи. В I квартале 2013 г. количество заказов на морское подводное оборудование увеличивалось даже быстрее, чем ранее. Однако рентабельность инвестиций со временем стала значительно отставать от темпов их роста.

Рентабельность добычи стала отставать по той причине, что издержки росли гораздо быстрее, чем доходы. В течение 2000–2014 гг. затраты на разведку и добычу увеличивались темпом 11% в год. В то же время цены на нефть сорта «Brent» в последние годы стояли примерно на одном уровне. Соответственно, реализация большого числа проектов была отложена либо они были отменены или возвращены на переоценку (рис. 11).

Тем не менее роль национальных нефтяных компаний значительна и вследствие действия процессов глобализации. Это результат информационной доступности,

возможности перетока специальных знаний (но не навыков и умений, связанных с осуществлением проектов на основе этих знаний в условиях конкретных стран и конкретной сложной и неоднозначной среды), наличия у большинства нефтегазодобывающих стран колоссальных финансовых ресурсов и в целом возможности финансировать и развивать за счет собственных средств проекты в нефтегазовом секторе. Однако, как правило, проекты, в которых ННК реализуют свои преимущества (речь идет, прежде всего, о близости к органам власти, а также о возможности использовать государственные финансы), опираются на апробированные подходы и действие эффекта экономии от масштаба. Это означает, как правило, добычу углеводородов из традиционных источников и применение широко известных решений и технологий.

Как только ННК сталкиваются с проектами, в которых не известны ни состав углеводородов на месторождении, ни условия их извлечения и последующего использования, они, как правило, прибегают к «помощи» со стороны транснациональных нефтяных компаний, имеющих передовые технологии и опыт решения сложных организационно-экономических проблем. Поэтому возвращение ТНК на арену деятельности ННК сегодня происходит, как правило, уже на другой основе – очень редко в форме доступа к недрам на условиях права собственности на пользование участками недр, а преимущественно в рамках контрактов. При этом ННК заключают подобные контракты и с сервисными компаниями из развитых индустриальных стран. В этом случае также наблюдается расширение многообразия – и типов компаний, и форм их взаимодействия.

С транснациональными нефтедобывающими компаниями начинают конкурировать транснациональные сервисные компании. Основное преимущество последних – обладание уникальными собственными технологиями и навыками их применения. Так, например, Schlumberger, крупнейшая по рыночной капитализации нефтесервисная компания мира, в 2013 г. инвестировала в разработку технологий 1,17 млрд долл. США, т.е. не меньше многих ТНК. Другая нефтесервисная компания – Halliburton инвестировала 588 млн долл. Однако если рассматривать отношение инвестиций к выручке, нефтесервисные компании тратят на НИОКР гораздо больше. Для Schlumberger и Halliburton этот показатель составил 2,6 и 2% соответственно. Благодаря этому в 2014 г. в США они получили значительно больше патентов: Schlumberger – 507, а Halliburton – 368. Поэтому добывающим компаниям приходится конкурировать с сервисными.

Когда нефтяным государственным компаниям нужны технологии, они могут получить их двумя способами: обратиться к добывающим или к нефтесервисным компаниям. Поэтому для ТНК также важно разрабатывать собственные технологии¹³. И добывающие, и сервисные ТНК в этом случае реализуют свое право обладателя передовых технологий и практик реализации новых проектов в новых горно-геологических или природно-климатических условиях, и доходность подобных контрактов вполне сопоставима с доходностью от освоения новых месторождений при наличии права собственности на пользование недрами. Таким образом, основой доходности деятельности ТНК служат доходы не «классического» рентного характера, а доходы рентного характера, обусловленные монопольным положением на рынке знаний и новых технологий.

Как правило, государства-собственники ресурсов недр при выборе организационно-экономической модели нефтегазового сектора отдают предпочтение суверенитету и контролю (в меньшей степени – налогам). Также играет роль поддержание баланса власти и статуса в контактах с «внешним миром», прежде всего со странами Западной Европы и США. В то же время с экономической точки зрения более важными являются максимизация социально-экономической ценности освоения недр и, тем самым, поощрение активности бизнеса.

Мотивы ТНК – наращивание добычи, запасов, увеличение выручки и доли дохода в цене. Мотивы стран-собственников ресурсов недр более разнообразны, имеют гораздо более сложный характер, зачастую весьма далекий от характера мотивов отраслевой экономики. К числу ключевых проблем при выборе форм взаимодействия транснациональных компаний с национальными (как правило, на условиях срочных контрактов) относится учет ресурсов/запасов в составе активов ТНК. Транснациональные нефтяные компании – в основном публичные компании, акции которых обращаются на фондовом рынке. При этом оценка компании рынком учитывает не только результаты экономической деятельности, но и те активы, которыми компания располагает. Однако для того, чтобы поставить ресурсы на баланс, компания должна иметь право собственности на них. Сервисные контракты не рассматриваются как свидетельство права собственности на нефтегазовые активы (в данном случае на участки недр).

Одна из основных проблем национальных нефтяных компаний – ориентация

13 См.: Крукс Эд. *Инвестиции нефтяных гигантов в передовые технологии могут сократиться.*

на извлечение углеводородов, а не на увеличение стоимости тех активов, которыми они располагают. Отсюда «догоняющий» тип технологического развития и стремление к экстенсивным формам роста.

В то же время в индустриально развитых странах мира (и в странах, стремящихся быть таковыми) не только государство является активным участником процесса формирования современной парадигмы освоения новой ресурсной базы углеводородов. Велика также роль частных и публичных компаний и различных научных и венчурных фондов и организаций [Impact..., 2007]. На ведущие позиции в нефтегазовом секторе выходят компании, имеющие в своем составе научно-инженерные центры, которые не только разрабатывают проекты освоения месторождений, но и ведут научные исследования и разработки поискового характера (как это показано выше на примере транснациональных сервисных компаний).

Реализация суверенных прав стран-владельцев недр ведет к тому, что права на пользование месторождениями углеводородов во все большей степени передаются национальным нефтегазовым компаниям. В этом случае транснациональные нефтегазовые компании привлекаются все чаще на правах операторов проектов. Такой подход во многом аналогичен уже сложившемуся традиционному подходу, когда привлекаются сервисные компании.

Этот процесс далеко не безболезненный и далеко, тем не менее, не однозначный, особенно в периоды низких цен на нефть. В эти периоды транснациональные и национальные, а также малые и средние нефтяные компании ужесточают условия контрактов с сервисными компаниями или даже стремятся выполнять многие работы собственными силами. Одна из причин – отмеченный выше ускоренный рост издержек в добыче нефти в мире в целом (издержки увеличивались темпом не менее 10% в год). В результате многие ТНК существенно снизили доходность своих активов для акционеров, несмотря на высокие цены на нефть. «В 80-е и 90-е мы были очень близки к проектным показателям и лучше контролировали и издержки, и ход выполнения проектов. В 2000-е, когда мы стали богаче, мы стали менее эффективными и более затратными»¹⁴, – такое мнение высказал один из вице-президентов итальянской компании ENI в Давосе в январе 2015 г.

Превышение затрат только по 100 крупнейшим проектам мировой нефтега-

¹⁴ Цит. по: Zhdannikov D. Oil majors seek to claw back costs from service firms. – Reuters, Davos, Jan 22, 2015. – URL:// <http://www.reuters.com/article/oil-majors-davos-idUSL6NOV12JJ20150122>

зовой промышленности в сумме составило 400 млрд долл. США за последние пять лет. При этом речь шла о приостановке многих из них ввиду «низких» цен на нефть, которые в тот момент превышали 100 долл. за баррель. Одно из решений, которое обсуждали при этом представители крупнейших мировых нефтегазовых компаний, – создание общедоступной базы данных, содержащей перечень лучших и худших сервисных компаний по всем регионам мира, а также формирование «свода правил» по разработке и освоению месторождений. Особое значение имеет выполнение контрактных обязательств «точно в срок». Вице-президент компании ENI отметил: «В 1980-е мы не использовали контракты “под ключ” (ИПС – Инжиниринг-Поставка-Строительство, EPC – Engineering-Procurement-Construction). Мы делали многое сами. В 2000-е мы многое отдали на аутсорсинг и стали слабее в инжиниринговом отношении»¹⁵. Поэтому в конце 2014 г. ENI наняла дополнительно 2 тыс. чел. для выполнения определенных работ собственными силами¹⁶.

Страны – владельцы ресурсов/запасов углеводородного сырья резко расширяют структуру, состав и объем ресурсов/запасов углеводородов, которые они в состоянии эффективно осваивать и разрабатывать (привлечение финансовых ресурсов для реализации проектов не является в современном мире проблемой, равно как не являются проблемой приобретение оборудования и собственно реализация проекта). Поэтому сегодня возрастает роль обладания новыми технологиями и новыми навыками освоения и разработки месторождений углеводородов, прежде всего традиционных залежей, вступивших в завершающую стадию разработки, и тем более залежей нетрадиционного типа.

Компании, обладающие технологиями и накопившие необходимый опыт, имеют теперь возможность получать дополнительные доходы рентного характера, обусловленные не столько природными и географическими особенностями ресурсной базы, сколько наличием опыта и знаний, которые они сумели у себя аккумулировать. Но национальные компании стран-собственников ресурсов/запасов углеводородов, так же как и компании другого типа (назовем их компаниями-реципиентами, и они не обязательно имеют статус национальных), которые не вкладывают средства в фундаментальные исследования и не занимаются созданием принципиально новых технологий, тоже не стоят на месте. Они постепенно осваивают технологии и организационно-экономические решения, разрабатываемые и продвигаемые другими

¹⁵ *Ibid.*

¹⁶ *Ibid.*

странами и компаниями. Способы освоения технологий и реализации решений выбираются, как правило, совершенно иные: не исследования и разработки, а покупка, копирование технологий или привлечение компаний, имеющих соответствующий опыт и обладающих лицензиями для оказания сервисных услуг.

К тому времени, когда ранее созданная технология находит широкое применение в стране-реципиенте, она уже является стандартной, широко распространенной и, как правило, никак не содействует развитию смежных и вспомогательных отраслей страны-собственника нефтегазовых ресурсов в рамках современного инновационно ориентированного пути развития. Это означает, что такое применение закрепляет за страной-реципиентом статус сырьевой страны и не способствует подъему ее научно-технического и технологического уровня. Для такой страны решение обычно видится в одном – в усилении внимания к геологоразведочным работам с тем, чтобы найти крупное или сверхкрупное месторождение, которое позволит за счет действия естественных факторов (прежде всего за счет масштаба) повысить отдачу от вложенных в нефтегазовый сектор финансовых активов.

Самый неудачный сценарий тот, при котором, несмотря на применение стандартных (по мировым меркам) технологий, не удастся обеспечить рост отдачи и нивелировать ухудшение технологических и экономических показателей (точнее, изменение качественных характеристик ресурсной базы) за счет открытия новых крупных (еще лучше – сверхкрупных) месторождений. В этом случае страну ожидает деградация национальной нефтегазовой отрасли и всего комплекса обеспечивающих отраслей.

Выход из подобной ситуации видится один: необходимо сменить модель организации и функционирования нефтегазового сектора. При этом, как мы неоднократно подчеркивали, смена модели не означает приватизацию или потерю суверенитета в отношении активов, имеющих национальное значение.

С течением времени изменение состава и типа залежей углеводородов, вовлекаемых в освоение и разработку, происходит в направлении движения от традиционных источников к нетрадиционным. Драйверами этого процесса являются не только технологии и уровень цен (позволяющий окупать затраты), но также изменения институциональной среды (норм, правил, процедур) и тесно связанной с ней инновационно ориентированной организационно-экономической среды в нефтегазовом секторе и в связанных с ним обеспечивающих отраслях и видах деятельности.

Инновации – технологические и организационно-экономические – меняют представление о запасах углеводородов, которые могут быть освоены, добыты и реализованы экономически эффективно. В итоге осуществляется переход от традиционных источников углеводородов к нетрадиционным. В свою очередь новые научно-технические решения опираются на результаты фундаментальных научных исследований и передовых инженерно-технических решений (включая создание новых устройств и технологий на их основе). Эффективные организационно-экономические решения базируются на гибком использовании сильных сторон различных компаний, что в конечном счете позволяет наиболее полно раскрыть потенциал и творческие возможности отдельных участников процесса разведки, освоения и разработки залежей углеводородов – людей с идеями, знаниями и стремлением к достижению успеха.

Гибкость и эффективность связаны с увеличением степени многообразия по всем основным направлениям – от институциональной среды (в виде развернутого свода норм, правил и процедур – как формальных, так и неформальных) и до тесно с ней связанной организационной структуры. Последняя предполагает наличие как вертикально интегрированных компаний, так и частично интегрированных и неинтегрированных. Отличительная особенность современных процессов в этой области – стремительное «вхождение» сервисных компаний в разряд ведущих участников. При этом среди сервисных компаний доминируют не только те, у которых больше парк буровых станков или геофизических станций и лабораторий, выполняющих самые сложные физико-химические анализы, но прежде всего те, которые имеют уникальные собственные технологии и располагают персоналом высочайшей квалификации.

1.5. МНОГООБРАЗИЕ: ПОКАЗАТЕЛЕЙ МНОГО – ОСНОВНОЙ РЕЗУЛЬТАТ ОДИН И ТОТ ЖЕ

Из сказанного выше следует, что многообразие можно оценить (получить представление о его сравнительном уровне) только проанализировав значительное число явлений в нефтегазовом секторе, тенденции и направления его развития. За анализом тенденций и направлений следуют выбор и оценка показателей, их характеризующих. На наш взгляд, к числу таких показателей можно, например, отнести:

- соотношение количества компаний, различных по степени интегрирован-

ности (по добыче, по инвестициям, по числу занятых и т.д.): вертикально интегрированных, частично интегрированных, неинтегрированных;

- размеры сервисного сектора и динамику показателей деятельности компаний, его представляющих (показателей физического объема выполняемых работ, объема работ в стоимостном выражении, экономической эффективности и т.д.);
- уровни добычи по типам компаний и по видам залежей углеводородов (традиционные, нетрадиционные и проч.)

Результаты действия фактора многообразия среды можно оценивать, например, по таким показателям, как:

- динамика добычи из традиционных и нетрадиционных залежей;
- издержки добычи и цена на добываемые углеводороды;
- степень извлечения углеводородов (по отношению к начальным выявленным ресурсам/запасам);
- объемы добычи с использованием современных технологий повышения нефтеотдачи пласта.

Показатели физического объема важны не сами по себе (см. выше о динамике использования парка буровых станков в США), а в сопоставлении с результатами их применения. Так, например, значительные объемы бурения скважин в США (более 600 тыс. скважин за последние 30 лет) имеют значение не только с точки зрения влияния на динамику добычи углеводородов, но также с точки зрения получения знаний о геологии недр страны. Именно последнее обстоятельство во многом способствовало переводу ресурсного потенциала сланцевых залежей и залежей плотных пород в реальные экономически значимые активы. Тем самым были созданы возможности для эффективного приложения усилий недропользователей и инвестирования в освоение подобных объектов. Важны не столько метры проходки, сколько метры проходки в расчете на размеры территории, охваченной разведкой и освоением (плотность сетки скважин), не протяженность трубопроводов, а их плотность в расчете на единицу территории.

Отмеченные выше показатели отражают относительную «производительность» различных факторов – знаний о геологическом строении территории, инфраструктуры, использовании труда и капитала и проч. Это связано с тем, что освоение нетрадиционных залежей целесообразно только в том случае, если экономические результаты превышают понесенные затраты и обеспечивают приемлемый уровень возврата на вложенный капитал. Эффективность инвестиций обеспечивают

не столько размер месторождения и экономия от масштаба, сколько труд, знания и капитал.

В то же время принципиальную роль играют не только и не столько сами по себе значения относительных показателей по выполненным работам, сколько достижение этими показателями определенных «пороговых» (или критических) значений. В этом случае при достижении показателями, характеризующими степень разнообразия нефтегазового сектора, таких уровней, а также при наличии совокупности эффективно работающих норм, правил и соответствующих им процедур, определяющих условия функционирования компаний, происходит скачок в развитии сектора, в определенном смысле – качественный. Сектор начинает менять траекторию своего развития: например, тренд снижения добычи углеводородов сменяется трендом ее стабилизации и даже роста; тренд быстрого роста издержек сменяется его замедлением (или даже снижением издержек). Качественный скачок в развитии НГС не следует отождествлять с открытием новых месторождений, например, залежей нефти традиционного типа.

Как нам представляется, такая качественная картина динамики нефтегазового сектора, во многом идеальная, в каждой стране и в каждой исторической ситуации имеет свои весьма существенные особенности. Эти особенности определяются не только спецификой освоения территории (точнее, ее недр) и степенью ее изученности, но также спецификой применявшихся в той или иной стране технических и технологических решений. Приведенные выше соображения можно проиллюстрировать примером США как результатом функционирования экономики, работающей на принципах рыночного хозяйства, и реализации созданного на протяжении многих лет технологического, научного и в целом производственного потенциала. Прежде чем США стали увеличивать добычу углеводородов из нетрадиционных залежей, нефтегазовый сектор этой страны прошел длительный путь развития и формирования необходимых условий (табл. 3).

Таблица 3

Основные этапы в разработке ключевых технологий добычи трудноизвлекаемых ресурсов углеводородов в США

Год	Технология, решение в области применения
1929	Бурение первой горизонтальной скважины в Техасе

1947	Первый гидроразрыв пласта в Канзасе
1949	Первый экономически рентабельный гидроразрыв пласта в Оклахоме
1979	Начало разработки формации Барнетт, первый гидроразрыв пласта на сланцевых формациях
1986	Первый многостадийный гидравлический разрыв пласта на сланцевых формациях (семь стадий)
1992	Первое применение трехмерной сейсмики в Техасе
1997	Первое применение реагента на водной основе для гидроразрыва пласта на формации Барнетт
2000	Бурение первой горизонтальной скважины на формации Барнетт
2002	Комбинация горизонтального бурения и гидроразрыва пласта на формации Барнетт

Источник: [Золина, 2014, с. 31].

Появление одних ключевых технологий произошло благодаря государственным программам развития НИОКР, например, в области добычи природного газа из неконвенциональных источников, и усилиям частных компаний, а других – только благодаря усилиям частных нефтегазовых компаний. Результатом реализации государственных программ стали в первую очередь разработка и применение в 1979 г. технологии пенного гидроразрыва пласта, что позволило сократить объем используемой для этих целей жидкости на 75–90% ¹⁷. Последовательное внедрение таких технологий и накопление опыта их применения привели к устойчивому росту добычи углеводородов из нетрадиционных источников.

Компании в процессе разработки формации проходят «процесс обучения» – накапливают опыт, находят эффективное соотношение компонентов для гидроразрыва пласта, сокращают время на бурение. Особенностью разработки сланцевых формаций является их значительное многообразие: участки (плеи) различаются по физическим и геологическим характеристикам. Поэтому хотя ключевых технологий добычи американской трудноизвлекаемой нефти три – многостадийный гидравлический разрыв пласта (ГРП), горизонтальные скважины, трехмерная

¹⁷ См.: Wang Zh., Krupnick A. *A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States. What led to the boom? Resources for the Future. April 2013. Washington, DC.* – URL: <http://www.rff.org/RFF/documents/RFF-DP-13-12.pdf>.

сейсмика – комбинаций их применения существует множество (начиная от сочетания растворов и проппантов для гидроразрыва и заканчивая расстоянием при многостадийном ГРП и временем его проведения).

В США принципиальную роль сыграли не столько технологии, сколько экономические условия: цены, налоги, издержки подрядчиков. Эффективная налоговая ставка для нефтедобывающих компаний, т.е. отношение выплачиваемых налогов к выручке до налогообложения, в штатах, обеспечивающих большую часть добычи «неконвенциональных» углеводородов, была ниже по сравнению со средними по стране показателями. Как мы отметили выше, малые и средние нефтяные компании ориентированы на более рискованные, но и приносящие больший доход виды деятельности, т.е. в краткосрочной перспективе создание денежного потока и активный его рост являются для них более значимыми по сравнению с получением стабильного дохода. С точки зрения финансирования бизнеса независимые нефтяные компании в отличие от ТНК не обладают большими финансовыми возможностями и вынуждены привлекать финансовые ресурсы извне (прежде всего в форме кредитов). Фактором, характеризующим доступность кредита, является ставка процента. Резкое снижение ставки процента в США в конце 2008 г. и дальнейшая ее стабилизация на среднем уровне 0,5% позволила нарастить добычу нефти к февралю 2014 г. в 1,47 раза по сравнению с ноябрем 2008 г.

Относительно роли экономической среды и условий еще более категоричное мнение высказал Н.А. Иванов: «Американская “сланцевая революция” произошла

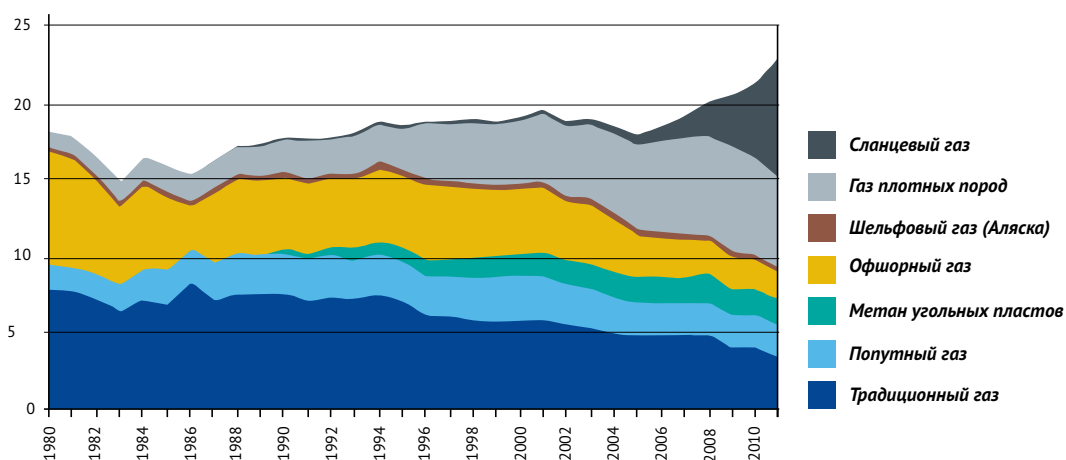


Рис. 12. Добыча сланцевого газа и других видов газа в США в 1980–2010 гг.

Источник: IPAA. – URL: <http://www.ipaa.org/economics-analysis-international/industry-statistics/>

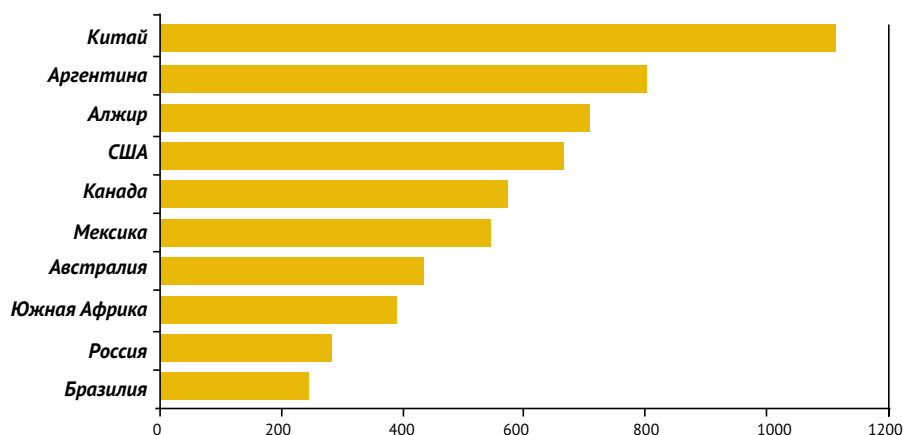


Рис. 13. Мировые запасы сланцевого газа, трлн куб. футов

Источник: EIA. – URL: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/index.cfm>

не благодаря, а вопреки усилиям государства... Роль и влияние Вашингтона на инновационный прорыв в добыче нефти и газа были минимальными. По большей части заслуга принадлежит свободному рынку, взаимодействию частных землевладельцев, властей штатов и энергетических компаний, которые создали инновационные подходы к разработке ресурсов нефти и газа, которые считались недоступными» [Иванов, 2014, с. 67].

В результате в США за период с 1990 по 2012 г. произошло практически восьмикратное увеличение добычи сланцевого газа: с 8 до 67 млрд куб. м. В 2012 г. 24 млрд куб. футов природного газа в сутки (37%) в стране добывалось из сланцевых пород. Разработка этих ресурсов позволила увеличить объемы добычи газа почти на 20% (рис. 12).

В то же время США – страна, не самая обеспеченная указанными источниками добычи газа. По имеющейся на данный момент информации, значительные запасы сланцевого газа помимо США сосредоточены в Китае, Австралии, Аргентине, Мексике, Канаде, Алжире и России (рис. 13).

К числу характеристик институциональной среды, обеспечивших такую динамику добычи, с полным основанием можно отнести:

- систему частных прав собственности на землю и недра (что обуславливает как заинтересованность владельца участка недр и земельного участка, так и возможность переуступки и перемещения участка в руки более эффективного собственника);
- значительное разнообразие типов компаний, оперирующих в нефтегазовом секторе (и добывающих, и сервисных);

– адекватные финансово-экономические условия с точки зрения принятия компаниями повышенных геологических и технологических рисков.

В США уже с конца 1970-х годов правительство предприняло ряд шагов, направленных на стимулирование добычи природного газа из новых источников, в том числе нетрадиционных. В частности, ценовое стимулирование было закреплено законодательно в ст. 107 Закона о политике в области природного газа (Natural Gas Policy Act). С 1 ноября 1979 г. цены на газ, добытый из нетрадиционных источников, не регулировались (в отличие от цен на «традиционный» природный газ), что создало большое преимущество для компаний, разрабатывающих эти источники газовых ресурсов. В соответствии со ст. 29 Закона о налогообложении сверхприбыли при добыче нефти (Crude Oil Windfall Profits Tax Act), вступившего в силу в 1980 г., производителям газа из нетрадиционных источников, а именно из девонских отложений сланцев, низкопроницаемых формаций и угольных пластов, предоставлялись льготы в размере около 18 долл./тыс. куб. футов. Предоставление налоговых льгот для добычи из нетрадиционных источников в рамках ст. 29 было прекращено в конце 1992 г. Но это не привело к такому существенному сокращению объемов добычи «нетрадиционного» газа, как ожидалось. Результатом ценового стимулирования в сочетании с налоговыми льготами в первое десятилетие стало значительное увеличение добычи газа из нетрадиционных источников – с 0,5 трлн куб. футов в 1980 г. до 3 трлн куб. футов в 1990 г. Однако эти инструменты в определенном смысле лишь запустили процесс.

Для тех, кто стремится преуспеть в данном бизнесе и имеет возможность реализовать это желание, не менее важен и доступ к недрам. В США право собственности на недра изначально принадлежит собственнику земли. Это автоматически дает право на ведение работ, связанных с разведкой, разработкой месторождений и добычей полезных ископаемых, что делает сланцевый газ собственностью землевладельца и стимулирует его к эффективному освоению данных ресурсов. Благодаря хорошо проработанным нормам и правилам в США процедура получения доступа к участкам недр простая и прозрачная. Система лицензирования в США нацелена на предоставление крупных участков земли с большой свободой выбора для самых различных по размеру и финансовому потенциалу компаний. Максимальная площадь участка, которую инвестор может получить в аренду, достаточно велика: 2560 акров (10,36 кв. км) в «нижних» 48 штатах и 5760 акров (23,31 кв. км) на Аляске. Это особенно важно для разработки месторождений слан-

цевого газа, так как данные ресурсы залегают на больших по площади территориях.

При этом в США крупные, средние и мелкие компании имеют равный доступ к лицензиям. Отсутствие дискриминации по размеру также способствует развитию частного сектора мелких и средних инновационно ориентированных компаний.

В целом показатели, которые характеризуют степень разнообразия среды и факторов, влияющих на функционирование нефтегазового сектора США, имели динамику, представленную ниже.

Если рассмотреть количество пробуренных в тот период скважин для добычи газа на традиционных и нетрадиционных месторождениях (табл. 4), то можно увидеть, что три из четырех скважин приходились на газ из нетрадиционных источников – метан из угольных пластов, газ из плотных пород и газ из сланцев, что, безусловно, способствовало накоплению опыта и формированию целого технологического направления в данной сфере.

Таблица 4

Количество пробуренных скважин для добычи газа из традиционных и нетрадиционных источников в США в 1990–1994 гг.

Год	Общее кол-во скважин	Кол-во скважин для добычи «нетрадиционного» газа
1990	10705	7192
1991	9452	6577
1992	8073	6293
1993	9808	6029
1994	8940	5508

Источник: Kuuskraa V.A., Stevens S.H. Advanced Resources International Inc., 1995. – URL: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-93/issue-50/in-this-issue/exploration/exploration-how-unconventional-gas-prospers-without-tax-incentives.html>

Динамика количества выданных лицензий на право пользования недрами была следующей. Благодаря эффективности и простоте процедуры выдачи лицензий на разработку участков недр, содержащих углеводороды, в США в среднем ежегодно распределяется 60–80% из выставленных лицензий (рис. 14). В России, например, значение этого показателя за последние несколько лет не превышало 20–30%, несмотря на то, что общее число лицензий, выставляемых на аукционы, почти в 10 раз меньше по сравнению с их числом в США. Общее же количество выдан-

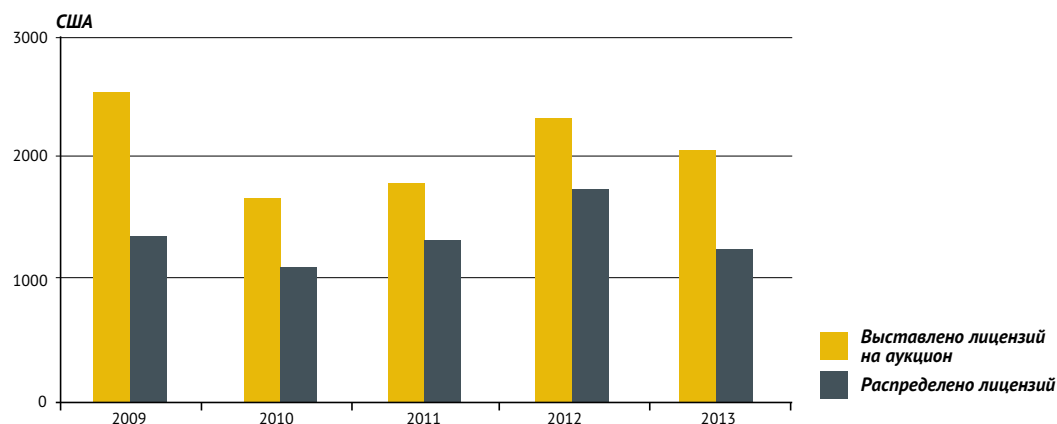


Рис. 14. Динамика количества лицензий на разработку углеводородов, в США в 2009–2013 гг.

Источник: Bureau of Land Management. – URL: http://www.blm.gov/pgdata/etc/medialib/blm/wo/MINERALS_REALTY_AND_RESOURCE_PROTECTION/_energy/oil_gas_statistics/data_sets.Par.97646.File.dat/Lease%20Sale%20Results_2009-2012.pdf

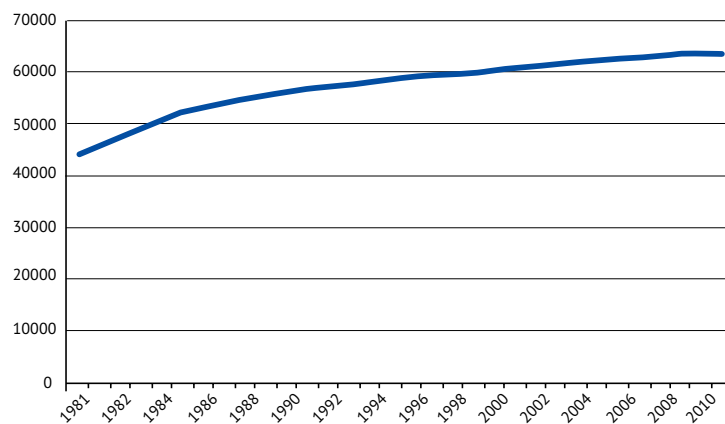


Рис. 15. Динамика количества выданных лицензий на право пользования недрами в США в 1980–2010 гг.

Источник: IPAA. – URL: <http://www.ipaa.org/economics-analysis-international/industry-statistics/>

ных в США лицензий на разработку участков недр, содержащих углеводороды, по состоянию на 2012 г. достигло 63 тыс. Для сравнения: в России общее число выданных лицензий немногим превышает 3 тыс. (см. рис. 14; рис. 15).

Такое большое количество участков, затронутых различными видами работ по поискам, разведке и добыче углеводородного сырья, позволило (и позволяет) компаниям в США накапливать большой опыт и аккумулировать колоссальные знания по геологии самых разных участков недр и по технологии работы с ними. В США

нормы и правила освоения ресурсов углеводородов ориентированы на стимулирование недропользователей к применению новых методов добычи. Американские налоговая система и система контроля со стороны государства не допускают выборочной отработки ресурсов/запасов месторождений. Одновременно устанавливается одинаковый для всех недропользователей рентный налог. Недропользователи, которые пренебрегают современными методами увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов, платят налоги сполна.

Для того чтобы налоговое стимулирование такого рода было эффективным, необходимы институты контроля. В США недропользователь отчитывается за прошедший месяц о ежесуточной добыче по каждой из своих скважин. При этом возможна проверка со стороны контролирующих органов, которые имеют право доступа ко всем эксплуатируемым объектам, к любым записям, отчетам и материалам.

В то же время количество разведочных скважин в США с 2008 по 2011 г. имело тенденцию к снижению (рис. 16), несмотря на то, что именно в этот период наблюдался самый значительный рост в добыче сланцевого газа. Это объясняется тем, что центр тяжести в усилиях компаний был перенесен с поисков и разведки непосредственно на разработку залежей и на применение различных подходов к интерпретации и обобщению полученных прежде огромных объемов знаний о недрах. Также следует иметь в виду, что к этому времени были накоплены колоссальные знания на основе изучения ранее пробуренных скважин (число которых приближается к миллиону единиц).

Наличие сильных институтов частной собственности, а также эффективность и простота норм и правил доступа к недрам сыграли существенную роль в переходе

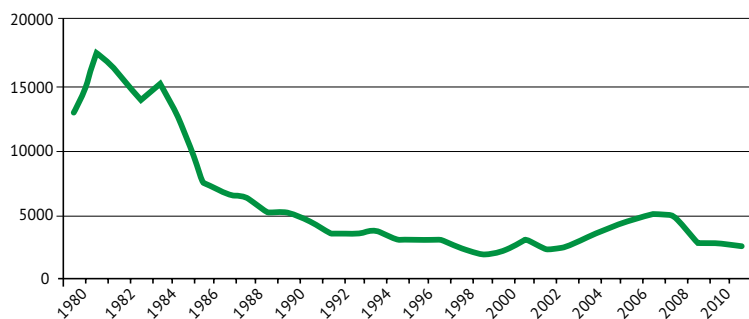


Рис. 16. Динамика изменения количества разведочных скважин в США в 1980–2010 гг.

Источник: IPAA. – URL: <http://www.ipaa.org/economics-analysis-international/industry-statistics/>

нефтегазовой отрасли США на инновационные рельсы. Принципиально важно, что за последние 10–15 лет не было сделано никаких новых прорывных изобретений, а совершенствовались подходы к совместному применению горизонтального бурения, технологии гидравлического разрыва пластов и трехмерной сейсмики. Направление совершенствования – более точечный и более объектно-ориентированный подход. Например, не гидроразрыв как таковой, а многостадийный разрыв, не горизонтальное бурение как таковое, а горизонтальное бурение в нескольких проекциях и т.д.

Несмотря на то, что процесс внедрения инноваций – от технических и до организационно-экономических – идет непрерывно, его влияние на качественное изменение ресурсной базы, тем не менее, происходит в определенные периоды времени. Такая скачкообразная картина является результатом накопления знаний и опыта, а также наличия благоприятных внешних условий.

Индикатором накопленных знаний может служить, например, число скважин. К 2012 г. в США было уже свыше 1 млн пробуренных скважин (только за 1973–2010 гг. пробурено более 580 тыс. нефтяных скважин)¹⁸. Опыт, полученный экономическими агентами в нефтегазовом секторе США в самых разнообразных областях (от горизонтального бурения и трехмерной сейсмики до трехмерного моделирования пластов), а также значительное число высококвалифицированных специалистов, ориентированных на поиск новых решений и обладающих современными знаниями, – все это вместе взятое обеспечило синергетический эффект в виде качественного скачка и перехода к новым видам активов (таким, как сланцевые залежи нефти и газа, а также в целом углеводороды низкопроницаемых коллекторов).

Для того чтобы специалисты и предприимчивые люди могли реализовать свой потенциал и воплотить идеи, необходимы и производственно-технологическая основа, и определенная инфраструктура. Важнейший элемент такой производственно-технологической основы – парк буровых станков (существенное значение имеет также их мобильность, т.е. возможность относительно быстрого перемещения на новое место). США обладают крупнейшим в мире парком буровых установок. Их количество в 2011 г. превышало 1,8 тыс. функционирующих единиц (рис. 17), большинство из которых могут бурить протяженные горизонтальные скважины. Размер этого парка был больше, чем в странах – бывших республиках Советского Союза,

18 См.: *U.S. Crude Oil Developmental Wells Drilled (Count)*. – URL: http://tonto.eia.gov/dnav/ng/hist/ertwo_xwcd_nus_cm.htm.

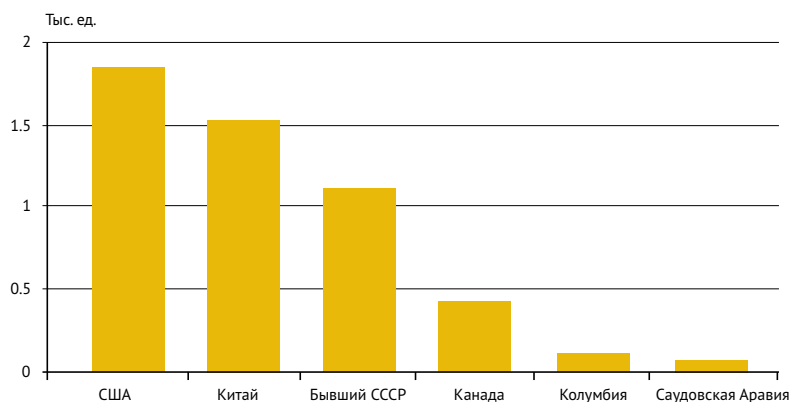


Рис. 17. Количество буровых станков в США и некоторых других странах в 2011 г.

Источник: BP Energy Outlook 2030. BP, 2012. – URL: www.bp.com/extendedsectiongenericarticle.do?categoryId=9048887&contentId=7082549

Саудовской Аравии и Канаде вместе взятых. В дальнейшем, несмотря на стабилизацию парка, рост объемов бурения шел в основном за счет увеличения производительности установок и обновления их парка.

Колоссальную роль в США в стабилизации добычи углеводородов и в том, что нефтегазовый сектор страны перешел на качественно новую траекторию, сыграло и уплотняющее бурение на месторождениях, прежде всего по мере снижения продуктивности скважин и их перехода в категорию малодебитных. В США к малодебитным скважинам относят те, которые обеспечивают добычу менее 10 барр. в сутки (примерно 1,4 т в сутки) и имеют обводненность более 95%. Число таких скважин превышает 400 тыс. – это почти 80% всего фонда нефтяных скважин. Меры инвестиционного и налогового стимулирования для поддержания добычи нефти из малодебитных скважин дали возможность не только повысить коэффициент извлечения нефти, но также, что особенно важно, накопить знания о геологических и технологических особенностях разработки разных типов залежей.

В России же традиционно применяются редкие сетки скважин, в частности в Западной Сибири – примерно 50 га/скв. Однако, как показывает опыт США, методы повышения нефтеотдачи дают эффект начиная с плотности сетки от 16 га/скв и менее. Это означает прежде всего необходимость проведения буровых работ в колоссальном объеме (в России, например, это уплотняющее бурение и восстановление проектных систем разработки). Нельзя не согласиться с тем, что в России в условиях «приоритета для нефтяных компаний стратегиче-

ских проектов (приобретение новых активов, ввод новых месторождений, бурение новых скважин, модернизация нефтеперерабатывающих мощностей и др.) масштабные методы производственно-научных мероприятий и геолого-технических мероприятий, разбуривание краевых и малопродуктивных зон на месторождении объективно остаются второстепенными, менее важными для ВИНК и холдингов в целом». [Поддубный, 2011, с. 32; URL:// <http://neft-gaz-novacii.ru/ru/archive/16-2011/205-7-2011>.]

Именно бурение (правило «истина – на кончике долота» в сфере поиска, разведки и добычи нефти и газа носит всеобщий характер) и его результат – колоссальный фонд пробуренных скважин, а также обобщенные и систематизированные знания послужили «интеллектуальной» основой для перехода нефтегазового сектора США на новую траекторию развития. Одну из ведущих ролей в обобщении данных в настоящее время играет Центр экономической геологии Университета Техаса ¹⁹. При этом отмеченное выше правило значительно расширено: не только «истина – на кончике долота», но и «прежде чем нефть появится на кончике долота, она должна появиться в голове у того, кто его использует».

Важно также наличие в стране развитой инфраструктуры – как общей (дорожной сети), так и специализированной (трубопроводов и терминалов). Роль инфраструктуры велика и потому, что ее использование основано на принципе «общего перевозчика», предполагающем свободный и недискриминированный доступ.

О роли знаний и специалистов – носителей уникальных навыков и умений свидетельствует то, что в 2011 г. число квалифицированных специалистов, занятых в нефтегазовой отрасли США, превысило 2 млн чел. Причем эта величина не сильно изменилась в связи с бумом добычи сланцевого газа (рис. 18).

В нефтяной промышленности США весьма успешно сосуществуют вертикально интегрированные и малые (и даже сверхмалые) компании. На долю малых независимых компаний в США приходится почти 60% добычи углеводородов (рис. 19). К примеру, в России таких компаний менее 3% в добыче нефти и менее 10% в добыче газа. В Канаде около трети всего объема добываемой нефти также приходится на долю мелких компаний, количество которых достигло нескольких тысяч.

Как мы уже отмечали, при разработке небольших традиционных месторождений с высокой степенью выработанности запасов или качественно новых видов

¹⁹ См.: Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin. – URL: http://www.beg.utexas.edu/info/shale_rsrvs_prod.php.

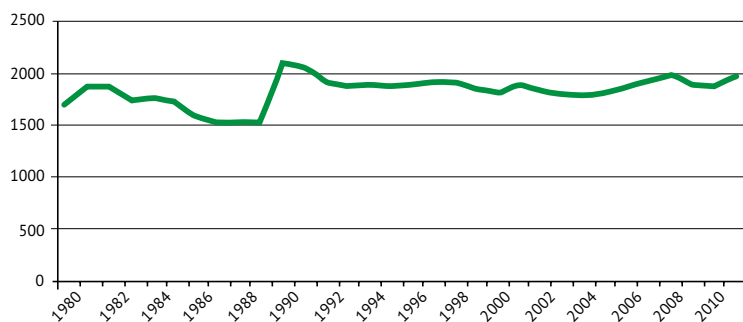


Рис. 18. Динамика изменения численности занятых в нефтяной промышленности США в 1980–2010 гг.

Источник: IPAA. – URL: <http://www.ipaa.org/economics-analysis-international/industry-statistics/ontentId=7082549>

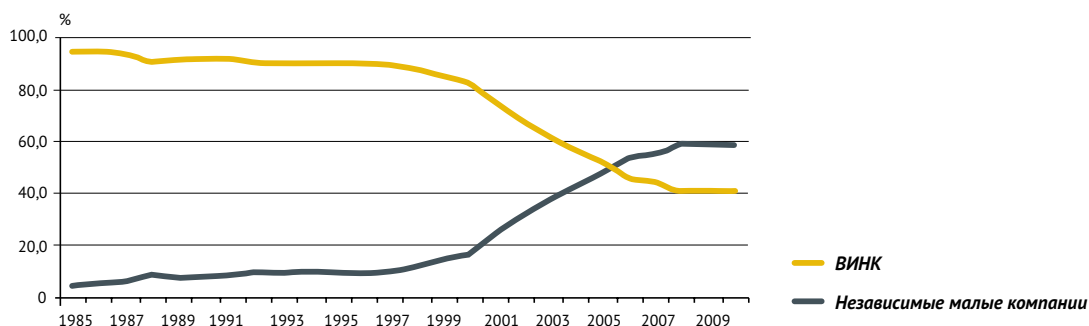


Рис. 19. Независимые малые и средние компании

Источник: IHS Final Report

залежей требуется применение более узких, специфических знаний, компетенций и навыков. По мере изменения характеристик активов нефтегазового сектора, а именно повышения степени зрелости нефтегазовых провинций, возрастает роль конкуренции и гибкости в деятельности компаний. Эти характеристики для них становятся более важными с экономической точки зрения, чем экономия от масштаба, которая перестает давать отдачу. Один из результатов реализации компаниями США названных качеств – устойчивый рост коэффициента извлечения нефти. В настоящее время он превышает 40% по сравнению с 25–28% 20–30 лет назад. Следует заметить, что данный показатель в США имеет весьма относительный характер: речь идет об извлекаемых запасах нефти при текущих ценах, т.е. оценка дается по принципу «здесь и сейчас».

Взаимодействие всех отмеченных выше факторов (именно взаимодействие и

именно совокупности факторов, создание и развитие которых в США целенаправленно поддерживаются) начиная с определенного времени дает колоссальный синергетический эффект. Накопление знаний, опыта, формирование благоприятной институциональной среды в США шли непрерывно. Тем не менее качественный скачок в составе добываемых углеводородов произошел совсем недавно. Это означает, что накопилась определенная, в каком-то смысле критическая масса факторов и условий, что и позволило совершить такой скачок (рис. 20).

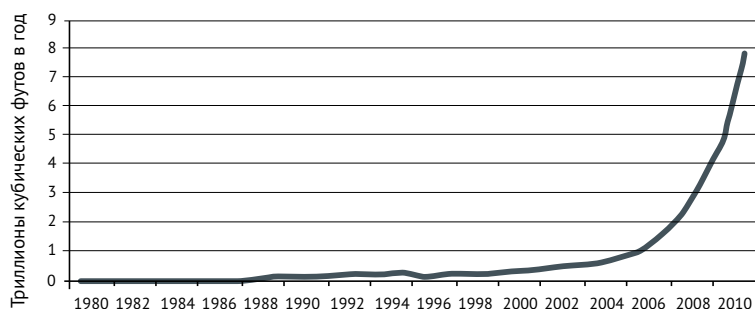


Рис. 20. Динамика добычи сланцевого газа в США

Источник: Sieminski A. *Annual Energy Outlook 2012. Early Release Reference Case*. US Energy Information Administration. Washington, D.C., December 5, 2012. – URL: www.eia.org

Нефтяной бум в Техасе, Пенсильвании, Северной Дакоте, Луизиане и Оклахоме за счет увеличения добычи углеводородов из сланцевых залежей привел к экономическому росту в этих штатах. Безработица в них значительно снизилась относительно общего уровня. Например, в Оклахоме – до 5,2% в 2013 г. по сравнению с общеамериканским показателем 7,8%. Наиболее впечатляющие результаты демонстрировала Северная Дакота (с ресурсным потенциалом в 20 млрд барр. сланцевой нефти) – там уровень безработицы в 2013 г. составил 3%, а в отдельных местах, таких как район формации Баккен (провинция Вильямс), и того меньше – 0,7%. Самое важное, что импульс к развитию получили и другие отрасли экономики названных штатов: поставщики и производители буровых труб, транспорт (как автомобильный, так и железнодорожный), нефтехимия и химия и т.д. Получил новый импульс и западный Техас. До этого, в 1982–1985 гг., там произошло массовое сокращение работников в нефтегазовой отрасли – почти на 50 тыс. рабочих мест. За последние же несколько лет – с 2010 по 2013 г. население Техаса в целом выросло на 1,3 млн чел. Почти весь прирост пришелся на центры роста добычи из слан-

цевых залежей – Игл-Форд в Южном Техасе и Пермский бассейн на западе штата ²⁰.

Сланцевые углеводороды являются примером быстро растущего в мировой экономике сегмента региональных минерально-сырьевых ресурсов. С другой стороны, стремительный рост их добычи – отражение тесного взаимодействия экономики знаний и ресурсного сектора. Все это вместе взятое, как нам представляется, заставляет задуматься над феноменом развития сырьевой территории в ситуации современной экономики знаний. Важнейшее условие реализации подобной возможности – интеграция знаний, технологий и «новой институциональной реальности».

Феномен стремительного роста в США добычи углеводородов из нетрадиционных источников, таких как низкопроницаемые породы, а также сланцы (плюс битуминозные пески Канады), связывается со стандартным набором факторов. А именно, с появлением новых технологий добычи (сочетание технологии бурения скважин с протяженным горизонтальным участком и многократного проведения гидроразрывов пласта, появление новых средств и возможностей навигации при бурении столь сложных скважин, расширение спектра химических и физических методов воздействия на пласт с целью интенсификации притока углеводородов к забою скважины и т.д. и т.п.), с ростом цен на углеводороды в 2000-е годы, с колоссальным финансово-экономическим потенциалом американской экономики [Global Unconventional Oil..., 2014; America's New Energy Future..., 2012].

Важная роль технологии не подвергается сомнению. Действительно, оборудование для бурения залежей углеводородов нетрадиционного типа должно быть почти в 100 раз мощнее и эффективнее, чем применяемое на традиционных источниках. Буровые установки не только имеют повышенную энергетическую мощность, они также мобильны и позволяют бурить многоствольные скважины с одной площадки. Насосное оборудование отличают повышенные характеристики по уровню рабочего давления и проч. Технология гидроразрыва связана с использованием значительных объемов проппанта – песка (силикатов или керамики) для создания трещин в залежи (по существу, искусственных резервуаров). На каждую скважину требуется около 2 тыс. т проппанта. Насосно-компрессорное оборудование в целом должно иметь повышенные прочностные характеристики для работы в условиях колоссальных нагрузок и напряжений, вызываемых давлением и изгибами ствола скважины.

На региональном уровне большое значение имеет наличие доступа к транс-

20 См.: Batbold D., Grunewald P. Bakken activity: how wide is ripple effect? // Fedgazette. – 2013. – July. – P. 13.

портной инфраструктуре и современных систем регулирования ее функционирования — и контроля за ее состоянием и использованием. Инфраструктура является ключевым фактором успешного освоения залежей углеводородов нетрадиционного типа. Именно ее наличие и доступ к ней на конкурентной и прозрачной основе обеспечили в США стремительный рост добычи и сланцевого газа, и сланцевой нефти. Это то, что, несомненно, отличает условия, которые созданы в США и которые довольно трудно воспроизвести в других странах. Имеются в виду, прежде всего, число независимых компаний, развитость сервисного сектора, степень разветвленности системы трубопроводов и всей транспортной инфраструктуры, а также доступность объектов по подготовке и переработке добываемых углеводородов.

Именно в силу отмеченных выше причин и факторов — начиная от количества пробуренных скважин, состояния парка буровых станков (включая его мобильность, обусловленную как применяемыми типами станков, так и разветвленностью транспортной инфраструктуры) и закаливая исследованиями в университетах и технологических центрах, — прогноз Министерства энергетики США (на 2013 г.)²¹ предполагал, что добыча нефти в стране, особенно из ранее не осваивавшихся геологических структур (залежей в плотных породах — tight oil plays), будет на достаточно высоком уровне. Динамика добычи нефти на суше из сланцев и плотных пород (tight formations) имеет весьма устойчивый иммунитет и к низким ценам на нефть. Высокие цены запустили процесс освоения неконвенциональных залежей углеводородов, в то время как процесс «обучения» обеспечил (и обеспечивает в настоящее время) снижение издержек и растущую конкурентоспособность также при значительном снижении цен (вплоть до 40 долл. за баррель).

1.6. НАУКОЕМКИЙ СЕРВИСНЫЙ СЕКТОР: ОТ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ УСЛУГ К ФОРМИРОВАНИЮ АЛЬЯНСОВ

Наращение степени зрелости ресурсной базы не только предъявляет новые требования к институциональной среде — нормам, правилам и процедурам в отношении пользования недрами, но также предполагает формирование обширного сегмента наукоемких сервисных компаний — от занимающихся поисками и изуче-

21 См.: *US Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2013. Early Release Overview*. — URL: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/index.cfm>.

нием месторождений до выполняющих буровые работы и ремонтные операции. Нефтесервисный рынок – один из устойчиво и быстро растущих. По итогам 2012 г. рост мирового нефтесервисного рынка составил 10% по сравнению с предыдущим годом. В 2013 г. объем мирового рынка нефтесервисных услуг также демонстрировал рост на уровне 11% по сравнению с 2012 г. Крупнейшая в мире нефтесервисная компания Schlumberger в I кв. 2012 г. увеличила чистую прибыль на 38% (1,3 млрд долл. США против 944 млн долл. годом ранее)²². Чистая прибыль американской корпорации Halliburton за III кв. 2013 г. увеличилась на 17,2% и составила 708 млн долл. США против 604 млн долл. за аналогичный период предыдущего года²³. Совокупная выручка нефтесервисных компаний, публикующих результаты своей деятельности, в 2012 г. составила более 300 млрд долл. США. По утверждениям аналитиков, такие показатели говорят о том, что за последние три-четыре года рынок вырос почти вдвое.

Не только сервисные компании-гиганты определяют ситуацию на рынках соответствующих видов услуг. Например, в США компаний, которые заявили в своих регистрационных документах в качестве одного из видов деятельности бурение на нефть, насчитывается более 2400²⁴. Причем разнообразие видов деятельности чрезвычайно велико, и не все из них могут быть прерогативой крупнейших сервисных компаний. Поскольку малые инновационно ориентированные сервисные компании имеют опыт применения технологий в очень специфических условиях, для развития добычи углеводородных ресурсов в меняющейся ситуации – по мере истощения залежей традиционных ресурсов, а также по мере увеличения доли залежей нетрадиционного типа все шире применяются различные формы альянсов и партнерских отношений.

Разработка нетрадиционных источников углеводородного сырья – дело дорогостоящее. Малые компании (как добывающие, так и сервисные), как правило, только в результате сделок по слияниям и поглощениям могут получить доступ к значительным финансовым ресурсам. Это и стало одной из причин бума таких сделок на международном рынке в 2009–2011 гг.²⁵ Начало этому буму положила покупка в

²² См.: *Нефть России: Нефтяной сервис*. – 2012. – Спец. вып.

²³ РБК QUOTE. – URL: <http://quote.rbc.ru/news/fond/2013/10/21/34046902.html>

²⁴ *Oil Well Drilling in the United States*. – URL: http://www.manta.com/mb_35_E317D000_000/drilling_oil_and_gas_wells.

²⁵ См.: *Global Oil and Gas Transactions Review 2010*, Ernst & Young. – URL: <http://www.ey.com/>

декабре 2009 г. компанией Exxon Mobil компании XTO Energy (добывающая компания в Техасе, специализирующаяся на добыче сланцевого газа) за 41 млрд долл. США (из них 10 млрд долл. – долговыми обязательствами). В ходе другой сделки в феврале 2010 г. крупнейшая сервисная компания Schlumberger за 12,4 млрд долл. купила акции конкурента – Smith International. В Schlumberger считают, что эта сделка позволит сделать прорыв в области бурения скважин для извлечения газа из нетрадиционных источников и нефти из глубоководных месторождений. В июле 2011 г. австралийская BHP Billiton, крупнейшая в мире горно-добывающая компания, договорилась о покупке за 12 млрд долл. США американской Petrohawk Energy Corp., занимающейся добычей сланцевого газа.

Особо следует отметить подход Китая, который не только демонстрирует желание превратить свои национальные нефтяные компании в международные национальные. Целью ННК Китая еще 15 лет назад были доступ к недрам и активам в нефтедобыче, а также опыт и знания, имеющиеся у транснациональных нефтяных компаний, например у Exxon Mobil, Royal Dutch Shell, BP. Основным способом взаимодействия в нефтяной сфере китайских компаний с транснациональными стали слияния и поглощения. В целях приобретения технологий добычи сланцевого газа CNOOC планомерно скупает доли участия в проектах по освоению месторождений сланцевого газа: в 2011 г. она заплатила компании Chesapeake Energy 570 млн долл. США за долю в 33% в сланцевых месторождениях газа и нефти на границе штатов Вайоминг и Колорадо, а в 2010 г. – 1,08 млрд долл. этой же компании за долю в 33% в сланцевом месторождении Игл-Форд в штате Техас ²⁶. Также PetroChina в 2011 г. подписала с канадской компанией Encana соглашение о совместной разработке месторождений сланцевого газа на западе Канады и взяла на себя обязательства вложить в проект 5,4 млрд долл. США ²⁷. В июне 2011 г. Royal Dutch Shell plc. и CNPC заключили соглашение о создании совместного предприятия по добыче газа в КНР. В соответствии с соглашением компаниям будут принадлежать в этом предприятии по 50% ²⁸.

Publication/vwLUAssets/Global_oil_and_gas_transactions_review_2010/\$FILE/Global%20oil%20and%20gas%20transactions%20review%202010%20FINAL.pdf.

²⁶ URL: <http://lenta.ru/news/2011/01/31/cnooc/>.

²⁷ URL: http://usa.chinadaily.com.cn/epaper/2011-02/11/content_11984455.htm.

²⁸ URL http://www.vedomosti.ru/companies/news/1300140/shell_i_cnpc_budut_vmeste_dobyvat_slancevyj_gaz_v_kitae.

На этапе становления современной парадигмы в освоении новых источников ресурсов (в частности, это переход к активному освоению нетрадиционных источников нефти) чрезвычайно велика роль государства, прежде всего в плане поддержки фундаментальных исследований, направленных на поиск и детализацию научных подходов и инженерно-технических решений. Именно по этому пути пошли такие страны, как Норвегия и Канада, а также Австралия, Индия, Китай и др.

Как это ни странно, но США нельзя назвать лидером в области поддержки научных работ, проводимых для нужд нефтегазового сектора, скорее, наоборот. Так, в предложениях Министерства энергетики США, касающихся финансирования научно-исследовательских проектов в программах на 2012 г., финансирование таких программ, как «Технологии в области природного газа» (Natural Gas Technologies), а также «Технологии освоения нетрадиционных источников ископаемого топлива» (Unconventional Fossil Energy Technologies), полностью прекращено. А в 2010 г. эти программы финансировались в объеме 17,4 и 19,5 млн долл. соответственно. Средства были перенаправлены в сферу формирования условий для передачи технологий малому бизнесу.

Канада, напротив, активно поддерживает исследования (прежде всего это делает провинция Альберта за счет средств регионального нефтяного фонда). На протяжении длительного времени осуществлялась поддержка исследований, связанных с освоением и разработкой месторождений битуминозных песков (тяжелой «традиционной» нефти) и с извлечением из них жидких и газообразных углеводородов ²⁹.

В числе прочих программ, направленных на создание новых технологий освоения и разработки (на тот период) месторождений битуминозных песков, была сформирована и Программа поддержки инновационных технологий (Innovative Energy Technologies Program). Эта программа предусматривала налоговые вычеты по уплате роялти в сумме до 10 млн канад. долл. в расчете на один проект, демонстрирующий использование новой технологии повышения степени извлечения запасов и экологически ответственный подход. В течение только трех лет – с 2006 по 2008 г. в рамках данной программы было инвестировано свыше 148 млн канад. долл. [Alberta Oil Sands..., 2008]. Только на фундаментальные исследования, выполнявшиеся в университетах, и прежде всего на исследования, направленные на повышение экологичности предлагаемых технологий, было израсходовано свыше 1 млрд канад. долл. (из региональных средств провинции Альберта!) [Watson...,

²⁹ URL: <http://www.thecanadianencyclopedia.com/articles/alberta-oil-sands-technology-and-research-authority>.

2010]. Для распространения разработанных технологий был создан Канадский нефтебитумный инновационный альянс (The Canadian Oil Sands Innovation Alliance), обеспечивающий переток 446 специфических технологий и инноваций, на разработку которых было затрачено 700 млн канад. долл. [Alberta Oil Sands..., 2011].

В 1990–2000-е годы Канада совершила колоссальный рывок в обеспечении запасами нефти: с 40,1 млрд барр. в 1991 г. до 175,2 млрд барр. в 2011 г.³⁰ (следует отметить, что статистика, например, стран ОПЕК учитывает в Канаде только запасы «традиционной» нефти, поэтому отражаемый в статистике объем запасов на протяжении ряда лет не претерпевает изменений и равен 4,9 млрд барр. [Annual Statistical Bulletin..., 2012]). Однако путь был непростым: первые работы по добыче в Канаде битуминозной нефти датируются 1967 г. Полученный опыт в настоящее время дает основания полагать, что столь же успешно будут разработаны и подходы к освоению нетрадиционных залежей углеводородов (в сланцевых и плотных коллекторах).

В США создание и распространение новых технологий добычи сланцевого газа и сланцевой нефти осуществлялись в чрезвычайно благоприятных институциональных условиях³¹ (не следует сбрасывать со счетов государственную поддержку и политическую направленность усилий по ослаблению зависимости от поставок нефти из стран Ближнего Востока). «Имея длительную историю добычи конвенциональных нефти и газа, США стали эпицентром освоения и нетрадиционных (nonconventional) ресурсов, поскольку их материнские породы присутствуют и там, где добываются ресурсы традиционные (conventional). Отличительная особенность США состоит в том, что значительная часть необходимой инфраструктуры уже наличествует. У США одна из самых высокоразвитых энергетических инфраструктур, включая детальные базы данных по геологии резервуаров, полученных на основе результатов предыдущего бурения, колоссальный парк буровых станков, системы сбора и хранения, трубопроводы, а также значительное число высококвалифицированных специалистов и рабочих. Плюс при существующей правовой системе права собственности на недра в границах определенных участков могут быть проданы как физическим лицам, так и корпорациям. Этот подход на принципах “свободного рынка” позволяет быстрее осваивать месторождения и эффективнее реагировать на изменения при другой динамике развития нефтегазовой промышленности»³².

30 См.: BP Statistical Review of World Energy, June 2012. – URL: <http://bp.com/statistical/review>.

31 URL: http://www.pttc.org/tech_centers/unconventional/unconventional_wp.pdf.

32 *The End of an Era: The Death of Peak Oil. An Energy Revolution, American Style. The Boston Company*

Не менее важны, чем технологии, опыт и навыки их применения. Значительных экономических результатов добиваются те компании, которые не только имеют доступ к технологиям, но и находятся «на острие» создания и применения самых передовых из них. Важна триада: самые передовые технологии – опыт и навыки работы в нестандартных условиях – институциональная среда.

Процесс распространения технологий в современном мире, как правило, невозможен без кооперации усилий разных компаний и государства (см. выше об опыте Канады). Наиболее яркий пример такой кооперации – норвежский научно-инженерный центр SINTEF ³³, который является ведущей в мире организацией по созданию и продвижению многофазных систем добычи и транспортировки углеводородов (использование этих систем резко удешевило затраты на обустройство подводных месторождений, в том числе в Арктике). Существенно, что уже в начале становления центра его поддерживали и профинансировали компании-конкуренты. Понимание необходимости объединения усилий для обеспечения технологического рывка перевесило корпоративные цели и предпочтения.

На самом начальном этапе технологии освоения более сложных источников углеводородов все же, как правило, слишком дороги для коммерческого применения. Поэтому важен переход от исследований, финансируемых государством в рамках более широких программ, к исследованиям, включенным в реальные проекты. Отсутствие у того или иного государства, имеющего нефтегазовые ресурсы, собственной научно-технической политики в энергетическом секторе, недостаточная поддержка фундаментальной науки и образования ведут в конечном счете к закреплению ресурсной структуры национальной экономики и не позволяют в полной мере реализовать те социально-экономические эффекты, которые обеспечивает инновационно ориентированная модель развития.

Отдельные технологические и организационные инновации дают возможность на определенное время ослабить тенденцию сокращения объема получаемого дополнительного дохода, но в общем случае не помогают противостоять этой тенденции. По мере уменьшения и затем исчезновения дополнительного дохода, обусловленного наличием рентной составляющей, крупные вертикально интегрированные компании начинают смещать центр тяжести своих операций в новые

Asset Management's Global Natural Resources Team. 2013. – URL: www.thebostoncompany.com/.../Feb13_Death_of_Peak_Oil.pdf.

³³ URL: <http://www.sintef.no/home/>.

районы и новые нефтегазовые провинции, со временем усиливая этот процесс.

К сожалению, отсутствие понимания данной экономической логики развития нефтегазовых провинций привело в России в 1990-е годы к тому, что в качестве основных мер по исправлению указанной негативной (и объективной) экономической тенденции стали предлагаться и рассматриваться на правительственном уровне исключительно меры, связанные с укрупнением компаний. Главный аргумент, упоминавшийся при этом, – снижение издержек и повышение экономической эффективности. Но крупные компании, как правило, обеспечивают снижение издержек и повышение своей экономической эффективности (на постзрелой стадии – при резком ухудшении характеристик минерально-сырьевой базы) за счет переноса центра тяжести операций в другие добывающие провинции и на другие сырьевые территории.

Красноречивым подтверждением этих соображений является динамика удельных издержек при добыче нефти в норвежском секторе Северного моря. Если по месторождениям, введенным в разработку в 1980-е годы, совокупные инвестиции на 1 барр./сут. производительности составляли в среднем 16–17 долл. США, то по месторождениям, введенным в разработку в 1990-е годы, уже около 6–7 долл. При этом месторождения, эксплуатация которых началась в 1990-е годы, имеют гораздо меньшие запасы и их разработка осуществляется при значительно больших глубинах моря [Хетланд, 1998] (что не может не сказываться в удорожании).

Мировая практика показывает, что освоение минерально-сырьевых ресурсов может быть эффективным только при наличии эффективных форм взаимодействия нефтегазового сектора и государства. Показателем эффективности в определенном смысле может служить динамика ресурсной базы: по мере истощения запасов традиционных источников углеводородов происходит их замещение новыми источниками. При этом решающим фактором становится не только и не столько обладание конкретными технологиями – необходимы умения и навыки применять технологии в меняющихся условиях.

В настоящее время мировой нефтегазовый сектор переживает период низких цен, обусловленных кардинальными технологическими изменениями. Суммируя эти изменения, можно отметить следующие:

- резкий подъем в развитии технологий подводной добычи углеводородов. Сегодня ежегодный рынок поставок подводных технологических комплексов составляет около 27 млрд долл. США, в то же время ожидания на 2020 г. уже превы-

шают 130 млрд долл. в год (с учетом заключенных контрактов и планов компаний по вводу новых месторождений);

- стремительный рост (примерно в три раза) количества новых технологий по повышению степени извлечения углеводородов из недр (одна из наиболее бурно прогрессирующих – сочетание закачки углекислого газа с закачкой воды) и столь же быстрый рост их эффективности;
- появление новых технологий обнаружения залежей и нефтегазопроявлений (в том числе на больших – свыше 7 км – глубинах);
- как следствие, бум в создании и развитии инновационно ориентированных сервисных и инжиниринговых компаний. На эти цели только в 2013 г. направлено более 200 млрд долл. США;
- стремительное распространение (не только в США и Австралии) разработки нетрадиционных залежей углеводородов.

Сумма технологий, навыков, умений и широкой разветвленной системы сервисных услуг обеспечивает современный взрывной характер изменения представлений о ресурсах/запасах углеводородного сырья, которыми располагает человечество. Постепенное накопление критической массы данных факторов создает ситуацию, при которой представления о доступных и целесообразных для извлечения ресурсов/запасов углеводородов очень быстро меняются. Все страны идут по этому пути, каждая с разной скоростью и с большим разнообразием местных особенностей (даже в Северной Америке можно наблюдать различие подходов у США, Канады и Мексики).

Сочетание различных факторов и условий характеризуется колоссальной многовариантностью, которая зависит от исторических (традиции, развитие в предшествующие годы), политических (общественно-политическое устройство и цели государственной политики), технологических (имеющийся технологический уровень в промышленности в целом и в энергетическом секторе в частности), геологических (характеристики осваиваемых и находящихся в разработке месторождений), научно-образовательных (качество человеческого капитала и его способность быстро и своевременно реагировать на возникающие изменения) обстоятельств. Как мы покажем далее, все перечисленные обстоятельства в условиях России отличались (и продолжают отличаться) значительным своеобразием. Именно их своеобразие определяет, какая модель функционирования и развития отечественного нефтегазового сектора будет или может быть выбрана.

Миром движет разнообразие – этот самый общий тезис сегодня актуален как никогда. Устойчивости в развитии экономики и тем более нефтегазового сектора добивается тот, кому удастся соединить учет общих тенденций (таких, как повышение роли знаний и технологий) с инициативой, поиском, заинтересованностью и возможностями (прежде всего финансовыми) участников экономических процессов.

A photograph of an oil field at night. In the foreground, a large oil pumpjack (jackalope) is illuminated by a bright light. In the background, several large white storage tanks are visible, also illuminated. The scene is set against a dark sky with some clouds. The overall color palette is dominated by the warm orange and yellow lights of the facility, contrasting with the cool blue and purple tones of the night sky and the dark ground.

ГЛАВА 2

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР РОССИИ: ПОДХОДЫ И РЕШЕНИЯ

ГЛАВА 2 НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР РОССИИ: ПОДХОДЫ И РЕШЕНИЯ

Нефтегазовый сектор России имеет ряд особенностей исторического и технологического характера и демонстрирует значительную инерционность с точки зрения формирования и реализации эффективных ответов на вызовы времени. Причины этой инерционности – значительный ресурсный потенциал месторождений углеводородов традиционного типа (сохранение во многих случаях условий для действия фактора экономии от масштаба, колоссальное советское «наследство»), а также существенная и, к сожалению, все возрастающая роль нефтегазовых доходов в экономике и финансовой системе страны. Последним объясняется приверженность инерционным и «надежным» решениям по развитию нефтегазового сектора, в частности в области применения различных новых подходов к стимулированию освоения более сложных и менее традиционных типов залежей углеводородов.

Возможность развития «вширь», т.е. в направлении освоения новых нефтегазовых провинций, в сочетании со значительной ролью в экономической и финансовой системе страны обусловили такие особенности российского нефтегазового сектора, как:

- преимущественная ориентация на реализацию крупных проектов, потенциально высокоэффективных, т.е. обеспечивающих низкие удельные издержки на освоение месторождений и добычу углеводородов;
- стремление к формированию иерархических, легко администрируемых систем, рамок и форм реализации проектов;
- концентрация ресурсов и управленческих воздействий на отчетливо выделяемых крупных направлениях. Это касается не только систем управления развитием НГС, но и технологических систем, включая подходы к обоснованию вариантов реализации проектов и собственно освоения месторождений.

Не все эти особенности можно и, добавим, целесообразно связывать со спецификой системы централизованного планирования и управления (административно-командной системы). Они обусловлены значительной территориальной рассредоточенностью центров добычи и потребления углеводородов (отсюда априори «естественно монопольный» характер систем дальнего транспорта

углеводородов) и открытием уникальных по своим размерам и характеристикам месторождений – сначала нефти, а затем природного газа (что предопределило технико-технологическую основу нефтегазового сектора и ориентированных на удовлетворение его технологических нужд отраслей).

Нам представляется, что понимание специфических черт нефтегазового сектора – не только важный момент в его изучении, но и не менее важное условие формулирования подходов и решений по развитию данного сектора в будущем. Одна из проблем, с которой сталкивается экономика России, – попытки следования «универсальным» рецептам, являющимся, по замыслу их авторов, якобы всеобщими и применимыми к любой стране. Увы, такой подход не только непродуктивен (многие положительные черты и особенности, которые могут составить конкурентные преимущества, в ходе «радикальных экономических реформ» были забыты), но и тормозит развитие нефтегазового сектора и экономики страны.

Так, например, сама по себе констатация факта исчерпания запасов уникальных месторождений может повлечь за собой очень разные рекомендации. С одной стороны, может отмечаться острейшая необходимость наращивания геолого-поисковых работ с целью скорейшего обнаружения подобных объектов. С другой стороны, этот факт может быть истолкован как основание для интенсификации освоения более мелких месторождений с другими характеристиками вовлечения в хозяйственный оборот. В реальности, как нам представляется, ни то ни другое направление в современных условиях не должно иметь явный приоритет, а следует учитывать все многообразие возникающих возможностей и направлений развития. К сожалению, высокая обеспеченность ресурсной базой в конце 1980-х годов – накануне «радикальных экономических преобразований» – привела к тому, что сначала обе указанные возможности были полностью проигнорированы, а затем основной акцент был сделан на преимущественное движение по первому направлению. Результатов с точки зрения достижения устойчиво высоких уровней добычи нефти в стране такая стратегия не обеспечила. Как было заявлено в Минэнерго России, «отмечаемое снижение объемов нефтедобычи на новых месторождениях является следствием постепенного сокращения количества перспективных и крупных гринфилдов на большей части территории страны (за исключением европейского севера и востока России) по мере сокращения ресурсно-сырьевой базы»¹.

1 URL: <http://www.minenergo.gov.ru/activity/oil/>.

2.1. ИСТОКИ СОВРЕМЕННОЙ РОССИЙСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

Можно ли говорить об особенностях функционирования и развития нефтяной промышленности в той или иной стране? Наш ответ на этот далеко не праздный вопрос утвердительный: да, можно. Более того, необходимо. Это позволяет лучше понимать не только исторические особенности отрасли, но и нюансы ее современного функционирования и развития в будущем. На наш взгляд, к рассмотрению и оценке страновых особенностей, как правило, подходят достаточно узко, прежде всего с точки зрения степени вовлеченности государства в деятельность нефтегазового сектора. А именно, с позиции того, в какой степени и как государство участвует в нефтегазовом секторе, какие устанавливает налоги, как и каким образом формирует и развивает отношения сектора с нефтегазовыми компаниями других стран, какие дополнительные обязательства накладывает на компании, участвующие в нефтегазовом бизнесе, и т.д.

Все приведенные выше соображения в полной мере относятся и к России, к определению особенностей функционирования и развития отечественного нефтегазового сектора. Особенно отчетливо это видно на примере самых последних лет: подход к реорганизации нефтяной и газовой промышленности, реализованный «под давлением обстоятельств» в 1990-е годы ², постепенно сменился противоположным – ориентацией на усиление прямого участия государства.

Мы остановимся и на этих вопросах (в той степени, в какой это необходимо, чтобы выдержать основную линию данной работы), однако преимущественное внимание предполагаем уделить выявлению, анализу и оценке степени живучести тех особенностей, которые, как нам представляется, составляют отличительные черты модели нефтегазового сектора России и формируют весьма своеобразный отечественный вариант многообразия. Наша принципиальная позиция заключается в том, что результативность модели многообразия определяют не столько формы собственности на активы компаний, сколько взаимодействие различных составляющих ресурсного режима, т.е. всей совокупности условий освоения и использования недр и направлений реализации компаниями своих инициатив и планов.

Нефтяная промышленность России (прежде всего добыча нефти, а также сферы деятельности, ее обеспечивающие: поиск и разведка, бурение, разработка

2 Подробнее см.: [Шафраник, Крюков, 2000].

месторождений, транспортировка и переработка) – одна из старейших в мире. Разработка месторождений началась во второй половине XIX в., немногим позже, чем в США. Так же как и в США, в России добыча нефти вызвала к жизни многие технические и организационные решения, которые ранее не применялись или применялись совсем с другими целями, для других производственных процессов и в других отраслях промышленности. К числу пионерных технических решений, несомненно, следует отнести использование специальных судов для перевозки нефти (танкеров), создание системы перегонки нефти (и получения прежде всего керосина), постройку трубопроводов для транспортировки нефти (сначала на небольшие расстояния), позднее – разработку технологий горизонтального бурения скважин и проч.

В начальный период своего становления – с 1880 по 1919 г. российская нефтяная промышленность развивалась в контексте и в рамках процессов, общих для мира в целом. А именно, после появления технических новшеств в одной стране весьма скоро их начинали использовать в другой стране. Созданные в России инженерная и геологическая школы занимали свое место в мире и во многом способствовали успешному решению тех задач, которые возникали по мере вовлечения в процесс освоения все новых месторождений, а также по мере изменения условий добычи и появления новых возможностей использования нефти в экономике [Колесниченко, 2009; Сергеев, Рябой, 2003; и др.]

Формирование элементов особенной, российской модели нефтегазового сектора связано с изменением в стране социально-экономического строя, со становлением и развитием системы централизованного планирования и управления экономикой. Эти две основные причины вызвали к жизни весьма важные обстоятельства: высокую степень изолированности страны от остального мира, в том числе в производственно-технической сфере, и постоянное наличие значительных по уровню и труднопреодолеваемых перебоев поставки (дефицитов) многих материально-технических ресурсов и услуг. Все это было связано с сильной ограниченностью ресурсов – и материальных, и финансовых, и трудовых. Причем ограниченность присутствовала во всех звеньях экономической системы – от уровня экономики в целом до уровня проектов и ресурсов, выделяемых на один конкретный проект или конкретное производственно-техническое решение. Хотя следует отметить, что в 1920-е – начале 1930-х годов «было выдвинуто предложение “американизировать” не только технику и оборудование, но и систему управле-

ния в крупнейшем государственном тресте “Азнефть” по образцу Standard Oil of California, с которым выступил в середине 1920-х годов руководитель треста А.П. Серебровский» ³ [Шпотов, 2006, с. 165].

С первых лет существования системы централизованного планирования и управления были осознаны важнейшее преимущество и значимая особенность нефтяной отрасли – способность аккумулировать финансовые ресурсы как на стадии реализации проектов, так и на стадии сбыта полученной продукции. Именно поэтому уже в начале становления советской экономики вопрос об участии частного капитала в нефтяной отрасли не обсуждался и не ставился в практической плоскости. В то же время признавались необходимость и целесообразность использования передового опыта капиталистических стран. Особым прагматизмом отличалась позиция руководителя Нефтесиндиката В.А. Трифонова, изложенная им в небольшой брошюре: «Нефтяные предприятия в капиталистических странах дают примеры поразительно быстрого накопления капитала. Советская республика должна использовать эту особенность нефтяной промышленности для того, чтобы, опираясь на нее, по мере развития рыночного хозяйства (!!! – *Авт.*), за счет предприятий, работающих на рынок, аккумулировать материальные средства в кассе Республики в целях расширения планового хозяйства или для каких-либо других потребностей хозяйства страны» [Трифонов, 1923, с. 17–18].

Нигде больше в отечественной экономической литературе – ни до, ни после брошюры В.А. Трифонова мы не встречали столь ясного и откровенного определения роли и места нефтегазового сектора в советской финансово-экономической системе. Публикации по данной проблематике стали вновь особенно актуальными в конце 1980-х годов, когда остро встал вопрос об изыскании путей и источников финансирования социально-экономических расходов. И вполне естественно, что такой источник был найден – в доходах рентного характера, которые способен генерировать нефтегазовый сектор. В 1990-е годы число публикаций по проблемам аккумуляирования, и в особенности распределения нефтегазовых доходов рентного характера, множилось с невероятной быстротой. При этом, к сожалению, был упущен из виду преходящий характер экономической ренты, получаемой от освоения нефтегазовых ресурсов: по мере снижения цен или стремительного роста издержек (что рано или поздно неизбежно происходит) размер получаемых

³ См.: [Серебровский, 1925].

доходов рентного характера имеет тенденцию к сокращению вплоть до полного исчезновения. Поэтому акцент на «непроизводительной стороне» получения доходов рентного характера – на аккумуляции и распределении – нецелесообразен. Действия по принципу «изъять и распределить» не только усиливают ресурсную зависимость экономики страны, но и в конечном итоге подрывают основы развития нефтегазового сектора.

Путь становления и развития нефтегазового сектора (сначала в СССР, а затем и в современной России) фактически представляет собой равнодействующую влияния двух факторов: объективной необходимости в развитии сектора (в силу потребности в сырьевых и энергетических ресурсах и материалах) и ограничений, накладываемых на его развитие «какими-либо другими потребностями хозяйства страны». Нефтегазовый сектор в этом случае в существенной мере компенсирует отставание развития других отраслей экономики страны и способствует достижению определенной социальной стабильности (за счет выплат и расходов соответствующего характера). В рамках экономики, функционирующей на принципах рыночного хозяйства, также имеет место выбор между необходимостью в развитии сектора и обеспечением его инвестиционной привлекательности. Однако в этом случае (см. Главу 1) противоречие разрешается в рамках процессов межотраслевого перетока капитала.

Несмотря на понимание важности и преимуществ нефтяной отрасли в современной индустриальной экономике (к созданию которой приступил СССР), в нашей стране она, тем не менее, на протяжении весьма длительного времени (примерно до начала Великой Отечественной войны) имела более низкий приоритет по сравнению с другими отраслями энергетики. Прежде всего – по сравнению с добычей угля и производством электроэнергии. Основных причин здесь, как нам представляется, две. Первая – это ориентация при развитии промышленности на крупные производственные комбинаты и комплексы (следует отметить, что на данное обстоятельство сначала обратил внимание историк А.А. Иголкин, а затем и экономист Е.Т. Гайдар). Энергетические потребности комбинатов предполагалось обеспечивать за счет электроэнергии, получаемой на угольных электростанциях. Вторая причина – отсутствие расположенных близко к центрам индустриализации месторождений углеводородов, а среди наиболее близких – отсутствие крупных по запасам объектов (что позволяло бы реализовать эффект экономии от масштаба).

Как известно, «коммунизм есть Советская власть плюс электрификация всей

страны». Электричество же предполагалось получать сначала на угольных станциях, а затем на гидростанциях. Считалось, и это положение последовательно претворялось в жизнь, что индустриализация возможна лишь на основе широкого использования электроэнергии и на базе крупной машинной индустрии (с этим положением нельзя не согласиться – для эпохи индустриализации оно является оправданным и вполне рациональным). «Исходной была идея максимальной централизации управления, поэтому наилучшим считался тот вид топлива и энергии, который такую централизацию обеспечивал. Наибольшую централизацию обеспечивали электростанции. Именно их должны были питать местные угли и торф. А у нефти обнаружился огромный “недостаток”: нефтетопливо – и сжигаемое в форсунках, и используемое в двигателях внутреннего сгорания – содействовало “децентрализации”, так как применявший такой вид топлива производитель технологически (по линии энергетики, во всяком случае) от каких-либо центральных органов не зависел» [Иголкин, 1999, с. 122].

Нефть «проигрывала» электроэнергии и углю не только из-за децентрализованного характера применения – на транспорте и в рассредоточенных двигателях внутреннего сгорания (которые могли устанавливаться там, где нужна была энергия в самых разнообразных ее формах – от механической до электричества, включая и весьма удаленные места применения), но также из-за ее отсутствия в необходимых количествах и с достаточными для эффективного повсеместного использования (на большом удалении от мест добычи) характеристиками. Децентрализованное использование энергии, и не только нефти, предполагает разветвленную систему потребителей и более сложные связи в экономике.

Еще одним, не менее важным, «недостатком» нефти был в тот период ее менее предсказуемый характер как с точки зрения знания о запасах нефти в недрах, так и в отношении динамики добычи и возможностей удовлетворения потребностей в материально-технических и прочих ресурсах для извлечения нефти на поверхность. Это было связано с особенностями системы централизованного планирования и управления. Не было ни достаточных знаний, ни опыта для того, чтобы с высокой степенью достоверности отразить в плане ожидаемые уровни добычи нефти и потребления необходимых материально-технических и финансовых ресурсов (совместимость «плана» с геологическим и технологическим риском так и не была достигнута на протяжении всего периода функционирования системы централизованного планирования и управления). Также следует заметить, что в

дальнейшем (когда были открыты крупные месторождения и начала работать экономика, основанная на экономии от масштаба) был найден своеобразный подход к преодолению возникавших рисков: в случае отставания ввода в эксплуатацию новых месторождений пересматривали задания по действующим месторождениям в сторону увеличения (что не могло не сказаться на сроках и показателях эксплуатации ранее введенного месторождения), а в случае возникновения проблем с подготовкой запасов планировалась добыча на неоткрытые месторождения исходя из «исторической динамики» прироста запасов, например, в расчете на метр проходки в разведочном бурении.

В целом, риск (геологический и хозяйственный) трудно воспринимался в рамках системы, основанной на стремлении иметь исчерпывающие знания об объекте планирования и управления. Этот существенный момент усугублялся тем обстоятельством, что в тот период отсутствовали сколько-нибудь устойчивые представления о том, какова геологическая природа залежей, каково их «поведение» в процессе освоения и разработки и т.д. К тому же учет риска и привнесение его элементов в подготовку и принятие решений, связанных с реализацией проектов в сфере разведки и разработки месторождений нефти, значительно влияли на устойчивость всей системы хозяйственных решений (и в части потребления нефти, и в части оценки притока финансовых ресурсов от ее использования в экономике).

Несомненно, что малое число месторождений в разработке, а соответственно, большая цена ошибки по каждому отдельному объекту и значительная напряженность с обеспеченностью материальными и финансовыми ресурсами играли важнейшую роль в определении приоритетов развития нефтяной промышленности в 1920–1930-е годы. Влияние этих обстоятельств на формирование отечественной модели нефтяной промышленности (и нефтегазового сектора в целом) было весьма значительным.

При этом имела место и «межтопливная конкуренция»: «В 1930–1940-х годах (да и позже) в СССР... приоритеты по той или иной отрасли давались в партийных документах. ...Все 1930-е годы угольная промышленность стояла в этих документах выше нефтяной. ...И темпы ее развития были выше: с 1928 г. по 1940 г. добыча угля в СССР увеличилась в 4,7 раза, а нефти – лишь в 2,7 раза. ...В 1930-е годы производство тракторов и автомобилей росло быстрее, чем добыча нефти» [Иголкин, 2009, с. 15]. В основе «межтопливной конкуренции» – успешный опыт разработки

технологических процессов получения жидких топлив из угля: «Советское руководство предпринимает огромные усилия, чтобы наладить производство жидкого топлива из угля. ...Эти технологические процессы были достаточно хорошо отработаны в Германии» [Там же]. Потребность в жидких топливах, в свою очередь, в значительной степени определялась не столько экономическими, сколько военно-политическими обстоятельствами (увеличение парка моторов в сухопутных силах, развитие авиации и морского флота).

К числу факторов, которые во все большей степени формировали развитие спроса на жидкие топлива, следует отнести:

- индустриализацию и все возрастающую потребность в моторных топливах и продуктах органического синтеза (на основе использования нефтяного сырья);
- «помощь со стороны природы» – значительное превышение первоначальных показателей по добыче и продуктивности месторождений, прежде всего в Азербайджане и на Севером Кавказе (Дагестан, Краснодарский край);
- резкую милитаризацию экономики в связи с начавшейся Великой Отечественной войной, что вызвало рост потребности в моторных топливах и горюче-смазочных материалах и необходимость интенсификации усилий по поиску месторождений нефти и газа в других районах страны (прежде всего в Урало-Поволжье).

Как следует из анализа показателей развития экономики, например, в конце 1927 г. стало ясно, что годовая производственная программа по нефти оказалась значительно преуменьшенной ⁴. Объяснялось это тем, что «в начале года трудно было предусмотреть удачный выход скважин из бурения по Азнефти с повышенным дебитом и усиление деятельности фонтанов в Грозном» [Иголкин, 1999, с. 147].

Нехватка материальных и финансовых ресурсов для обеспечения требуемых уровней добычи нефти определила и подход к решению данной задачи: форсированная выработка месторождений в ущерб их более рациональной (с точки зрения более полного извлечения углеводородов из залежи) разработке ⁵. «Специальная комиссия ВСНХ в конце 1928 г. приняла решение форсировать фонтанную добычу нефти в Грозном. Фонтанная добыча требовала меньших расходов, но таила опасность резкого последующего падения дебита скважин. Капитальные затраты, определенные на 1927/28 г. ВСНХ Грознефти сначала в размере 76,3 млн руб., были затем сокращены до 57,5 млн руб. Чтобы выполнить план нефтедобычи, при-

4 См.: Контрольные цифры народного хозяйства СССР на 1927/1928 год. – М., 1928. – С. 79.

5 См.: Контрольные цифры народного хозяйства СССР на 1927/1928 год. – М., 1928. – С. 79.

ходилось форсированно выбирать нефть лучших участков, не думая о будущем. К концу первой пятилетки Грознефть осталась с истощенными недрами и без новых разведанных фондов. Грознефтью было добыто около 7 млн т нефти, что составляло 38% от общей добычи нефти в СССР. В 1931 г. Грознефтью была достигнута рекордная добыча нефти – 8 млн т. Этот уровень удалось превзойти лишь в 1965 г.» [Иголкин, 1999, с. 147].

В известном смысле «природа сама заявила о себе»: сначала дала основания для очень высоких ожиданий (фонтаны и относительно низкие затраты на добычу в этом случае), а затем преподнесла урок – как не надо разрабатывать нефтяные месторождения. На этапе, когда отечественная инженерная школа была еще относительно молодой, а также в ситуации ограниченных возможностей по приобретению оборудования на внешнем рынке было выработано «решающее правило». Его суть состояла в необходимости скорейшего поиска новых крупных месторождений (того типа, который был к тому времени изучен), которые были бы столь же экономически эффективными и столь же знакомыми с точки зрения их разработки, как и те, что послужили поводом для высоких ожиданий в конце 1920-х – начале 1930-х годов. В дальнейшем это «решающее правило» воплощалось в переходе от одной нефтегазовой провинции к другой, от одного крупного месторождения (как правило, месторождения-гиганта с извлекаемыми запасами нефти свыше нескольких миллиардов тонн) к другому. «В СССР поиск альтернатив нефти в большей мере объяснялся уязвимостью основных районов нефтедобычи, ими по-прежнему оставались Баку и Грозный. ...Принципиальным решением могло стать только освоение новых нефтяных районов в глубине страны. В 1929 г. было открыто первое месторождение в Волго-Уральском регионе. Однако его освоение шло чрезвычайно медленно. В балансе запасов нефти доля волго-уральских районов в 1940 г. составляла 16%, в добыче нефти – всего лишь 5,9%» [Иголкин, 2009, с. 17].

Результаты применения «решающего правила» превзошли все ожидания. Проведение интенсивных геолого-разведочных работ в Урало-Поволжье в годы войны и в начале 1950-х годов увенчалось феноменальным успехом: была открыта новая нефтегазоносная провинция и на ее территории обнаружены уникальные по своим размерам и по условиям освоения и разработки месторождения нефти.

Решение проблемы ухудшения условий добычи нефти было найдено: выход к новым провинциям и ввод в освоение и разработку свежих запасов. Тем самым был открыт путь для действия фактора экономии от масштаба в полную силу.

А что же Азербайджан и Северный Кавказ, Украина и Коми? Внимание к ним не исчезло, но значительно ослабло. Это позволило инженерам и специалистам, работавшим в данных регионах, сосредоточиться на вопросах продления жизни ранее введенных в разработку месторождений (однако с гораздо меньшими ресурсами). Какой потенциал был оставлен «на будущее», в определенной степени показывает пример Азербайджана. На момент распада СССР добыча нефти там составляла около 10,2 млн т (в 1993 г.) и в течение 17 лет (без значительных новых открытий) возросла до 50,83 млн т (в 2010 г.)⁶.

В 1943–1944 гг. были открыты крупные месторождения в Башкирии, а позднее – еще более крупные в Татарии. Самое крупное башкирское месторождение – Туймазинское было открыто в 1937 г. Однако наиболее продуктивные его горизонты были обнаружены (что и позволило говорить об открытии новой нефтегазоносной провинции) и введены в разработку в 1944 г. Затем «в 1948 г. было открыто в то время крупнейшее в стране Ромашкинское месторождение девонской нефти в Татарии, первая нефть была получена с глубины 1775–1778 м. Средняя глубина залегания нефти в Ромашкинском месторождении – около 1500 м» [Иголкин, 2009, с. 199]. Уже к середине 1950-х годов все основные запасы нефти в границах СССР были сосредоточены в Урало-Поволжье.

Открытие крупных месторождений позволило значительно снизить неприятие риска в решениях и рекомендациях плановых и политических организаций, которые определяли динамику и направление экономического развития.

Наряду с интенсивным проведением геолого-поисковых работ в Башкирии и Татарии велись исследования на многих других территориях – от Коми до Дальнего Востока. Общим правилом было следующее: как только открывалось крупное (по сравнению с уже разрабатываемыми) месторождение нефти или газа, оно в сжатые сроки вводилось в разработку.

Так происходило сначала в Башкирии и Татарии, затем – в Республике Коми, в последующем – в Западной Сибири. По этому пути, собственно, идет развитие нефтяной промышленности и в настоящее время, несмотря на то, что пока надежды на открытие новых сверхкрупных месторождений в Восточной Сибири не оправдались. Подобные ожидания возлагаются в настоящее время на шельф и акватории арктических и дальневосточных морей. И не случайно по мере того как

6 URL: <http://www.azstat.org/statinfo/balance.fuel/en/index.shtml>.

открывались все более крупные месторождения нефти и особенно газа, доля более мелких месторождений в числе открытий оставалась невысокой. Объясняется это весьма просто: мелкие месторождения «не представляли интереса» при ориентации на ввод в разработку месторождений все более и более крупных.

Об этом свидетельствует, например, опыт Коми – одного из первых нефтедобывающих районов страны (добыча там началась раньше, чем в Азербайджане). Открытые в Коми месторождения высоковязкой нефти, вовлеченные в разработку в 1920-е годы, продолжают активно функционировать и в настоящее время. Причины – уникальный состав нефти (чрезвычайно высокая доля ароматических углеводородов), отсутствие в период открытия других (помимо Северного Кавказа) районов добычи нефти, а также создание и реализация уникальной технологии добычи нефти (шахтным способом).

Другим месторождениям нефти в Коми «повезло» гораздо меньше: открытие крупных месторождений в Западной Сибири отодвинуло срок активных работ по вводу их в эксплуатацию до начала XXI в. Исключение, пожалуй, составляет газоконденсатное месторождение – Вуктыльское. «В 1962–1963 гг. УТГУ забурило на Вуктыльской площади три скважины. Одна из них – скважина №2 на Нижне-Вуктыльской структуре – дала в 1964 г. промышленный приток конденсатного газа дебитом 36 тыс. куб. м в сутки. И хотя он обнадеживал, значение Вуктыльского месторождения определилось только в первой половине 1966 г. Тогда из скважины №3 на Средневуктыльской площади ударили мощные фонтаны конденсатного газа, и геологи установили единое высокодебитное Вуктыльское газоконденсатное месторождение. Не ожидая окончания его разведки и утверждения запасов в ГКЗ, Совет Министров СССР принял специальное постановление об обустройстве месторождения и строительстве магистрального газопровода Вуктыл – Ухта – Торжок впервые в мировой практике из труб диаметром 1220 мм. Ускоренная разведка и освоение Вуктыльского месторождения позволили на несколько лет ускорить срок подачи газа в промышленные районы центра страны, испытывавшего дефицит голубого топлива» [Дорогами..., 2000, с. 19].

Быстрое освоение и ввод в эксплуатацию Вуктыльского месторождения во многом связаны:

- с ростом потребности в природном газе в центральных районах страны. К тому времени возможности удовлетворения спроса за счет поставок из районов Поволжья и Украины значительно уменьшились в результате истощения ранее введенных месторождений;

- с отсутствием альтернатив – открытие и ввод в разработку месторождений Западной Сибири были еще впереди;
- с применением уникальных научно-технических решений, таких как увеличение диаметра труб магистрального газопровода до 1220 мм (что позволило сохранить действие фактора экономии от масштаба и на стадии транспортировки газа).

В дальнейшем, по мере открытия и ускоренного ввода в разработку крупнейших месторождений нефти и газа Западной Сибири, в Коми наступил длительный период «ожидания». Несмотря на значительные по масштабам открытия месторождений нефти (с запасами от 50 до 100 млн т), своей очереди на освоение эти месторождения ждали 15 и более лет.

Цепь открытий крупных и крупнейших месторождений в 1940–1950-е годы обусловила и подход к определению направлений развития нефтегазового сектора – ориентацию на поиск, открытие и ввод в разработку все новых и новых более эффективных (в силу своих природных характеристик) объектов. Сама по себе подобная стратегия является общепринятой в мире, а вопрос заключается в темпах реализации таких мер по развитию добычи углеводородов (характерных для любой нефтедобывающей страны) и в интенсивности предпринимаемых для этого усилий.

В СССР данная стратегия приобрела во многом иной характер вследствие того, что постоянно ощущалась нехватка материально-технических и финансовых ресурсов при очень ограниченном наборе средств и подходов к их изысканию и привлечению. Сформировалась принципиальная особенность нефтяной промышленности сначала СССР, а затем и современной России: ускоренный ввод в разработку высокоэффективных месторождений и их интенсивные (очень часто и сверхинтенсивные) освоение и разработка в последующем, затем переход к новым крупным месторождениям и новым провинциям и т.д. При этом все другие сферы и виды деятельности подчинены решению данной основной задачи: создаются новые технологические системы освоения и разработки, ведутся научные исследования, формируются организационно-экономические особенности освоения подобных месторождений и реализации проектов в новых провинциях.

Важно, что освоение вновь открываемых месторождений в новых провинциях и районах требовало создания на месте всего комплекса обеспечивающих и обслуживающих производств и сфер деятельности. Это касалось геологических, буровых, строительных, ремонтных, социально-бытовых и прочих организаций.

Таким образом, организационная структура отрасли формировалась по территориально-производственному принципу: стремились к созданию самодостаточных замкнутых производственно-технологических комплексов.

С одной стороны, это облегчало выполнение собственно производственных задач по поискам и разведке месторождений, по добыче сырья и по поддержанию функционирования производственно-технических систем, так как все необходимое находилось на месте и было доступно в любой момент. С другой стороны, использование создаваемых активов оставляло желать много лучшего, и поэтому остро необходимо было сделать его более эффективным. Эффективным не с точки зрения сроков достижения запланированных показателей, а с точки зрения удельного расходования на эти цели различных ресурсов – от материально-технологических до финансовых. И производственные обслуживающие подразделения, и вспомогательные непроизводственные создавались, как правило, в расчете на так называемую «пиковую потребность» в их услугах. По крайней мере, к этому стремились все территориально-производственные нефтегазовые структуры. Такой подход (в сочетании с «ведомственностью» – стремлением получить в свое распоряжение как можно большие объемы ресурсов) постоянно приводил к разбалансированности: нехватке ресурсов и рассогласованию в сроках сооружения различных объектов. Классические примеры – это отставание ввода газосборных сетей и мощностей по утилизации попутного нефтяного газа в нефтяной промышленности, до сих пор не решенная «нелегкая проблема легкого газа» этана в относительно успешной газовой промышленности и т.д.

С точки зрения тех проблем, на которых мы будем концентрировать внимание далее, важно то, что и производственные, и вспомогательные подразделения закреплялись на территории. Тем самым персонал приобретал специфические умения и навыки работы в конкретных условиях. Перемещение таких подразделений, или, лучше сказать, изменение района их деятельности, сопровождалось колоссальными издержками на адаптацию к новым условиям, на приобретение новых навыков. Иными словами, активы и навыки работников получали черты и особенности, существенно снижающие их мобильность и повышающие издержки на передислокацию в будущем.

При этом следует иметь в виду, что издержки, связанные с передислокацией буровых, ремонтных и прочих организаций, не сводятся только к транспортным издержкам и издержкам, сопряженным с приобретением персоналом специфиче-

ческих умений и навыков работы в иных горно-геологических и природных условиях. Также чрезвычайно велика доля издержек, связанных с немобильным характером основных производственных активов: буровую установку нужно было не только переместить в пространстве, необходимо было фактически разобрать и заново собрать, а в дальнейшем и перенастроить все технически сложное оборудование. Немобильность собственно технологических комплексов усугублялась сложной транспортной схемой перевозки и доставки до мест выполнения производственных операций.

Инфраструктура во многом определяла, где будут вестись поиски, разведка и последующая добыча углеводородов. Если посмотреть на карту Западной Сибири с нанесенными на нее месторождениями углеводородов и основными транспортными коридорами, то легко можно увидеть, что все основные месторождения расположены вдоль общерайонных транспортных коммуникаций. Разумеется, общерайонная транспортная инфраструктура не только «задает» районы ведения работ по поиску, разведке, а затем и по добыче углеводородов, но и «движется» вслед за добычей. При быстром росте добычи углеводородов и высоких темпах освоения месторождений или иных источников углеводородов (например, неконвенциональных) развитие инфраструктуры, как правило, отстает. Так, в США сегодня в связи с бурным ростом добычи сланцевого газа и сланцевой нефти резко повысилась нагрузка на автодорожный и железнодорожный транспорт. В результате не только вырос грузопоток, но и стремительно увеличилась аварийность. Вопрос развития инфраструктуры – вопрос не только наращивания мощностей для удовлетворения нужд растущей промышленности, но в неменьшей степени своевременности реагирования на возникающие запросы в связи с ее развитием.

При недостаточно развитой транспортной инфраструктуре в Западной Сибири было (вновь и в который раз) найдено оригинальное решение – перемещение буровых установок в собранном виде при помощи санно-тракторных поездов или даже платформ на воздушной подушке. Также широкое распространение в Западной Сибири получило изготовление оборудования для производственно-технологических нужд в так называемом блочно-комплектном (Б-К) исполнении. Однако перемещать производственные комплексы в собранном виде было возможно только на небольшие расстояния, а установки в Б-К-исполнении были сложны в эксплуатации (блочность исполнения не была доведена до отдельных узлов и агрегатов). Кроме того, если сборка установки производилась в комфорт-

ных заводских условиях, то ее ремонт и обслуживание – в экстремальных условиях удаленных промыслов и сезонных дорог. Таким образом, сокращение сроков на стадии создания установки в целом давало малозначимый эффект с точки зрения экономии затрат и реального времени эксплуатации.

Появление новых районов добычи, а также развитие организаций в рамках ведомственных территориально-производственных систем вело к ускоренному росту потребления материально-технических и финансовых ресурсов. С одной стороны, система управления из единого центра была мало приспособлена к решению новых задач, а с другой – рост потребности в нефти и нефтепродуктах вызывал необходимость изменения и системы управления.

На этом пути были предприняты две, в определенном смысле взаимоисключающие, попытки. Первая состояла в том, что на рубеже 1940-х и 1950-х годов министерство нефтяной промышленности (Наркомнефть) было разделено на два: одно отвечало за юго-западные районы (ЮжЗападНефть), другое – за восточные (ВостокНефть). От этого эксперимента отказались уже в 1952 г. Вторая, кардинально противоположная попытка – ликвидация на рубеже 1950-х и 1960-х годов отраслевых министерств и переподчинение отраслей советам народного хозяйства в границах административных образований регионального уровня. Этот эксперимент также продолжался весьма недолго – в течение трех лет.

Дальнейшие попытки реформирования управления нефтегазовым сектором были связаны с созданием системы стимулирования и перманентного изменения организационной структуры нефтяной промышленности. Это реформы середины 1960-х годов, затем реорганизация системы управления в середине 1970-х годов, продолжавшаяся вплоть до начала «радикальных экономических реформ» второй половины 1980-х годов и последовавшей за ними приватизации нефтяной отрасли⁷. Основной акцент делался на следующих моментах:

- стимулирование выполнения плановых заданий по увеличению запасов нефти и объемов ее добычи (на уровне производственных объединений – в количестве открываемых и вводимых в разработку месторождений);
- изменение системы управления таким образом, чтобы оптимизировать (точнее, уменьшить) потребление всех видов материально-технических, трудовых и финансовых ресурсов;

⁷ Подробнее см.: [Шафраник, Крюков, 2000].

- обеспечение баланса возможностей в различных сферах и на различных направлениях деятельности, т.е. соответствия мощностей объектов инфраструктуры, бурения, добычи, ремонта и т.д. (чего, однако, почти никогда не удавалось достичь).

При этом такая важная задача, как повышение гибкости всей системы функционирования нефтяной отрасли (для быстрого и эффективного реагирования на изменение условий поисков, разведки, освоения и разработки месторождений углеводородов), практически не ставилась и не рассматривалась. Организация работы отрасли была ориентирована прежде всего на поиск решений, обеспечивающих быструю отдачу (как правило, в краткосрочном периоде). Это предполагало регулярный переход от одной новой провинции к другой, выявление крупных месторождений, поиск эффективных инженерных решений для запуска в эксплуатацию уникальных объектов. В конечном счете это означало постоянную нацеленность на эффект экономии от масштаба – минимизацию издержек в расчете на единицу объема добываемого сырья.

Поэтому все взаимодействия, которые выстраивались в нефтяной промышленности и отраслях, с ней связанных, были направлены главным образом на повышение, говоря современным языком, администрируемости (управляемости с акцентом на простоту и прозрачность). Основными в такой системе были вертикальные иерархические связи – по поводу выполнения плановых заданий и их материально-технического обеспечения. Это проявлялось во всем – не только в управлении, но и в формировании технических и технологических систем (от частных технических решений на уровне устройств до определения конфигурации систем трубопроводов, размещения скважин, систем измерения и диспетчирования), а также в системах учета (например, в основе классификации запасов нефти лежал геолого-технологический принцип – точность и обоснованность определения основных параметров залежи и всех ее характеристик). Все это было нацелено на реализацию основных задач системы централизованного планирования и управления. Система очень хорошо работала в случае больших и уникальных проектов и объектов и начинала давать сбои, как только менялись условия ее функционирования (прежде всего в отношении размера и степени выработанности месторождений, а также усиления «нетрадиционности» залежей).

Горизонтальные связи и взаимодействия на уровне предприятий разных ведомств (например, между добывающими, геологическими, строительными и транспортными организациями) практически отсутствовали. Пути преодоления возникавших проблем виделись или развитие «недостающих» видов деятельности в

рамках одной организации, или, с начала 1980-х годов, формирование «надведомственных» организаций (таких, например, как Бюро СМ СССР по топливно-энергетическому комплексу, Западно-Сибирская межведомственная территориальная комиссия Госплана СССР и др.) Роль межведомственной организации активно выполняли и партийные органы, которые в меру своего понимания ситуации стремились к согласованию ведомственных противоречий на той или иной территории. Следует заметить, что одним партийным организациям это удавалось в большей степени (например, в Томской области и Татарии), другим – в меньшей (в Тюменской области и Башкирии) ⁸.

2.2. СИЛА И СЛАБОСТЬ «УНИВЕРСАЛЬНЫХ ПОДХОДОВ» К ОБОСНОВАНИЮ И РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Возрастание роли нефтегазового сектора в решении экономических задач страны (увеличение объема перевозок автомобильным транспортом, развитие авиации, флота и т.д.) требовало решения возникавших в ее рамках задач в очень сжатые сроки и с как можно меньшим использованием материально-технических ресурсов. До конца 1960-х годов экспорт нефти и получение экспортной выручки, а также поставки нефти по политическим соображениям в «братские страны» еще не были столь значимы, как сегодня.

Такая целевая установка, как высокие объемы ввода месторождений в сжатые сроки, не могла не привести к появлению соответствующего подхода к формированию ответов на возникающие запросы (со стороны как партийных, так и плановых организаций). Инженерной школой, которая, несомненно, сложилась в нефтяной промышленности в СССР уже к концу 1940-х годов, были найдены и ответы на вопрос о том, какие технические решения могут быть в этой ситуации реализованы. В числе наиболее эффективных следует отметить *турбинное бурение скважин* (в противовес роторному, когда вращается вся колонна труб) и *внутриконтурное заводнение* (интенсивная закачка воды в пласт с самого начала разработки непосредственно в границах контура самого месторождения). Первое решение носило вполне прагматичный характер: остро не хватало качественного металла для производства буровых труб, а также двигателей повышенной мощности. И металл, и двигатели повы-

⁸ См., например: [Это наша..., 2010].

шенной мощности были крайне необходимы для нужд оборонной промышленности.

Внедрение таких методов осуществлялось чрезвычайно быстро и давало скорую отдачу (не с точки зрения экономики, а с точки зрения выполнения плановых заданий). В 1944 г. приказом наркома нефтяной промышленности И.К. Седина конторы турбинного бурения были организованы в Баку, Грозном, Туймазы, Куйбышеве, Махачкале. Важным преимуществом турбинного бурения перед роторным в реальных условиях, существовавших в 1940-е годы в СССР, были менее жесткие требования к качеству бурильных труб. В США и других странах преобладало роторное бурение, и ряд специалистов настаивали на его ускоренном развитии в СССР [Иголкин, 2009, с. 127]. Но, как пишет видный нефтяник Я.А. Гельфгат, «при том состоянии металлургической промышленности, которое имело место в послевоенные годы, практически невозможно было развивать буровые работы роторным способом» [Гельфгат, 1992, с. 108].

Пожалуй, ни одно решение, касающееся путей и направлений развития отечественной нефтяной промышленности, не вызвало таких дискуссий, как создание в СССР собственной модификации широко применявшегося в мире уже в 1940-е годы метода заводнения – разработка и применение системы не только законтурного, но также и внутриконтурного заводнения (т.е. системы закачки воды для поддержания давления и вытеснения нефти водой непосредственно в границах продуктивного пласта). На вновь открытых крупных месторождениях Башкирии и Татарии с самого начала стали интенсивно применять этот метод. «В 1946 г. на Туймазинском месторождении по предложению Г.К. Максимовича впервые в СССР начались работы по внедрению нового метода добычи – законтурного заводнения; этот процесс был освоен в 1948 г. В США законтурное заводнение начали осваивать в 1936 г. и в промышленном масштабе внедрили в 1942 г. Метод оказался весьма эффективным и в США, и в СССР. Для советских нефтяников его применение не было простым заимствованием, как пишет В.Н. Щелкачев, они внесли очень много принципиально нового» [Иголкин, 2009, с. 189].

Этими технологиями новшества, которые были созданы талантливыми инженерами-нефтяниками, учеными (в том числе математиками), далеко не исчерпывались. Следует отметить и освоение технологии наклонного бурения, и применение систем кустового размещения скважин, и целый ряд других инженерно-технических решений, включая бурение горизонтальных скважин.

Но увы, выигрывая в скорости освоения месторождений и сроках выхода на

высокие уровни добычи, мы проигрывали в другом: в нефтеотдаче, в издержках на протяжении периода эксплуатации, в экологии. Так, например, в пласт закачивается не чистая вода, а минерализованная – более тяжелая и с более высокими вытесняющими свойствами. Однако минерализация вытесняющей жидкости ведет к резкому сокращению сроков эксплуатации оборудования из-за коррозии металла (особенно металла того качества, который направлялся в нефтяную промышленность в СССР). Поэтому возрастали издержки на капитальный ремонт, замену оборудования, увеличивалось число разрывов трубопроводов и разливов нефти и агрессивной жидкости непосредственно на земную поверхность. Видный российский ученый Р.Х. Муслимов так суммировал связанные с этим проблемы:

«Основные недостатки внутриконтурного заводнения можно сформулировать следующим образом:

- при разработке неоднородных, расчлененных объектов не обеспечивается полнота охвата заводнением пластов, в результате чего не вовлекаются в разработку значительные трудноизвлекаемые запасы нефти, происходит разноскоростная выработка пластов, приводящая к преждевременному обводнению высокопроницаемых пластов;
- выработка оставшихся заводненных пластов осложняется тем, что остаточная нефть “запечатывается” закачанной водой, а в призабойной и близлежащих зонах пласта выпадают асфальто-смоло-парафиновые осадки (АСПО);
- ухудшаются свойства остаточной нефти в направлении, приводящем к образованию в пласте окисленной, осерненной, малоподвижной биodeградируемой нефти;
- создаются проблемы в возможности извлечения оставшихся извлекаемых запасов (ОИЗ) из невырабатываемых или слабовырабатываемых, менее проницаемых, смежных с заводняемыми пластов по причине выпадения парафина вследствие снижения температуры (переохлаждения) пласта в результате закачки холодных вод и ухудшения свойств нефти (повышение вязкости, утяжеление, осернение);
- в процессе длительной разработки снижается проницаемость коллекторов как по вышеизложенным причинам, так и из-за развивающихся в пластах деформационных процессов по причине снижения давления в процессе разработки (изменения степени раскрытости трещин, деформации и перемещения глинистого материала скелета породы)» [Муслимов, 2012а, с. 74–75].

Нацеленность на быстрые сроки освоения месторождений и их ввода в эксплуатацию приводила не только к осложнениям в их разработке (доработке) в будущем, но также и к тому, что в рамках универсальных процедур управления стремились к универсализации проектных решений и вообще к унификации подходов к поиску, освоению и разработке месторождений. Ряд новшеств при этом оказались и полезными, и важными (как это часто бывает в действительности, нет белого и черного в чистом виде). Прежде всего речь идет о создании в СССР достаточно логичной и стройной системы геологического изучения территории, поисков, разведки и освоения месторождений минерально-сырьевых ресурсов. Однако присущие этой системе логичность и стройность на практике не всегда достигались. Тем не менее, управление цепочкой «изучение – ресурсы – запасы – добыча» позволяло нивелировать многие из тех хозяйственных и геологических рисков, о которых мы говорили выше.

При этом некоторые научные и проектные организации стремились к монополизации «права на истину» при разработке проектных и технологических решений. «Право на истину» означало универсализацию не только процесса движения от обнаружения ресурсов в недрах к извлечению углеводородов на поверхность, но также подходов к выработке и обоснованию решений и соответствующих процедур. Монополизация объяснялась логикой системы централизованного планирования и управления: чем больше ресурсов ты получаешь, тем более значимы твои положение и место при получении ресурсов в следующем плановом периоде.

Как отмечал один из виднейших специалистов в области разработки нефтяных месторождений профессор В.Н. Щелкачев, «проекты разработки, составлявшиеся монополистами, и их предложения были весьма конъюнктурными. И в проектах, и в высказываниях привлекала видимая дешевизна предлагавшейся системы разработки. Видимая дешевизна объяснялась, в основном, запроектированным заниженным числом скважин и заниженным количеством добываемой с нефтью воды» [У руля..., 1998, с. 15–16].

Появление «монополии на истину», повлиявшей на создание проектов разработки нефтяных месторождений, непосредственно вытекало из особенностей «экономики дефицита», из нацеленности на скорейшее достижение приоритетов, определяемых исходя из политических соображений, а также из стремления к простоте (администрируемости) процедур реализации принимаемых решений.

Одной из наиболее горячих тем дискуссий была плотность сетки скважин при

обосновании технологической схемы разработки нефтяных месторождений. Много сил и энергии (а в связи с этим оказалось и немало поломанных судеб) было затрачено на «доказательства» возможности применения универсальной сетки скважин – числа скважин в расчете на единицу площади месторождения. Подоплека не только в монополизации положения той или иной организации в системе обоснования и разработки проектных решений, но также в простоте и «плановой управляемости» процесса функционирования и развития нефтяной отрасли. Легко считать инвестиции, легко контролировать процесс освоения, легко оценивать эффективность по критерию «добыча/затраты». Увы, данный подход очень напоминает, хотя и с определенными оговорками, современное налогообложение в нефтегазовом секторе на основе универсальной формулы налога на добычу полезных ископаемых [Крюков и др., 2006]. Как нам представляется, исторические, ментальные и в каком-то смысле «гносеологические» корни в давних дискуссиях одни и те же.

Выгода от упомянутого подхода для «дня сегодняшнего» очевидна: меньше затрачиваемых средств и больше возможностей для макроэкономического маневра. В частности, в докладе председателя Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений (ЦКР) С.А. Оруджева на совещании в 1967 г. отмечалось, что «применение редких сеток обеспечило резкое сокращение сроков освоения месторождений и большую экономию затрат на бурение» [У руля..., 1998, с. 18]. Поэтому и в научных обсуждениях, и в ходе производственных совещаний в 1960–1970-е годы колоссальное внимание уделялось определению и обоснованию оптимальной сетки эксплуатационных скважин. Стремилась к поиску истины независимо от особенностей месторождения, района его расположения и многих других особенностей объекта изучения, освоения и разработки, к выработке «золотого правила разработки» – к установлению оптимального количества эксплуатационных скважин на единицу площади месторождения.

Только в 1980-е годы стали приходить к более взвешенной точке зрения относительно того, что имеется. Профессор М.М. Макарова отмечала «необходимость обоснования в проектах оптимальной начальной сетки скважин для каждого объекта с учетом геологических свойств пласта, реологических свойств жидкостей, плановых, технологических и экономических критериев» [У руля..., 1998, с. 81].

Однако в целом в рамках экономической системы, которая была основана на жесткой субординации и нацелена на достижение приоритетов, в значительной степени определенных на неэкономической основе, стремление к однозначности

и простоте выработки, принятия и согласования решений было, безусловно, доминирующим. В подобной системе места разнообразию и тем более многообразию почти не было.

Впоследствии один из экспертов ЦКР Б.Ф. Сазонов заметил по этому поводу следующее: «Работа Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений во второй половине 1970–1980-х годов проходила под давлением необходимости выполнения исключительно высоких плановых заданий по добыче нефти. В подавляющем большинстве случаев ЦКР принимала те варианты разработки нефтяных залежей, которые обеспечивали наиболее высокий уровень добычи, зачастую не обращая внимания на экономические показатели. ...Рассматривая с сегодняшних позиций плановые задания по добыче нефти, разрабатываемые Госпланом СССР, их нужно считать завышенными. Если бы в то время были проведены, хотя бы в небольшом объеме, работы по внедрению энергосберегающих технологий, что было сделано во всем мире за эти годы, если бы было ограничено, даже в небольшой степени, потребление нефтепродуктов армией и военно-морским флотом (одна афганская война потребовала огромного расхода нефтепродуктов), если бы были проведены реформы в сельском хозяйстве (на ежегодную закупку зерна в эти годы тратилась значительная часть выручки от продажи нефти за рубежом), то можно было бы вполне обойтись уровнем добычи нефти на 100–150 млн т ежегодно ниже фактической» [У руля..., 1998, с. 173].

Результаты действия подобного универсального подхода к разработке проектов нетрудно предсказать: рост издержек, устойчивое снижение степени выработки запасов. Следует, однако, отметить, что сопоставление данных, например, по степени выработки запасов, иными словами, по динамике коэффициента извлечения нефти – весьма непростая задача. Основная сложность связана с характеристиками месторождений, вовлекаемых в освоение и разработку в разные периоды времени. Так, вполне очевидно, что при вводе в разработку в конце 1960-х – начале 1970-х годов Самотлорского, Федоровского и других месторождений-гигантов проектный КИН был достаточно высоким.

Старейшина советской и российской нефтяной науки профессор В.Н. Щелкачев в последние годы своей долгой и плодотворной жизни много внимания уделял анализу этого феномена. «Ошибки во многих проектах разработки, – писал он, – были связаны с неправильным прогнозированием самого сложного и дли-

тельного периода – водной эксплуатации, неправильным выбором потребного числа скважин и их размещением. Явно конъюнктурные решения, закладывавшиеся в проекты разработки крупных месторождений, требовали последующих исправлений, на которые приходилось затрачивать очень большие материально-технические средства, не предусмотренные проектами и весьма ощутимые. Ошибочность многих проектов разработки была частично связана с явной монополизацией нефтяной науки с середины 1950-х и до начала 1980-х годов» [Щелкачев, 2004, с. 107].

При этом, как нам представляется, В.Н. Щелкачев был оптимистом и с надеждой смотрел на возможность скорейшего формирования в России такой модели освоения месторождений (точнее, подхода к освоению), которая сочетала бы в себе достижения науки, возможности современной технологии и учитывала бы долговременный характер решений, принимаемых в процессе проектирования обустройства и разработки месторождений. Поэтому на рубеже 2000-х и 2010-х годов он предполагал, что отмеченные недостатки и негативные стороны подобного монополизма или уже исправлены, или вот-вот будут устранены. По нашему мнению, «болезнь», как это часто бывает, оказалась более серьезной и запущенной. Не только проектные решения сами по себе задают траекторию освоения месторождения, но также и та среда, и те условия, в которых эти решения формируются. Политизированность принимаемых решений и ее неизбежный спутник – «ведомственность» сменились монополизмом и «правом на истину» немногих крупнейших компаний и госкорпораций.

Нарастание степени многообразия выводило и выводит процесс обоснования и принятия решений далеко за границы сложившейся практики и за пределы представлений о разработке традиционных объектов и залежей.

Последствие принятых и реализованных решений в отношении столь сложных объектов, как нефтяные месторождения, очень трудно предугадать: однажды принятое решение в дальнейшем оборачивается другим решением, с ним тесно связанным. Вновь обратимся к В.Н. Щелкачеву: «Быстрый рост добычи происходил в России отнюдь не только из-за огромности территории страны, богатства ее недр, но и потому, что все новые месторождения вводились в разработку с применением методов поддержания пластового давления (ППД) по предварительно составленным проектам. Более 90% нефти добывалось из месторождений, на которых применялось ППД с помощью законтурного, вну-

триконтурного, приконтурного, барьерного заводнений. За счет этого же доля фонтанной добычи нефти поднялась с 23% в 1940-х годах до 70% в 1970-х, что было большим достижением. В 1980-х годах доля фонтанной добычи, однако, снизилась до 15%. Как ни странно это звучит, но оказалось, что резкое снижение фонтанной добычи следовало причислить не к недостатку, а к новому достижению. И вот почему: при фонтанировании скважин их дебиты постепенно понижаются за счет естественного процесса обводнения – постепенно утяжеляется столб жидкости в скважине. Стране нельзя было терять нефть из-за уменьшения фонтанной ее добычи. Отечественные нефтяники умело вышли из намечавшейся катастрофы: фонтанирующие скважины с уменьшающимися дебитами перевели в эксплуатацию с помощью ЭЦН (электроцентробежных насосов) и, где было возможно, – с помощью газлифта. В итоге 70% всей добываемой в стране нефти и более 80% добываемой жидкости (нефти с водой) извлекалось с помощью этих двух самых эффективных способов механизированной добычи. Нет ни одной страны мира, в которой были достигнуты такие результаты. В большинстве случаев фонтанирующие скважины переводят на механизированную добычу, но с помощью штанговых насосов, которые обеспечивают дебиты более низкие, чем ЭЦН. Итак, при потере фонтанирования добыча нефти за счет ЭЦН, становясь, конечно, дороже, "способствовала" непрерывному и интенсивному росту нефтеизвлечения» [Щелкачев, 2004, с. 309].

В этом признании четко отразились все особенности отечественного подхода к освоению и разработке месторождений: интенсификация на начальном этапе разработки, а также реализация решений, не обеспечивающих приемлемую (с позиций и экономики, и развития технологии) траекторию освоения в долгосрочной перспективе. Вновь заметим, что вопрос о приемлемости той или иной траектории освоения месторождений не решен и, скорее всего, не может быть решен «раз и навсегда». На Западе в 1960–1970-е годы также предпринимались попытки обоснования «максимально эффективного темпа отбора» (Maximum Efficient Rate, MER).

В конечном счете, как нам представляется, в мире возобладал подход к ориентации на максимально возможное использование прецедентов лучшей практики. Последние, в свою очередь, немыслимы без применения наиболее современного оборудования и без учета влияния организационно-экономической среды на проектные решения.

Мировой опыт в области проектирования обустройства и разработки месторождений находится под влиянием воздействия новых связей и новых взаимодействий различных многочисленных участников этого процесса. Проектирование (не говоря уже о реализации проектов разработки месторождений и о собственно освоении и добыче) – не жестко расписанный по конкретным стадиям процесс, а рамки и условия взаимодействия участников разработки проекта. Поэтому попытки расписать и определить все конкретные виды работ и подходы к их выполнению в «универсальном» виде явно обречены на неудачу.

Ключевой особенностью сектора добычи и переработки нефти в СССР была разработка специфических для той экономической системы и тех материальных активов технологических методов, начиная от способов добычи (во всем мире широко использовалось роторное бурение, а в СССР – турбобурение ⁹) и заканчивая технологиями переработки нефти и системой распределения.

Например, система трубопроводов проектировалась и создавалась в основном как древовидная структура (в противоположность круговой или сеточной структуре), когда промысловые, а затем и межпромысловые трубопроводы обеспечивают поставку нефти в магистральные трубопроводы. В рыночной экономике это привело бы к ограничению конкуренции между различными поставщиками нефти в пунктах ее реализации. Именно с этим связан отмечаемый сегодня феномен: несмотря на безусловно априорную эффективность трубопроводного транспорта, объемы выполняемой им работы устойчиво движутся... вспять. Вот что пишут об этом А. Гражданкин и С. Кара-Мурза: «Магистральный трубопроводный транспорт в части нефти и нефтепродуктов сократил к 1995 г. свой грузооборот на 86% – до уровня середины 1970-х гг. С 2000 г. начался восстановительный рост грузооборота нефти и нефтепродуктов на магистральных трубопроводах, и после 2005 г. здесь достигнут – и вплоть до начала 2010-х гг. стабилизирован – уровень начала 1980-х гг. Похожая картина наблюдалась в изменениях густоты (интенсивности)

9 См.: R. W. Campbell, 1983. *The Economy*/ Robert F. Byrnes, ed. *After Brezhnev: Sources of Soviet Conduct in the 1980s*. - Indiana University Press for the Center Strategic and International Studies, 1983. pp. 68-124.

Содержится анализ взаимосвязей технологии и экономической системы централизованного планирования и управления.

J.L. Enos, 2002. *Technical Progress and Profits. Process improvements in Petroleum Refining*. - Oxford University Press for the Oxford Institute for Energy Studies, 2002. - 318 pages.

Исследование изменения технологий переработки нефти под влиянием экономических условий.

перекачки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. Падение к 1995 г. составило до двух раз по сравнению с 1988 г. С середины 2000-х к началу 2010-х восстановлен уровень интенсивности перекачки конца 1970-х гг.» [Гражданкин, Кара-Мурза, 2013]. Более того, «дореформенные уровни перевозки нефтяных грузов в РФ пока не достигнуты (в 1990 г. – 891 млн т, в 2011-м – 875, в 2012-м – 840 млн т). Восстановлены и даже превышены доперестроечные уровни перевозки нефтяных грузов только железнодорожным транспортом. Более “эффективный” *трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов* по объемам перекачки в начале 2010-х гг. находится на уровне РСФСР конца 1970-х гг.» [Там же].

Жесткая регламентация деятельности участников процесса формирования и реализации проектов освоения и разработки нефтегазовых месторождений в сочетании с узким спектром технологических возможностей и принимаемых решений приводила к тому, что реальная ситуация очень часто расходилась с планами и ожиданиями. Простота, относительная дешевизна на стадии освоения месторождений и их ввода в разработку оборачивались ростом затрат в дальнейшем. Поэтому Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений СССР с горечью пришлось констатировать, что «применяемый критерий минимальных затрат приводит нередко к необоснованным технологическим решениям, а осуществление систем разработки, обоснованных с применением этого критерия, нередко не обеспечивает достижение расчетных показателей проекта. В результате по многим месторождениям, в том числе гигантским, потребовалось исправление (уплотнение) первоначальной сетки эксплуатационных скважин. Так, только по Ромашкинскому месторождению их число составило 21 063 против первоначальных 9364»¹⁰. И далее отмечалось: «При проектировании разработки нефтяных месторождений предусматриваются интенсивные системы, при которых вслед за кратковременными высокими темпами отбора наступает быстрое снижение уровней добычи нефти. В результате увеличиваются капитальные вложения, нерационально используются материальные средства и не достигается запроектированная нефтеотдача неоднородных пластов из-за неравномерности выработки»¹¹.

10 Постановление Коллегии Министерства нефтяной промышленности №79 от 20.12.1977 г. «О решении Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений “О современном состоянии заводнения нефтяных месторождений, его эффективности и путях дальнейшего совершенствования”» (цит. по: [Гиниатуллин, 2006, с. 244]).

11 Там же (цит. по: [Гиниатуллин, 2006, с. 249]).

К числу несомненных преимуществ отечественной системы проектирования обустройства и разработки месторождений (которые тоже не имеют абсолютной значимости и наблюдаются также при освоении нефтегазовых месторождений традиционного типа) следует отнести отсутствие и в СССР, и теперь в России так называемой «проблемы юнитизации», когда проекты освоения и разработки всех участков объединяются в рамках единого проектного решения. В системе централизованного планирования и управления при соединении собственника недр и недропользователя в одном лице такой проблемы не существовало. В этой связи В.Н. Щелкачев отмечал, что есть и «определенные преимущества нашей отечественной системы, когда каждое месторождение, принадлежащее государству, разрабатывалось по единому плану» [Щелкачев, 2004, с. 540]. В значительной степени это связано не столько с системой разработки месторождений, сколько с отсутствием понятия «экономический/финансовый/хозяйственный риск». Объединение усилий нескольких хозяйствующих субъектов необходимо для снижения рисков каждого в отдельности и тем самым повышения инвестиционной привлекательности проекта.

Понимание практической невозможности типовых однозначных решений для новых месторождений, различие в подходах к месторождениям, находящимся на разных стадиях выработанности запасов, в разных районах и осваиваемым в разные временные промежутки, – все это с определенным трудом, но неуклонно прокладывало себе дорогу в жизнь. Тот же В.Н. Щелкачев с сожалением вынужден был констатировать, что «неправомерно сравнивать, например, себестоимости нефтедобычи на вновь открываемых высокопродуктивных месторождениях и на старых» [Щелкачев, 2004, с. 544].

Важнейшая особенность сформированной отечественной модели освоения и разработки нефтегазовых месторождений – не столько стремление к универсализации (что само по себе не так уж и плохо, но на уровне, например, отдельных технологических элементов), сколько линейный характер связи всех стадий в единую цепочку. Сначала осуществляется переход от выявления ресурсов к определению запасов, следом – к динамике добычи, затем – к обоснованию решений по обустройству месторождений и только потом делаются расчет и оценка инвестиций и показателей эффективности. При таком подходе все другие обстоятельства представляются менее значимыми. К числу этих менее значимых обстоятельств относятся среда и условия реализации решений, склонность к риску и т.д.

Как непреложный результат, в нефтегазовом секторе ввиду усложнения горно-геологических условий издержки могут иметь только одну тенденцию – к устойчивому росту (речь, разумеется, идет не об абсолютных издержках, а об удельных). Как было отмечено в декабре 2013 г. аналитиками компании «Финам», «российские компании при разработке месторождений по традиции ориентируются не на предполагаемую окупаемость, а на объемы добычи. ...Компании пытаются применять новые технологии, чтобы продлить жизнь месторождений. Но это тоже приводит к росту издержек... Кроме того, добыча нефти перемещается в Восточную Сибирь и на Север. Но для этого нужно строить дополнительную инфраструктуру. Инфраструктуру строит Транснефть, а это значит, что тарифы на транспортировку нефти растут. ...Между тем за первые три квартала 2013 года рост издержек при добыче нефти резко ускорился. В среднем темпы роста составили 16,9% против средних темпов роста в 9,7% за последние четыре года»¹² (следует заметить, что девальвация рубля в 2014-2015 гг. только смягчила данную тенденцию, но, вполне очевидно, не приостановила ее действие).

В то же время, как показывает мировая практика, такой тренд отнюдь не является безусловным: применение новых технологий и эффект разнообразия среды действуют в сторону понижения не только относительных темпов роста удельных издержек, но и их абсолютных значений (см. в Главе 1 о динамике издержек в Канаде при освоении и разработке залежей битуминозных песков). Наиболее отчетливо действие «эффекта обучения» экономической среды видно все же на примере освоения неконвенциональных источников углеводородов в США.

Так, в 2003 г. американские компании только начали комбинировать технологии горизонтального бурения и гидроразрыва пласта. В тот год Four Sevens Oil пробурила на месторождении «Барнетт Шейл» в Техасе свою лучшую газовую скважину, названную «Брамбо». По данным Drillinginfo, для этого она использовала 10,6 млн л жидкости и 100 т песка. В результате пиковое значение добычи газа из скважины составляло 167,1 тыс. куб. м в день. Сегодня эти показатели ни на кого не могут произвести впечатление. В 2013 г. Cabot Oil & Gas пробурила самую производительную в США газовую скважину, использовав в четыре раза больше сотрудников, чем Four Sevens Oil, 47,3 млн л жидкости и 6 тыс. т песка. Это позволило ей добывать 858 тыс. куб. м газа в день, что в пять раз превышает максимальный уровень до-

¹² См.: Аналитики: Добыча нефти в Западной Сибири станет убыточной уже к 2018 году. – URL://<http://newsru.com/finance/10dec2013/ruoilzombies.html>.

бычи из скважины Four Sevens Oil, достигнутый десятью годами ранее. В результате растет эффективность проектов: при стабилизации парка буровых установок объемы добычи сохраняют тенденцию к росту.

Традиционно в отечественной практике проблемы эффективности освоения недр и степени извлечения углеводородов на поверхность рассматриваются исключительно через призму собственно технических аспектов разработки, применения современных технологий и уровня и динамики физических объемов добычи. Это обстоятельство также, на наш взгляд, является одной из причин того, что классификация запасов, ориентированная на учет экономических условий освоения ресурсов, с трудом пробивает себе дорогу.

2.3. ТЕХНОЛОГИЯ... БЕЗ ЭКОНОМИКИ?

Вопросы, касающиеся технической стороны процесса освоения и разработки месторождений, в отечественной практике, пожалуй, всегда рассматривались на высоком и глубоко профессиональном уровне. Так, в актуальном ключе ставились и ставятся, и обсуждаются вопросы применения современных технологий при освоении и разработке нефтегазовых месторождений. К примеру, профессор Н.Н. Лисовский совершенно справедливо отмечал:

«...Основными предпосылками необходимости повышения нефтеотдачи пластов являются:

- ограниченность запасов нефти;
- быстрое накопление высокообводненных запасов нефти в районах с развитой инфраструктурой;
- прогрессирующий рост доли трудноизвлекаемых запасов на вновь открываемых месторождениях;
- сокращение геологоразведочных работ и, как следствие, уменьшение прироста новых запасов нефти.

Определяющее значение в резком повышении нефтеотдачи пластов в настоящее время и в ближайшей перспективе будут иметь методы:

- массовое бурение горизонтальных стволов как в новых, так и в старых скважинах;
- глубокопроникающие направленные трещины, создаваемые путем гидроразрыва пластов;

- массовое применение загустителей на основе полиакриламида, биополимеров, темпоскрин и других реагентов.

Значительное количество нефти с нарастанием во времени будет добываться за счет применения:

- системных обработок призабойных зон в скважинах;
- смешивающегося вытеснения в результате закачки углеводородных газов;
- тепловых методов и др.» [У руля..., 1998, с. 111].

Однако в приведенном выше перечне безусловно необходимых решений нет соображений относительно того, кто и как будет это делать, из каких источников будет осуществляться финансирование, как будут распределяться экономические риски и т.д. И более того, в какой мере тот, на кого рассчитаны данные рекомендации, будет заинтересован в реализации этих глубоко продуманных, технически и технологически обоснованных мер. В плановой экономике все было более или менее ясно и понятно: это делалось государством и за счет государства. В той экономике, в которой мы находимся в настоящее время, ответ не очевиден: у государства средств нет, а бизнесу многое из того, что перечислено, и невыгодно, и просто не нужно. Среди причин – то, что к концу 1980-х годов был накоплен колоссальный промышленно-производственный потенциал, прежде всего в виде открытых и ранее введенных в разработку уникальных (с запасами свыше 300 млн т) и крупных (с запасами свыше 30 млн т) месторождений. До сих пор роль крупнейших месторождений весьма значительна: по состоянию на начало 2013 г. в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне более 40% добычи нефти обеспечивалось 21 месторождением (из более чем 770 разведанных в его пределах). Вывод, к которому пришел В.П. Орлов в 2009 г., сохраняет свою актуальность и поныне: «Низкие проценты ввода новых месторождений в разведку (15,2%) и промышленное освоение (23,8%) отражают, с одной стороны, недостаточную их инвестиционную привлекательность, с другой – массовый характер унифицированных... лицензионных условий, фактически не учитывающих результаты ГРП и экономическую целесообразность вовлечения новых месторождений в стадию разведки и эксплуатации. Косвенно это подтверждает и снижение качества открываемых запасов» [Орлов, 2009, с. 4].

Тем не менее, даже в условиях жесткой ограниченности всех видов материально-технических ресурсов находились пассионарии, которые создавали новые прорывные технологии и пытались найти выход из постоянного противоречия между высоким планом и низкой его обеспеченностью производственно-технологичес-

кими ресурсами. Среди основных направлений развития техники и технологии освоения и разработки месторождений, как нам кажется, доминировали следующие. Во-первых, укрупнение мощности технологических установок и объектов: увеличение диаметров скважин, трубопроводов, повышение единичной мощности производственных комплексов (например, одной из острейших проблем были нехватка электроцентробежных насосов малой мощности и вообще неполнота их ряда по различной производительности). Во-вторых, поисковые работы, чаще всего в рамках научных исследований и работ инженеров-энтузиастов).

Между технологическим и поисковым направлениями – не только в нефтегазовом секторе – была, в определенном смысле, пропасть. Результаты научно-исследовательского характера и изобретения инженеров подолгу ждали своего часа.

И все же, несмотря на стремление к унификации и управляемости всех процессов изучения, проектирования обустройства и освоения нефтяных месторождений, проводились научные исследования по разработке новых методов и технологий добычи. В основном это происходило благодаря отдельным пассионарным личностям и конкретным руководителям некоторых добывающих предприятий.

К числу таких пассионариев, несомненно, относится А.М. Григорян – один из создателей технологии бурения разветвленно-горизонтальных скважин. Вот как описывает судьбу открытия А.М. Григоряна профессор Р.Х. Муслимов: «В последней четверти прошлого столетия бурение горизонтальных скважин в мире развивалось невиданными темпами. Начало этого процесса было положено А.М. Григоряном бурением первой разветвленно-горизонтальной (РГ) скважины на Ишимбайском нефтяном месторождении Башкирии в 1953 г. Суточный дебит ее составил 120 т, что в 17 раз превышает дебит обычных вертикальных скважин при стоимости бурения в 1,5 раза выше. Еще более поразительные результаты были получены А.М. Григоряном при бурении РГ скважин на старых месторождениях. Ярким примером является РГ скважина, пробуренная на старом участке Бориславнефти. При пяти стволах РГ скважина вступила в эксплуатацию с дебитом 28 т в сутки, тогда как на расстоянии 30–40 м от нее у старых скважин (которые эксплуатировались с 1914 г.) дебит нефти составлял всего 0,2–0,4 т в сутки... Как обычно, новая технология в России при внедрении испытала большие бюрократические препятствия. А.М. Григоряну с помощью Председателя Госплана СССР Н.К. Байбакова в 70-х годах прошлого столетия удалось пробурить семь РГ скважин в Татнефти. Отчаявшись в попытках применения бурения РГ скважин, А.М. Григорян уехал во Францию, отдав

ей основные свои технологии. Проработав там и лишившись прав на часть технологий РГ скважин, А.М. Григорян эмигрировал в США, где создал свою компанию» [Муслимов, 2012а, с. 235].

В настоящее время метод разветвлено-горизонтальных скважин, получивший название «осьминог» (octopus), является одной из наиболее быстро прогрессирующих технологий, используемых в США при освоении и разработке нетрадиционных залежей углеводородов. По мнению американских специалистов, эта технология в восемь (!!!) раз улучшает показатели буровых работ по сравнению с обычной технологией бурения скважин¹³. Данная технология является развитием другой, также созданной в нашей стране технологии – кустового бурения (multi-well pad drilling). Не так давно в рамках процесса разработки залежи сланцевых углеводородов в бассейне Пайсенс уже упоминавшаяся нами компания Epsana завершила впечатляющий проект по бурению на одной площадке 52 скважин. При этом площадка занимает менее одной десятой квадратной мили. Тем не менее, технология позволила обеспечить доступ к продуктивному коллектору на площади во всю квадратную милю.

Колоссальные усилия были предприняты у нас в стране и в области исследований по повышению нефтеотдачи пластов, прежде всего в разработке методов увеличения нефтеотдачи (МУН). В рамках «радикальных экономических реформ» второй половины 1980-х годов было создано специальное государственное межотраслевое научно-техническое объединение – РМНТ «Нефтеотдача». К сожалению, отмеченные выше проблемы, касающиеся стимулов, приоритетов и общей ориентации модели функционирования нефтегазового сектора, не позволили достичь в этом направлении сколько-нибудь значимых результатов. Р.Х. Муслимов при рассмотрении этапов применения в нашей стране методов увеличения нефтеотдачи пластов отмечает следующее:

«Применение МУН в России прошло несколько этапов. Первый – с 1960-х годов до выхода известного правительственного постановления №700 от 26.08.1976 г. До этого работы по разработке МУН в отрасли велись разрозненно, в зависимости от желания руководителей объединений и территориальных институтов. Одни руководители уделяли большое внимание этой проблеме и способствовали не только созданию новых технологий, но их испытанию и внедрению. Основную (около 3/4)

¹³ URL: <http://www.angelnexus.com/o/web/61109> - 15 July 2014.

добычу за счет МУН, составлявшую в стране около 2 млн т, обеспечивали три месторождения, на которых применялись отечественные МУН: Узеньское (закачка горячей воды), Ромашкинское (закачка серной кислоты) и Ярегское (термощахтный метод).

Второй этап начался с 1976 г., когда правительственное постановление дало большой скачок в применении МУН. Тогда ВНИИнефть составило ТЭО с прогнозами внедрения МУН по СССР до 1990 г., а объем дополнительной добычи за счет МУН планировался в объеме 81,4 млн т. Фактически было добыто всего 11,4 млн т.

Столь крупные ошибки плана, заложенного в ТЭО, были связаны с технологической непроработанностью МУН, с недопоставкой реагентов и оборудования, просчетами в выборе МУН, заниженностью капитальных вложений (одна тонна извлекаемых запасов обходилась всего в 11,5 руб.) и завышенностью технологической эффективности МУН.

Но все же рост добычи нефти за счет МУН существенно ускорился с 1,3 млн т в 1975 г. до 11,4 млн т в 1990 г. Этому способствовало принятие программы внедрения МУН, увеличение ассигнований на ее выполнение, в том числе на научные исследования, ОПР и промышленное внедрение, а также стимуляция коллективов на выполнение и перевыполнение планов дополнительной добычи за счет МУН.

К 1990 г. уже имелся опыт применения МУН на 365 участках 150 месторождений, из которых в действии находилось 159 участков на 120 месторождениях. К началу рыночных реформ картина применения МУН в бывшем СССР и в России была совершенно иной, чем на Западе: абсолютное господство физико-химических МУН при ничтожном объеме тепловых и единичных газовых МУН.

Третий этап начался с переходом на рыночные реформы. В начальном периоде объемы применения МУН резко снизились, а затем объемы дополнительной добычи стали расти. Это объясняется тем, что научно-исследовательские институты отрасли для выживания в рыночных условиях при отсутствии государственного финансирования вынуждены были отдать производству все свои разработки, в том числе оставленные “в зачатке”, а производственные предприятия (также в целях выживания) усилили работы с целью увеличения добычи нефти. Причем это увеличение происходило в основном не за счет классических МУН, приводящих к приросту извлекаемого запаса, а в большей мере за счет методов обработки призабойной зоны (ОПЗ)» [Муслимов, 2012а, с. 282–283].

Следует обратить внимание на то, что ключевую роль сыграли не столько наличие или отсутствие технологий повышения нефтеотдачи, сколько нехватка обо-

рудования (отмеченная Р.Х. Муслимовым рассогласованность предложений по созданию и применению МУН с наличием оборудования и реагентов), а также высокая степень обеспеченности компаний более доступными и более простыми в освоении и разработке запасами «свежих» традиционных месторождений. Заслуживает искреннего уважения позиция ведущих специалистов нефтяной промышленности – В.Н. Щелкачева, Р.Х. Муслимова, Э.М. Халимова, М.Л. Сургучева, В.Ю. Филановского-Зенкова, Р.И. Кузоваткина и многих других, которые, несмотря на все сложности и ограничения, связанные с особенностями функционирования и развития отечественной нефтяной промышленности, отстаивали (и многие ныне работающие специалисты продолжают отстаивать) необходимость усиления внимания к вопросам повышения научно-технического уровня и эффективности отрасли.

Соображения о том, что применение методов увеличения нефтеотдачи – задача не только научная и инженерная и что огромное значение имеют стимулы, условия и среда, в России постепенно находят все большее понимание. Однако, как нам представляется, рекомендации, которые делаются в этой связи, во многом опираются на ранее применявшийся «линейный» подход к решению научно-технологических, производственно-технических и организационно-экономических проблем. А именно, предлагается усилить в административном порядке роль предварительной научно-технологической проработки выдвигаемых решений или, например, автоматизировать процесс разработки проекта на универсальной проектной платформе и т.д.

Мы не намерены оспаривать обоснованность и важность подобных подходов и решений, отметим лишь, что они могут и должны рассматриваться как базовые элементы формируемой системы, обеспечивающей лучшее использование нефтегазового потенциала страны. Тем более что данные предложения и соображения гораздо более реалистичны и больше способствуют созданию условий для лучшего освоения всего потенциала нефтегазовых ресурсов, нежели те, которые ограничиваются налоговыми льготами и «налоговыми маневрами» (это будет рассмотрено ниже).

Заслуживает серьезного внимания предлагаемый Р.Х. Муслимовым подход к «инновационному проектированию разработки нефтяных месторождений». По его определению, «инновационный проект – это научно-исследовательская работа (НИР) по конкретному месторождению, выполняемая в процессе проектирования разработки. На данном этапе изучаются детали геологического строения

объекта, и на этой основе подбираются технологии разработки, которые должны в полной мере учитывать особенности геологического строения. Для выполнения проекта нужно в 3–5 раз больше времени (2,5–3 года) и в 8–10 раз больше средств» [Муслимов, 2012б, с. 37]. И далее Р.Х. Муслимов пишет: «С 2009 г. отработка инновационных методов проектирования разработки ведется на месторождениях малых нефтяных компаний при поддержке президента Республики Татарстан. После ее завершения в 2013 г. можно будет тиражировать данные методы на все месторождения Республики Татарстан. Это – будущее эффективного и рационального проектирования разработки нефтяных месторождений, методы которого не менялись с 70-х годов прошлого столетия, когда вопросы разработки решались в основном за счет активных запасов нефти» [Там же, с. 37].

Один из активных сторонников данного подхода, Ю.А. Волков, подчеркивает и обосновывает ключевую роль регламентации взаимодействия всех (!) участников процесса проектирования: «...Если функции всех этих коллективов и каждого включенного в работу по схеме (?! – *Авт.*) специалиста будут достаточно четко регламентированы или просто “вшиты” в соответствующее программное обеспечение, то управление процессом создания любого конечного продукта можно автоматизировать, причем прямо по соответствующей универсальной схеме» [Волков, 2012, <http://neft-gaz-novacii.ru/ru/component/content/article/56-2012-04-25-12-57-58/673-2012-04-25-14-30-34>].

Более обоснованным и в определенном смысле более реалистичным нам представляется другой подход – создание системы условий для эффективного освоения и разработки (доработки) малых и в значительной степени выработанных месторождений (включая месторождения тяжелой нефти и нетрадиционные залежи). Уже затем на основе подобного подхода вполне можно двигаться дальше: дополнять и развивать ту среду, которая будет способствовать повышению степени освоения и использования нефтегазового потенциала (эта среда определяется целой системой показателей «социальной ценности ресурсов углеводородного сырья» [Крюков, Токарев, 2007].

Следует обратить внимание на наметившееся сближение взглядов у практиков, представителей науки академической и науки прикладной на проблемы функционирования и развития нефтегазового сектора и роль и место в этих процессах инноваций. Ранее мы отмечали, что «в современных условиях минерально-сырьевой сектор экономики (прежде всего нефтегазовая промышленность) перестал быть

простым в технологическом отношении. Добыча сырьевых ресурсов осуществляется с использованием постоянно усложняющихся технологий, в создание которых вкладываются многие миллиарды долларов и над которыми работают лучшие интеллектуальные силы многих стран мира. Поэтому можно с полной уверенностью утверждать, что с каждым годом нефть, газ и другие сырьевые продукты становятся во все большей степени продуктами наукоемкими» [Крюков и др., 2003, с. 154].

Нельзя удержаться от пространного цитирования статьи Ю.А. Поддубного – специалиста в области технологий разработки нефтяных месторождений, поскольку этот автор, отталкиваясь от анализа технических проблем, приходит к выводам, во многом аналогичным тем, которые были получены нами. Но мы в большей степени движемся от анализа положения дел в отрасли к оценке внешних условий, определяющих направления ее дальнейшего развития. Схожесть выводов и при движении «снизу вверх», и при движении «сверху вниз» является подтверждением их соответствия реальному положению дел. Анализ, основанный на особенностях применения новых технологий в России, показывает следующее.

«...В научно-практическом плане с разработкой месторождений в России, как и в СССР, особых сложностей и отставаний от Запада нет... Споры о том, что относится к МУН или к инновационным технологиям, а что – нет, следует сегодня признать малопродуктивными и ненужными с позиций их оценки для экономического стимулирования... Естественная динамика истощения лучших месторождений и переход к более сложным и более выработанным объектам должны приводить к смене не только технологических, но и экономических норм и правил, включая методы государственного регулирования. Сегодня же система государственного регулирования построена без учета различий стадий естественной динамики разработки нефтегазовых объектов. Все это не способствует развитию МУН и сложных сервисных работ на скважинах, несмотря на имеющиеся методы и технологии. Государство должно быть готово к тому, что крупные нефтяные компании, как и во всем мире, не будут заниматься этими проблемами, так как их организационные и производственные структуры больше приспособлены к крупным проектам» [Поддубный, 2011, с. 33].

«...Эволюция организационной структуры нефтяной отрасли в направлении постепенного ослабления монопольной роли крупных и интегрированных компаний требует, прежде всего, жесткого государственного контроля за соблюдением условий лицензионных соглашений и утвержденных проектно-технологических

документов. Сегодня насущным ответом на вопрос поддержания и сохранения нефтедобычи в России является выбор приоритетов политики государства в области лицензирования, налогообложения, стимулирования и кредитования нефтяной отрасли и компаний. ...Первым и основным приоритетом для государственной политики следует признать всемерное поощрение бурения новых скважин и боковых стволов на всех действующих месторождениях. ...Второй приоритет – всемерное поощрение эксплуатации малодебитных и высокообводненных скважин и месторождений в целом. Эти скважины уже есть в реальности, они уже дают или могут давать востребованную продукцию, и задача заключается в обеспечении их дальнейшей эксплуатации. Их вклад в общую добычу не будет меньшим, чем вклад от всех новейших технологий и МУН. ...Третий приоритет – составление национальных программ: программы применения МУН на основе отдельных ТЭО и проектов разработки конкретных месторождений и залежей (с этапами НИОКР, испытания и внедрения), отдельных по значимости программ, таких как программа по освоению баженовских отложений и программа по освоению запасов тяжелых нефтей и битумов. ...Четвертый, жизненно необходимый для реализации трех первых, приоритет – совершенствование юридически-правовых основ нефтедобычи. Прежде всего необходимо создание открытого и доступного рынка вторичных лицензий и предоставление возможности дробления первоначальных лицензий как территориально, так и пообъектно... Также целесообразен, на наш взгляд, возврат правила двойного ключа по недропользованию и налогообложению. Центральная власть не может знать ситуацию в комплексе лучше, чем региональная... Положительным российским примером может служить период льготного стимулирования добычи “трудной” нефти в Татарстане» [Там же, с. 35].

К сожалению, эту позицию разделяют пока далеко не многие. Превалирует подход, предполагающий простые, администрируемые и «чудесные» решения (такие как реализованный в 2014 г. «налоговый маневр»). Видно, как шаг за шагом расширяется круг факторов и условий, которые начинают рассматриваться и приниматься во внимание.

На наш взгляд, выстраивается примерно такая последовательность шагов: либерализация лицензирования права доступа к участкам недр – техническое регулирование (регламенты, плюс лучшие практики, плюс условия доступа к финансированию) – стимулирование – увеличение разнообразия форм и расширение рамок привлечения инвестиций для реализации проектов (повышение роли фон-

дового рынка) – изменение подходов к реализации проектов (учет особенностей конкретных залежей и стадии освоенности месторождений). Наращивание объема буровых работ на разрабатываемых месторождениях требует колоссального роста инвестиционной активности компаний. Это, в свою очередь, связано с заинтересованностью компаний, с наличием у них производственно-технологических активов (прежде всего парка современных буровых станков), с наличием и эффективностью процедур технического регулирования, с возможностью разделения возникающих рисков.

Несомненно, что для освоения (доосвоения) имеющегося ресурсного потенциала необходимо существенно увеличить объем буровых работ – это обеспечит не только устойчиво высокий уровень добычи, но также получение и накопление более детальных и точных знаний об особенностях залегания углеводородов в менее регулярных и менее предсказуемых (с точки зрения особенностей коллектора и распределения его характеристик) участках недр. В России при значительно большей по сравнению с США площади перспективных на нефтегазоносность территорий общий фонд нефтегазовых скважин составляет от 200 до 210 тыс., в то время как в США – более 1 млн. Россия довела объем бурения до 20 млн м ежегодно, тогда как США превысили 100-миллионный порог. Единодушия по вопросам уплотнения сетки скважин в России нет. Одна из точек зрения, представленная на страницах проекта Энергетической стратегии Ханты-Мансийского автономного округа, вытекает из... невозможности удвоения объемов бурения в границах данной территории. Утверждается, что «для удержания добычи на уровне 280 млн т в год необходимо не только выполнение уровней эксплуатационного бурения в соответствии с проектными документами, но и наращивание объемов работ. Объем эксплуатационного бурения необходимо увеличить к 2020 г. в два раза с 10,2 млн м в 2007 г. до 20,2 млн м к 2020 году. Но при таком росте объемов эксплуатационного бурения в 2022 году заканчивается фонд скважин на полное разбуривание месторождений, т.е. на разрабатываемых месторождениях будет негде бурить»¹⁴.

В чем причина появления и живучести такой точки зрения? Как нам кажется, в унификации подходов к разработке месторождений. Но по мере исчерпания запасов и изменения условий добычи вряд ли имеет смысл следовать когда-то зафиксированным проектным решениям. Целесообразнее уточнять и детализиро-

¹⁴ Энергетическая стратегия Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2030 года (проект). – Ханты-Мансийск, 2012. – С. 14.

вать принципиальные решения в режиме мониторинга (например, с погодным шагом). Увы, практика утверждения проектов разработки месторождений и законодательные рамки не оставляют возможностей для реализации подобного подхода. Другая проблема связана с неясностью и неоднозначностью понятия «технология» в отношении как разработки, так и доработки месторождения. Как известно, технология в общем случае – это совокупность методов и процессов, используемых в той или иной сфере человеческой деятельности. Как правило, выделяют «базовые» методы и процессы и производные от них. Стремление относить все возможные разновидности методов и процессов извлечения углеводородов из недр к новым технологиям приводит к значительному искажению реального положения дел. Так, в ОАО «ЛУКОЙЛ» «за 2009–2013 годы опробовано в лабораториях и на месторождениях... 618 технологий. Рекомендовано к промышленному внедрению... 151» [Мулляк, 2015, с.10].

Как мы уже не раз подчеркивали, учет нарастающего многообразия особенностей освоения и разработки источников обеспечения добычи углеводородов требует адекватной экономической среды и широкого комплекса тесно связанных между собой условий и обстоятельств. Например, сами по себе преференции по уплате налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) не являются фактором долгосрочного действия: их эффект быстро исчезает при отсутствии условий, обеспечивающих «объективизацию» темпов роста издержек.

То, как формировалась и трансформировалась производственно-техническая составляющая подхода к ускоренному освоению крупных нефтяных месторождений, наиболее наглядно показывают примеры Татарстана и Западной Сибири.

2.4. ТАТАРСТАН – ВСЕРОССИЙСКАЯ «ШКОЛА ОТРАСЛЕВОГО МАСТЕРСТВА И КАДРОВ»

Как мы уже отмечали, поиск и разведка нефти в Татарстане велись длительное время. В результате настойчивых поисков была подтверждена высокая нефтегазоносность территории. Однако только в 1948 г. было открыто одно из крупнейших на территории России месторождений нефти – Ромашкинское. Открытие этого гигантского месторождения, с одной стороны, стало закономерным результатом целенаправленных многолетних усилий, а с другой стороны, было

неожиданным событием. Дело в том, что «кроме понимания о наличии громадных ресурсов нефти, нескольких десятков разведочных скважин и только что организованного (в 1949 г.) треста “Татарнефть”, в республике не было никаких предпосылок для организации масштабной добычи нефти в ближайшие годы» [Гиниатуллин, 2006, с. 10].

Открытие Ромашкинского месторождения не только разрешило имевший место в СССР «спор» между нефтью и углем в пользу нефти, но также заложило, а точнее, закрепило основные черты и особенности подхода к освоению нефтегазовых ресурсов на долгие годы. Вот как это происходило: «Добыча нефти растет фантастическими темпами. В 1950 г. в республике было добыто 866,5 тыс. т нефти, в 1955 г. – 13 295 тыс. т. За пятилетку (1951–1955 гг.) добыча составила 31 709,5 тыс. т против 18 600 тыс. т по Постановлению СМ СССР (Постановление СМ СССР о мероприятиях по ускорению развития добычи нефти в Татарской АССР от 28 апреля 1950 г. – С. 25–31). ...Темпы роста добычи дешевой фонтанной нефти продолжают расти. За последующую пятилетку (1956–1960 гг.) было добыто 147,919 млн т. Это 466,5% к добыче за предыдущую пятилетку» [Гиниатуллин, 2006, с. 11].

В числе уже отмеченных особенностей сложившегося в то время подхода к освоению нефтегазовых ресурсов не только высокие темпы отбора, но также разработка и применение ряда технических и технологических решений, таких как уже упоминавшееся внутриконтурное заводнение. О преимуществах этих новых технологий говорил, в частности, начальник объединения «Татнефть» А.Т. Шамраев на республиканском собрании партхозактива в мае 1955 г.: «В основу разработки нефтяных месторождений Татарии положена новая советская технология нефтедобычи... Разработка месторождений с помощью поддержания пластового давления... в Татарии применяется по-своему. Огромные размеры Ромашкинского месторождения не позволили в чистом виде применять законтурное заводнение. Поэтому в разработке Ромашкинского месторождения выявилась необходимость создания новых, искусственных нефтяных месторождений. Ромашкинское месторождение разрезано рядами нагнетательных скважин на самостоятельные площади разработки, не такие, какие создала природа, а удобные для целей эксплуатации, которые повышают уровень отбора нефти и в короткие сроки обеспечивают резкий рост добычи. Если Ромашкинское месторождение разрабатывать старым методом, то нужно было бы пробурить 75 тыс. скважин. Переход на метод заводнения позволяет пробурить 15 тыс. скважин. Следовательно, только на бурении

скважин, обустройстве, эксплуатации государство получит экономию в пределах 100–120 млн руб. Это позволит сэкономить стране около 6 млн т обсадных труб и бурильных труб, около 3 млн т цемента, 15 млн кВт·ч электроэнергии... он позволит на каждом месторождении взять против прежнего дополнительно 50%... Мы перегнали американцев, где заводнением добывается 17% нефти»¹⁵. (Опять же следует заметить, что в США применялось преимущественно законтурное заводнение, т.е. речь идет об очень разных подходах к разработке месторождений в режиме поддержания давления с закачкой воды в пласт.)

Увы, обеспечить разработку даже уникального месторождения на основе такого подхода на протяжении сколько-нибудь значительного периода оказалось невозможно. Проблемы стали нарастать лавинообразно. Уже в 1969 г. генеральный директор объединения «Татнефть» А.В. Валиханов в своем докладе по итогам года отмечал, что «среднесуточная добыча нефти достигла 270 тыс. т при среднем дебите скважин 40 т/сутки. Ежедневно в продуктивные пласты закачивали 540 тыс. куб. м воды при приемистости одной скважины 380 куб. м/сутки. По Бавлинскому месторождению отобрано 80,7% запасов (Д1) и Ромашкинскому месторождению – 34,8% начальных извлекаемых запасов. Темп отбора нефти по разрабатываемым месторождениям в целом составляет 4% в год от начальных и 5,6% от текущих извлекаемых запасов. Ежегодно обводняется 500–600 скважин; более чем на 250 скважинах отключаются из разработки обводненные пласты. Сотни скважин снижают дебиты из-за роста обводненности продукции. 4195 скважин, или 57,3% действующего фонда, работают с водой. Добыча попутной воды ежегодно возрастает на 5–6 млн куб. м. Вместе с нефтью в 1969 г. добыто 32,2 млн т попутной воды. В прошлом году (1969 г.) из-за роста обводненности продукции потери в добыче нефти составили 9,05 млн т»¹⁶.

В 1970-е годы неприемлемость такого подхода стала очевидной. «Выполнение планов добычи нефти достигается за счет нанесения определенного ущерба рациональной разработке месторождений, что приводит к значительным потерям нефти в недрах», – докладывал первый секретарь Казанского ОК КПСС Ф.А. Табеев Председателю СМ СССР А.Н. Косыгину¹⁷.

Следует заметить, что усилия геологов, нефтяников и специалистов нефтяной

15 Цит. по: [Гиниатуллин, 2006, с. 55–57].

16 Цит. по: [Гиниатуллин, 2006, с. 204].

17 Цит. по: [Гиниатуллин, 2006, с. 16].

промышленности Татарии не пропали даром: нагрузка на нефтяную отрасль республики в целом и на Ромашкинское месторождение в частности значительно уменьшилась. Темпы отбора от начальных запасов стали в целом ниже, чем они были в последующем для месторождений Западной Сибири. Также начали более активно применяться методы увеличения нефтеотдачи пластов и целенаправленно проводиться ремонтные и вспомогательные работы. Нельзя не отметить и ту производственную школу, которая была сформирована в объединении «Татнефть». Ее отличительными чертами стали высокая технологическая дисциплина (соблюдение условий проектов и своевременное выполнение всех необходимых работ по обслуживанию скважин), тесная связь с наукой и стремление к быстрому распространению лучшего опыта и лучших практик. Особенно отличался подход нефтяников «Татнефти» от практики работы сибирских нефтяников, что стало отчетливо видно, когда в 1980-е годы они начали напрямую работать в Западной Сибири.

Нагрузка на нефтяную отрасль Татарии была уменьшена и в силу того, что «пальма первенства» с конца 1960-х годов надолго перешла к Западной Сибири (вновь сказалось действие фактора экономии от масштаба).

Тем не менее, накануне «радикальных экономических преобразований» второй половины 1980-х годов нефтяная отрасль республики в полной мере испытывала последствия форсированного освоения наиболее крупных месторождений. Техническое состояние систем сбора и транспортировки нефти и жидкостей стало одной из наиболее болезненных проблем. Так, в 1985 г. в объединении «Татнефть» сложности в поддержании системы росли лавинообразно. «Протяженность водоводов на территории республики – 15,4 тыс. км. Более 50% этих мощностей используется для закачки сточных вод. ...Широкое использование промысловых сточных вод для целей ППД наряду с известными преимуществами значительно осложняет эксплуатацию оборудования и коммуникаций системы из-за высокой коррозионной активности. За 1985 г. количество порывов на водоводах системы ППД составило 9636, в том числе 8549 – на водоводах сточных вод. При наличии сероводорода срок службы водовода не превышает 2–3 года, а количество аварий достигает 4–5 на один километр в год. При норме амортизации 13,1% для трубопроводов по транспортировке высокоагрессивных сред срок их службы составляет 5–6 лет. По этой причине возрастает ежегодный объем работ по капитальному ремонту, замене и восстановлению части трубопроводов; предприятия вынуждены расходовать значительное количество труб на ремонтно-эксплуатационные нужды. По

объединению в целом объем замены труб составляет 32% от общего объема вновь вводимых трубопроводов. Это происходит в результате того, что трубы, рассчитанные для работы в неагрессивных средах, применяются для обустройства нефтяных месторождений с транспортировкой высокоагрессивных сред. Для обеспечения работоспособности трубопроводной системы объединению ежегодно только для ремонтно-эксплуатационных нужд необходимо более 42 тыс. т труб. Фактическое выделение составляет 10–15 тыс. т в год» [Гиниатуллин, 2006, с. 288].

В результате действия многих из отмеченных ранее факторов на протяжении 20-летнего периода добыча нефти по объединению «Татнефть» снизилась более чем в пять раз – с 122 млн т в 1965 г. до 21 млн т в 1991 г. Однако в 1990–2010-е годы нефтяники Татарстана совершили почти невозможное: им удалось радикально изменить сложившуюся практику, при которой в рамках зрелой нефтегазовой провинции добыча углеводородов неуклонно и устойчиво снижается.

Сегодня основная доля добычи приходится на шесть крупных месторождений: Рамашкинское, Ново-Елховское, Бавлинское, Бондюжное, Первомайское и Сабанчинское. Все они были введены в эксплуатацию в период с конца 1940-х до начала 1970-х годов и находятся на поздней стадии разработки. Несмотря на это, ОАО «Татнефть» удается повышать коэффициент извлечения нефти: за последние 20 лет он вырос с 0,42 до 0,47. Накоплен уникальный опыт и приобретены навыки работы со сверхвязкими нефтями, разработки низкопроницаемых коллекторов. О перспективности работ в этом направлении говорит то, что на территории Татарстана выявлено 450 месторождений сверхвязкой нефти, ее суммарные ресурсы оцениваются в 7 млрд т [Андрианов, 2015].

Причина устойчивости ОАО «Татнефть», как нам представляется (и, собственно, об этом наша книга), не столько в приватизации в рамках проведения «радикальной экономической реформы». Дело в значительной мере в увеличении многообразия участников нефтегазового сектора, в расширении возможностей реализации на практике – на уровне основных производственно-технологических единиц – передовых научно-технических решений. При этом самое главное – перенесение центра тяжести в принятии производственных и экономических решений непосредственно на уровень отдельных производственных единиц. Именно единиц, поскольку самостоятельными отдельными компаниями большинство малых нефтедобывающих предприятий так и не стали – контрольный пакет акций сохранился или за ОАО «Татнефть», или за представителями региональной элиты. Даже такой

весьма скромный шаг в повышении степени самостоятельности отдельных производственных единиц (в сочетании с мерами налогового стимулирования, которые Татарстан на тот момент имел возможность применить) позволил переломить тренд падающей добычи и обеспечить определенный рост (в 2014 г. добыча нефти компанией ОАО «Татнефть» в Республике Татарстан составила 26,223 млн т).

В частности, вот как был представлен позитивный опыт Татарстана, реализованный республикой на рубеже 1990-х и 2000-х годов: «Первым и пока единственным субъектом Федерации, создавшим относительно благоприятные условия для малых нефтедобывающих предприятий, является Республика Татарстан, где эта проблема получила статус государственной. Особенности ресурсной базы этого региона известны: из 128 месторождений нефти введены в разработку 90, оставшиеся 38 – это мелкие месторождения, характеризующиеся трудноизвлекаемыми запасами и низкими технико-экономическими показателями. Средняя обводненность продукции в республике составляет 83%, при применении традиционных технологий около 75% остаточных запасов и 80% не введенных в эксплуатацию залежей не могут рентабельно разрабатываться. Однако у небольших месторождений Татарии есть и определенные преимущества: достаточно хорошая геологическая изученность; ограниченные запасы нефти не требуют большого числа эксплуатационных скважин; наличие действующей производственной инфраструктуры и трудовых ресурсов. Несмотря на весьма отдаленные годы ввода в эксплуатацию многих из небольших месторождений, фактический отбор по ним невелик и составляет около 11%, что подтверждает отсутствие у ОАО «Татнефть» заинтересованности в их разработке несколько лет назад.

Первые малые компании (за исключением предприятий с иностранными инвестициями) появились в Татарии после издания Указа Президента РФ «О мерах по увеличению нефтедобычи в Республике Татарстан» от 12.02.97. Сегодня их более 20. Они на конкурсной основе получили право разработки преимущественно бесперспективных мелких месторождений и нерентабельных участков. Эффективная работа малых компаний на этой ресурсной базе стала возможной постольку, поскольку с целью стабилизации и увеличения добычи нефти была внедрена дифференцированная система налогообложения и налоговое стимулирование нефтедобычи. Законодательной основой явились договор Республики с РФ «О разграничении предметов ведения и взаимном делегировании полномочий между органами государственной власти РФ и органами государственной власти РТ», предоставляющий достаточно обширные права и полномочия субъекту Федера-

ции, а также республиканские законы «О недрах» и «О нефти и газе». Налоговое стимулирование предусматривает льготы как по всем ресурсным налогам, так и по некоторым налогам, носящим общий характер и зачисляемым в республиканский и местный бюджеты. В частности, в 1999 г. стимулировались:

- ввод в разработку новых месторождений (ставка акциза понижалась на 50%, плата за недра и отчисления в фонд ВМСБ не взимались);
- добыча нефти на поздних стадиях разработки месторождений, т.е. эксплуатации нерентабельных малодебитных и высокообводненных скважин (акциз снижался до 15 руб. за тонну, ставка роялти понижалась с 6% до 3,9%, налог на имущество с тех скважин не взимался);
- внедрение новых методов повышения нефтеотдачи пластов (по объемам дополнительной нефти акциз снижался до 15 руб. за тонну, плата за недра и отчисления в фонд ВМСБ не взимались).

...Эти и некоторые другие льготы позволили небольшим компаниям существенно повысить объемы добычи нефти» [Грайфер, Даниленко, 2000, с. 81–83].

К числу сильных сторон нефтяной промышленности Республики Татарстан следует отнести:

- активное развитие новых технологий и подходов к разработке нефтяных месторождений (во многом этому способствовал и способствует уникальный научно-образовательный комплекс, действующий на территории республики);
- методичность и последовательность в реализации принятых решений;
- умение отстаивать и проводить в жизнь собственное видение подходов к освоению и разработке месторождений (это касается не только темпов разработки месторождений, но также обеспечения экологически безопасной и рациональной схемы обустройства и эксплуатации нефтепромыслов).

Несомненно, нефтяников Татарстана характеризуют взвешенность и прагматизм в реализации тех или иных направлений развития «нефтяного хозяйства» республики, и в первую очередь в его реорганизации. Но как в любом реальном деле здесь есть и свои сложности, особенно в контексте рассматриваемой нами проблемы многообразия форм и подходов к развитию нефтяной промышленности. В их числе, например,

- приверженность сложившейся схеме организации нефтегазовой отрасли: основное «действующее лицо» – ОАО «Татнефть». Между тем освоение большого числа мелких месторождений, а также участков недр на выработанных месторож-

дениях требует расширения состава участников – от добывающих компаний до широкого спектра игроков на рынке сервисных услуг;

- относительно невысокая востребованность всего комплекса современных решений и подходов в работе с сильно выработанными и сложными нефтегазовыми объектами.

В то же время следствием повышенной концентрации добывающих предприятий нефтяной отрасли Татарстана, а также относительной неразвитости рынков сервисных технологических услуг является, например, то, что многие подходы, хорошо зарекомендовавшие себя в мировой практике, в условиях Татарстана оказываются просто неэффективными (определенный вклад в это вносит и система налогообложения, но не в ней одной дело). Например, как отмечает Р.Х. Муслимов, «опытно-промышленные работы по площадному вытеснению вязкой нефти (64,3 спз) теплоносителями проведены в РТ на Ново-Суксинском месторождении. Однако участок не был полностью оснащен необходимым оборудованием. К купленному в США парогенератору не приобрели термостойких пакеров и термоизолированных НКТ» [Муслимов, 2012а, с. 263]. Отсюда и неприятие недропользователями экономического риска, и административный подход к реализации проектов.

Нельзя не согласиться с той точкой зрения, что простой перенос мирового опыта в области разработки залежей невозможен и неэффективен, каждая залежь уникальна. Наряду с проведением соответствующих научных исследований (например, в 2011 г. в Академии наук Республики Татарстан была разработана сводная программа освоения тяжелых нефтей и природных битумов на период до 2030 г.) необходимо формирование среды и условий, ориентирующих компании на восприятие идей ученых и на принятие экономического и технологического рисков при реализации подобных проектов.

2.5. НЕФТЬ И ГАЗ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: ТЕМПЫ И ОБЪЕМЫ

В случае Западной Сибири, и прежде всего близкой авторам Тюменской области, подход, предполагающий ускоренную и форсированную эксплуатацию месторождений (с точки зрения темпов отбора начальных запасов) и тем самым основанный на действии фактора экономии от масштаба, приобрел законченные и в определенном смысле драматические черты. Мы уже писали об этом в книге «Западно-Сибирский феномен» [Шафраник, Крюков, 2000], и тогда нам казалось,

что не будет необходимости возвращаться к этой проблеме вновь. Были надежды на то, что развитие, как мы тогда писали, «системы платного недропользования», экономические обстоятельства (прежде всего необратимое повышение сложности освоения новых месторождений и рост издержек), предприимчивость и инициатива (которые всегда отличали россиян вообще и сибиряков в особенности) позволят преодолеть трудности и отказаться от негативной практики, характерной для предшествующих лет.

К сожалению, мы были слишком оптимистичны в своих взглядах и оценках. Тюменской области тогда удалось преодолеть спад добычи нефти, однако он наступил вновь – теперь «всерьез и надолго». Во-первых, компании – преемники производственных объединений, созданных в 1970–1980-е годы (организация этих компаний в составе вертикально интегрированных нефтяных компаний была, как мы тогда предполагали, начальным этапом движения в сторону организационного многообразия нефтегазового сектора), во все большей степени становятся региональными самодостаточными монополиями. Во-вторых, преодоление спада добычи нефти в конце 1980-х – начале 1990-х в значительной мере связано с технологической адаптацией ранее выбранной и реализованной стратегии освоения крупных месторождений (и нарастание симптомов кризиса обусловлено именно исчерпанием возможностей идти по этому пути). В-третьих, реализация ряда новых проектов, таких как освоение Приобского месторождения (сначала ОАО «ЮКОС», а затем ОАО «Роснефть») и Уватского месторождения на юге Тюменской области, основывалась на ранее апробированных принципах и подходах с ранее определенными условиями (с разницей лишь в части применения технологии гидроразрыва пласта с самого начала разработки месторождений).

Исследования, проведенные в начале 2000-х годов компанией «КЭРА», показали со всей очевидностью, что, например, успех ОАО «ЮКОС» во второй половине 1990-х годов был на 60% связан с наличием в составе его активов последнего из неразработанных российских нефтяных месторождений-гигантов – Приобского (открытого еще во времена СССР с начальными запасами, близкими к 1 млрд т). Другой новый нефтяной проект – освоение Уватского месторождения – реализован компанией «ТНК-ВР» как унитарный в рамках и под эгидой одной компании (в то же время по состоянию на начало 1990-х годов лицензиями на право пользования недрами месторождений, включенных в данный проект, обладали более 10 малых геолого-добывающих компаний, которые, к сожалению, не

смогли найти эффективную форму совместного участия – раздела экономических рисков при создании инфраструктуры проекта). Увы, подход «одно месторождение – одна компания» в значительной мере унаследован из практики прошлых лет. Этот подход не позволяет делить экономические и прочие риски реализации проектов освоения нефтяных месторождений и тем самым повышает издержки освоения при высокой степени выработанности ресурсной базы.

Чем больше месторождений и чем разнообразнее условия их освоения и разработки, тем большие потери несет с собой унификация. Усредненный, унифицированный подход ведет не только к недоиспользованию потенциала залежей нефти, но и к прямым потерям, а также к искажениям учета в процессе добычи. Как отмечают специалисты в области автоматизации нефтяных промыслов, «на месторождениях Западной и Восточной Сибири традиционным является кустовое расположение скважин, и часто применяются кустовые автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ)... Основным недостатком является потеря данных о работе каждой отдельной скважины на протяжении больших временных интервалов» [Черемисин и др., 2013, с. 99]. Этот далеко не частный пример показывает, что системы измерения и формирования «потока данных» в рамках сложившихся технических и технологических систем ориентированы на управление иерархическими комплексами и системами. Переход в зрелую, и тем более постзрелые фазы разработки месторождений требует аккуратного поскважинного учета и других подходов к формированию потока данных. (Например, в Канаде недропользователи представляют в соответствующие государственные учреждения, осуществляющие регулирование их деятельности, данные по скважинам по более чем 75 параметрам в еженедельном режиме.)

В целом в настоящее время в отечественной нефтяной (в большей степени) и газовой (как это ни парадоксально – в меньшей) промышленности превалирует ориентация на решение всех сегодняшних проблем и вопросов будущего развития отрасли в рамках все того же унитарного, масштабного и однозначного подхода (подробно об этом см. в Главе 3). Проявляется это в следующем:

- финансируются и поддерживаются государством преимущественно геолого-поисковые и геологоразведочные работы в новых районах – в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также в шельфовой зоне. Отдельно проводимые на протяжении более чем 20 лет, они, к сожалению, так и не дали желаемого результата – открытия месторождения-гиганта, способного коренным образом изменить эконо-

мику и переломить тенденцию стремительного роста издержек в нефтяной отрасли;

- идет процесс поглощения и уничтожения малых и средних компаний, их доля уже достигла критически малой величины (см. ниже);
- региональные монополии формируют и монопольных игроков в сервисном и наукоемком секторах, что сильно осложняет развитие нефтегазового сектора в условиях нарастания нетрадиционного характера ресурсной базы. И это самая неблагоприятная тенденция.

Почему же все-таки ориентация на простоту, однозначность и управляемость оказалась столь живучей и столь труднопреодолимой? Детально на этом мы остановимся в Главе 3, здесь же постараемся расширить понимание исторических и технологических истоков данного явления. Последнее особенно (если не чрезвычайно) важно, так как инфраструктура огромного района и решения на уровне отдельных технологических подсистем и проектов задали на много лет вперед тот коридор возможных подходов, который нельзя не принимать во внимание. Изменение же инфраструктуры подобного нефтегазодобывающего района, особенно на стадии высокой зрелости ресурсной базы, связано с колоссальными издержками, а получаемые при этом выгоды не очевидны. Поэтому, подчеркнем еще раз, нужны решения, учитывающие и региональную, и общероссийскую, и отраслевую специфику. Таким образом, мы опять возвращаемся к теме многообразия и гибкости формируемого облика нефтегазового сектора – такого облика, который позволял бы в эволюционном режиме, без радикальных и «судьбоносных» преобразований адекватно реагировать на изменение внешних и внутренних условий функционирования НГС и, тем более, его развития.

Когда в начале 1960-х годов были открыты крупные месторождения нефти и газа в Западной Сибири, это стало «полной неожиданностью для политического и хозяйственного руководства страны, а для работников Госплана СССР и Госплана РСФСР, планирующих развитие нефтяной и газовой промышленности и которые на протяжении многих лет игнорировали решения съезда КПСС о развитии нефтегазовой промышленности в Сибири, явилось откровением. Безусловно, страна не располагала в тот период необходимыми финансовыми и материально-техническими ресурсами. ...Желание быстрее освоить этот огромный регион и получить максимальную отдачу при минимальных затратах привело к тому, что вопросам капитального обустройства, рассчитанного на длительный период, не уделяли необходимого внимания» [Мальцев и др., 1996, с. 148]. Это при том, что «после 1965 г.

были открыты 11 крупнейших месторождений, 5 из которых являются “миллиардерами” по начальным геологическим запасам (Самотлорское – 6684 млн т, Федоровское – 1822 млн т, Мамонтовское – 1349 млн т, Лянторское – 1954 млн т, Приобское – 1987 млн т). ...В середине 80-х годов XX века 78 находившихся в промышленной разработке месторождений давали 389 млн т нефти в год. ...Добыча нефти в СССР в 1980-е годы производилась в основном из крупных месторождений с извлекаемыми запасами более 100 млн т» [Вахитов, 2005, с. 513].

Открытие крупных месторождений и их сверхинтенсивная разработка при отставании развития технологий и недостатке современного оборудования вели в том числе к еще большей нагрузке на геологоразведку: вновь и вновь нужны были крупные месторождения и «свежие» провинции. «В конце 70-х и начале 80-х темп прироста добычи нефти в нашей стране резко возрос за счет освоения крупнейших месторождений Западной Сибири. В 1976 г. абсолютный прирост годовой добычи нефти в Западной Сибири достиг рекордной величины. За десятилетие (1970–1980 гг.) добыча нефти здесь выросла в 10 раз. Для ее обеспечения при таком темпе роста потребовалось резко увеличить прирост запасов нефти. При достигнутом высоком объеме геолого-геофизических и буровых работ дальнейшее увеличение сдерживалось ограниченностью баз машиностроения. Поэтому выполнение задач по приросту запасов могло идти только за счет увеличения доли поискового бурения» [Халимов и др., 1991, с. 40]. При этом «напряженные планы по добыче нефти определяют первоочередную выработку крупных месторождений» [Там же, с. 76].

Было реализовано одно из наиболее инерционных решений длительного действия – внедрено внутриконтурное заводнение, которое на месторождениях Западной Сибири стали применять с самого начала (не принимая во внимание и не оценивая долгосрочные последствия – было не до этого). Об этом рассказывает Г.Г. Вахитов: «В СССР в начале 50-х гг. XX века “первичное заводнение” было принято в качестве основы государственной технической политики в разработке нефтяных месторождений. “Первичное заводнение” в широких масштабах – это исключительно отечественное явление. Нигде в мире подобным образом и в таких масштабах, кроме СССР, оно не применялось. ...В то время мало кто задумывался о том, что на последующих этапах жизни месторождения эффективность процесса заводнения может существенно снизиться» [Вахитов, 2005, с. 479]. Автор отмечает, что «на промыслах проводились некоторые незначительные эксперименты

по опробованию различных методов», однако «все еще продолжали надеяться на продолжительный эффект от “первичного заводнения”» [Там же, с. 529]. Между тем «ориентация на безводную добычу нефти привела и к другим негативным явлениям: по этой причине в перспективных планах развития отрасли не нашли отражения такие проблемы, как создание и выпуск нового поколения оборудования и контрольно-измерительных приборов для механизированного способа подъема больших объемов обводненной продукции из скважин, создание новых материалов для этих целей (легких, прочных и защищающих оборудование от агрессивной среды). ...В 70-х годах XX века в связи с ростом обводненности продукции нефтедобывающая промышленность остро нуждалась в глубинных насосах различных модификаций, в газлифтных установках, устьевом оборудовании для различных способов эксплуатации скважин, штангах, насосно-компрессорных трубах, пакерах» [Там же].

Уже через три года после ввода сверхгиганта – Самотлорского месторождения (его извлекаемые запасы составляли свыше 2,7 млрд т, геологические – около 7 млрд т) руководители отрасли отмечали, что «интенсификация освоения месторождений путем широкого воздействия на продуктивные пласты фронтом нагнетания воды позволяет держать темпы добычи нефти на высоком уровне. При этом пропорционально темпам отбора продукции из залежей ускоряются и процессы их обводнения. Так, в 1972 г. на всех месторождениях Западной Сибири, эксплуатировавшихся более 2–3 лет, обводненность нефти уже превысила установленную норму сдачи товарной продукции. К 1975 г. обводненность нефти по Главтюменнефтегазу в среднем достигнет 18,3%. Это значит, что при намечающихся объемах добычи вместе с нефтью на поверхность придется поднять только в последнем году девятой пятилетки более 20 млн куб. м воды. В этих условиях особое значение приобретает освобождение нефти от балласта и подготовка ее к транспорту на нефтеперерабатывающие предприятия» [Нефть..., 1973, с. 122].

Цель интенсивного внутриконтурного заводнения – поддержание высоких темпов добычи нефти. В.В. Патер, вспоминая о работе в Госплане с В.Ю. Филановским, рассказывает: «Добычу нефти и в Западной Сибири нужно было держать на определенном уровне, с тем чтобы удерживать добычу в стране в пределах 350–400 млн т, что было бы достаточно для обеспечения внутренних потребностей в топливе и для некоторого экспорта. Но были достигнуты неоправданно высокие и, по сути, не нужные для нормального развития страны уровни добычи нефти. Судьба Самотлора – следствие этой недальновидной политики. Собирались добы-

вать 80 млн т нефти, но в конечном счете почти удвоили эту цифру. Затем наступил резкий спад... С увеличением темпов освоения месторождений требовалось все больше капиталовложений: необходимо было увеличивать их ежегодно в 1,6–1,8 раза. Конечно, в стране таких денег не было. Не надо забывать: Советский Союз практически все до копейки вкладывал в оборонку. К тому же руководство страны не понимало специфику нефтяного дела»¹⁸.

В то же время предпринимались попытки реализации новых технических решений, и некоторые из них были весьма успешными. Это, в частности,

- наклонно-направленное бурение;
- газлифтный метод добычи (который так и не был внедрен в широком масштабе из-за нехватки компрессорного оборудования и технологической оснастки: не было в достаточном объеме насосно-компрессорных труб, рассчитанных на повышенное давление);
- создание нефте- и газосборных систем и комплексов повышенной единичной мощности (включая заводы по подготовке попутного нефтяного газа, которые почему-то были названы «газоперерабатывающими»);
- развитие системы магистральных нефтепроводов, ориентированных на дальний транспорт нефти и на «универсализацию» ее состава и качества¹⁹.

Но спектр новшеств и подходов к освоению месторождений Западной Сибири и их разработке, предусмотренных на начальном этапе освоения, был значительно шире. Признавалось, что «с самого начала разработки месторождений нефти необходимо в широких масштабах внедрять методы поддержания давления в нефтяных пластах, одновременный раздельный отбор нефти из нескольких горизонтов, одновременную раздельную закачку воды через одну скважину, электропогружные центробежные насосы, однотрубную систему сбора нефти и газа и другие мероприятия... При бурении скважин на заболоченных месторождениях необходимо найти рациональное решение по созданию путей сообщения к ним, применять кустовое наклонное бурение, создать и внедрить специальные легко монтируемые и демонтируемые буровые установки, оснащенные легкосплавными трубами и высокоэффективными долотами» [Байбаков, 1965, с. 31].

¹⁸ Цит. по: [Буксина, 2003, с. 171].

¹⁹ В 1973 г. благодаря вводу в эксплуатацию крупнейшего в мире нефтепровода Самотлор – Тюмень – Курган – Альметьевск протяженностью более 2000 км открылся путь сибирской нефти в центральные районы страны и на экспорт в европейские государства» [Это наша..., 2010, с. 113].

Решающим обстоятельством были высокие темпы освоения месторождений – количество вводимых в разработку месторождений и объемы добычи («стране нужна нефть, и чем больше – тем лучше») при хроническом отставании специализированного машиностроения. Результатом стало усиление действия фактора экономии от масштаба. Такая стратегия давала колоссальный краткосрочный эффект. «Из доклада Тюменского ОК КПСС в феврале 1974 г. “За три года добыча нефти увеличена в 2,9 раза и достигла 81 млн т... В разработку введено 5 новых месторождений, вдвое увеличен фонд скважин. Повышается эффективность. Удельные капитальные вложения на прирост мощностей по области вдвое ниже отраслевых, затраты на добычу нефти окупаются в тот же год. Растет технический уровень, автоматизировано 80% промысловых объектов, при обустройстве месторождений широко применяются индустриальные методы. Заложены основы автоматизированной системы управления АСУ-нефть. Добыча нефти на работающего возросла вдвое и превышает среднюю по Министерству в 4 раза. Капиталовложения окупаются прибылью в тот же год. Внедрение комплексной автоматизации снизило численность промышленно-производственного персонала на промыслах в расчете на одну скважину с 2,1 до 0,35 человека. Использование новых методов разработки обеспечивает высокие темпы освоения месторождений, проектные уровни добычи достигаются в 2–3 раза быстрее известного в отечественной практике» [Это наша..., 2010, с. 114].

Увы, природа не могла терпеть этого долго, и к середине 1980-х годов ситуация существенно изменилась. Причины снижения добычи нефти в своей записке «О положении дел в нефтяной промышленности» от 10 июня 1985 г. сформулировал зам. заведующего отделом тяжелой промышленности и энергетики ЦК КПСС Л.Н. Кузнецов: «В одиннадцатой пятилетке резко замедлились темпы развития нефтяной промышленности и создавалась крайне тревожная обстановка в отрасли. К заданию четырех лет недодано около 17 млн т, а за первое полугодие текущего года – 14 млн т нефти. В 1984–1985 гг. вместо запланированного прироста допущено снижение добычи нефти. В 1984 г. она уменьшилась по сравнению с 1983 г. на 3,6 млн т, а за 6 месяцев т.г. – на 12,4 млн т по сравнению с соответствующим периодом прошлого года. В результате в 11-й пятилетке общий прирост добычи нефти с конденсатом не превысит 3 млн т против 112,4 млн т в 10-й и 137,8 млн т в 9-й пятилетках. Особенно осложнилось положение в нефтяной промышленности Тюменской области, за счет которой до последнего времени обеспечивались основные приросты добычи нефти в стране. В начале 11-й пятилетки темпы роста добычи нефти в регионе значительно

снизились, а в 1984–1985 гг. допущено падение ее уровня по сравнению с ранее достигнутым... Главным фактором, предопределившим крупный срыв в выполнении планов, особенно в 1985 г., является просчет при планировании, допущенный Миннефтепромом и Госпланом СССР в результате неправильной оценки положения дел в нефтяной промышленности Тюменской области, вступившей в текущей пятилетке в более сложный этап своего развития, характеризующийся падением уровней добычи нефти из наиболее крупных месторождений, снижением обеспеченности добычи нефти разведанными запасами, ухудшением их структуры и качества» [Это наша..., 2010, с. 133].

В итоге к началу 1990-х годов состояние дел в нефтяной промышленности было таким: «в 1992 г. из нефтяных скважин было добыто 385,4 млн т нефти и 1,963 млрд т жидкости, средняя обводненность в отрасли в целом составляла 80,5%. Обводненность Самотлорского месторождения достигла 91,6%, начальный извлекаемый запас был истощен на 63,9%, обводненность Ромашкинского месторождения превысила 87,0%, а начальные извлекаемые запасы были истощены на 89,1%. На 1 января 1993 г. средний дебит скважин по нефти по отрасли был равен 9,3 т/сутки, а по жидкости – 47,5 т/сутки, число скважин в эксплуатационном фонде составляло 146 951. В 1992 г. в РФ простаивало 31 934 скважины (21,7% всего эксплуатационного фонда), а в основном нефтедобывающем районе – Тюменской области – 21 783 скважины, что составляло 31,1% эксплуатационного фонда региона» [Вахитов, 2005, с. 497]. В целом, как отметил Г.Г. Вахитов, «кризис нефтяной промышленности СССР в последние десятилетия XX в. можно отнести к числу так называемых системных. Его глубина и продолжительность во многом были обусловлены кризисными явлениями в социалистической экономике» [Там же, с. 493].

Мы столь подробно привели мнения специалистов отрасли для того, чтобы показать (насколько это позволяют формат и идея книги), как и в связи с чем формировалась модель отечественного нефтегазового сектора, с которой мы вступили в период «радикальных экономических преобразований», и каково было ее состояние на конец XX столетия.

Кризис требовал поиска путей и адекватных инструментов решения накопившихся проблем. Важнейшими среди них виделись реорганизация сектора, расширение его экономической самостоятельности (или децентрализация), формирование новой системы государственного регулирования НГС, основанной на процедурах недропользования (см. Главу 3). Все это вместе взятое должно было сформировать

стартовые условия для создания современной модели нефтегазового сектора – такой модели, которая позволяла бы своевременно отвечать на вызовы времени.

К сожалению, как нам представляется, мы ушли от одного однообразия – ведомственности и очень скоро оказались в тисках другой его разновидности – монополизма (см. следующие главы). К числу черт подобного однообразия можно отнести прежде всего такие:

- безусловное доминирование крупных вертикально интегрированных компаний;
- приверженность нормам и правилам регулирования, основанным на публично-административном праве;
- доминирование подходов и процедур в сфере регулирования, ориентированных на простоту и легкость администрирования (в частности, живучесть системы налогообложения валового дохода, а не экономических результатов);
- высокая степень централизации и концентрации полномочий в сфере регулирования функционирования НГС на федеральном уровне (что никак не соответствует растущему как снежный ком многообразию ресурсной базы: от легкой нефти – к тяжелой, от тяжелой – к битумной, далее – к «русским сланцам» и т.д.).

В решении возникающих проблем используются два основных рычага: технологии (причем в весьма избирательном применении – с целью обеспечения отдачи в самые короткие сроки), а также льготы и преференции. Увы, эффект от сочетания этих двух рычагов весьма непродолжителен: эксплуатация месторождения (особенно на стадии высокой зрелости ресурсной базы) требует постоянного развития технологий, а налоговые преференции (при сохранении и усилении монопольных тенденций) очень скоро исчерпывают свое действие. Иными словами, нужна система связанных мер, надо развивать и поддерживать среду, обеспечивающую постоянный рост.

То, как работают названные выше рычаги, хорошо видно на примере Самотлорского месторождения. Это «нефтегазоконденсатное месторождение с суммарными геологическими запасами в 7,1 млрд т и подтвержденными извлекаемыми в 2,7 млрд т – крупнейшее в России и входит в пятерку самых больших в мире. Всего за годы эксплуатации на Самотлоре пробурено свыше 18 000 скважин и добыто около 2,6 млрд т нефти... 2 апреля 1969 г. (всего через 4 года после открытия месторождения!!!) к общей нефтесборной сети подключили первую эксплуатационную скважину №200. По воспоминаниям очевидцев, нефть шла из скважин в таком объеме и под таким давлением, что трубы гудели... Через пять лет Самотлор-

ское месторождение давало уже 100 млн т, еще через шесть лет был достигнут пик добычи – 155 млн т... Добыча нефти на месторождении составляла примерно 25% добычи всего СССР» [Живая легенда..., 2014, с. 17].

В настоящее время легендарные фонтаны Самотлора остались в прошлом: месторождение находится на поздней стадии разработки и обеспечивает добычу в объеме немногим более 20 млн т. При усредненном же подходе это месторождение должно сейчас обеспечивать добычу на уровне не более 3–4 млн т нефти в год. А «между тем, недра хранят в себе до 1 млрд т извлекаемых запасов. Это трудноизвлекаемые углеводороды, добыча которых требует современных технологий, знаний и существенных вложений»²⁰.

В качестве первого шага компания – владелец лицензии стремится учесть изменившиеся технологические и геологические особенности разработки месторождения и активно использовать те льготы и преференции, которые предоставляются в налоговой сфере. «Подходы к бурению и эксплуатации месторождения обновляются в соответствии с требованиями текущей геологической ситуации. Самотлорнефтегаз начинает применять перевод наименее продуктивных нефтяных скважин на добычу газа. При этом у Роснефти есть отличный стимул ускорить разработку месторождения... при поддержании нынешних темпов отбора нефти истощенность месторождения может достичь 80% в 2019 г., что даст компании право на получение скидки по НДС. Это станет существенным вкладом в повышение рентабельности разработки» [Живая легенда..., 2014, с. 20].

Видно, что используются прежде всего два названных выше рычага: технологии и налоговые преференции. По-прежнему месторождение рассматривается преимущественно как объект приложения усилий одной компании, а отсюда одинаковое понимание рисков и одинаковый подход к их учету при проведении разных мероприятий и реализации разных методов. По-прежнему «объективизируются» все результаты деятельности компании с экономической точки зрения, т.е. считается, что все затраты, понесенные компанией, необходимы и должны быть приняты в качестве объективно достоверных.

Как нам представляется, в этом случае подходы дня вчерашнего и дня сегодняшнего мало различаются: само решение и его результаты всецело определяются усилиями компании, занимающей монопольное положение. Отсутствуют альтерна-

²⁰ Хасан Тамриев: *Новый инвестиционный проект даст «второе дыхание» Самотлорскому месторождению.* – URL: <http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2808959>.

тивное видение и возможность реализации инициативы, применения накопленного опыта и знаний профессионального сообщества (не путать с корпоративным сообществом). Результатом становятся неизбежный опережающий рост издержек и, как следствие, уменьшение запасов углеводородов (если мы их понимаем как экономические активы, т.е. активы, обеспечивающие отдачу).

Почему так произошло и продолжает происходить? Как соотносится исторический опыт реализации сформированной модели развития и функционирования нефтегазового сектора с теми шагами и решениями, которые были осуществлены в 1990–2000-е годы? От ответов на этот и многие другие вопросы, на наш взгляд, зависит выбор пути, по которому предстоит двигаться дальше.

The background image is a composite of industrial scenes. On the left, there is a blue-tinted image of an oil pumpjack. On the right, there is a yellow-tinted image of a refinery with large pipes and a distillation column. The overall background is a dark blue gradient.

ГЛАВА 3

**1990–2010-е ГОДЫ:
ТРУДНЫЙ ПУТЬ
ЭКОНОМИКИ РОССИИ
К МНОГООБРАЗИЮ**

ГЛАВА 3

1990–2010-Е ГОДЫ: ТРУДНЫЙ ПУТЬ ЭКОНОМИКИ РОССИИ К МНОГООБРАЗИЮ

По мере «торможения» экономики СССР – снижения темпов экономического роста, нарастания проблем, связанных с выполнением народно-хозяйственных планов, с реализацией множества программ и направлений развития экономики и социальной сферы – увеличивалась нагрузка на нефтегазовый сектор. В числе основных симптомов – интенсивная эксплуатация ранее введенных месторождений (добыча нефти на Самотлоре составила более 150 млн т в год, в то время как по одному из первых проектов ее пик не должен был превышать 90 млн т), относительное уменьшение инвестиций в освоение и ввод в разработку новых нефтяных месторождений, установление в рамках пятилетних планов объемов добычи нефти с учетом ввода в разработку еще не открытых месторождений.

Нехватка инвестиций, резкое отставание в развитии смежных отраслей и видов деятельности (во многом вследствие их ориентации на многочисленные промежуточные показатели, такие как метраж проходки, объемы освоенных инвестиций, ввод в действие объектов и проч.) привели к первому спаду в добыче нефти в Западной Сибири и в СССР в целом. Колоссальным напряжением усилий и концентрацией возможностей экономики всей страны ситуацию во второй половине 1980-х годов удалось выправить. Но, увы, ненадолго. Освоение все более сложных месторождений, растущая нехватка современного оборудования, увеличивающийся износ ранее введенных основных фондов – все это вместе взятое не позволяло ни выполнять амбициозные планы (к тому же в ситуации чрезвычайно низких цен на нефть на внешних рынках), ни даже обеспечивать безаварийное функционирование промыслов.

Как и в экономике СССР в целом, в нефтегазовом секторе все весьма отчетливо свидетельствовало о необходимости изменений в условиях и особенностях его функционирования и развития. На первом этапе выход виделся в усилении программного межотраслевого начала в разработке и реализации планов и проектов развития энергетики в целом и ее важнейшей составляющей – нефтегазового сектора. Как один из шагов в этом направлении была разработана и в 1983 г. одобрена Политбюро ЦК КПСС Энергетическая программа СССР на длительную перспективу. Данная программа, в частности, предусматривала ускоренное развитие газовой

промышленности и более умеренные темпы роста нефтяной. Но эти меры уже не могли дать желаемого результата – не только потому, что время было упущено, но и потому, что экономика страны в целом была не в состоянии обеспечивать их осуществление.

Попытка отойти от единообразия в подходах к реализации проектов в нефтегазовом секторе за счет формирования межотраслевых структур управления была, вполне очевидно, обречена на неуспех. Усиление формальной координации работы нескольких участников единой технологической цепочки от добычи до переработки само по себе мало что давало. Ключевой вопрос – инвестиции и ресурсы для их реализации оставался «за кадром» логически стройной (программной) системы координации.

Начиная со второй половины 1980-х годов нефтегазовый сектор вступил в длительный процесс изменений и преобразований. Эти изменения затронули все составляющие функционирования сектора: формы собственности, особенности ценообразования, доступ к недрам, возможности и особенности привлечения инвестиционных ресурсов, налогообложение, распределение полученных экономических результатов. Данный процесс, на наш взгляд, весьма далек от своего завершения. Не все и не в полной мере удалось и, надо отметить, удастся осуществить. Путь к многообразию оказался очень трудным, гораздо более трудным, чем это виделось в самом его начале. К тому же следует помнить, что в течение рассматриваемого периода – уже почти трех десятилетий – мир не стоял на месте, произошли кардинальные изменения и в особенностях функционирования нефтегазового сектора, и в роли и месте в нем различных участников (стремительное «возвышение» наукоемкого сервисного сектора – одна из наиболее существенных в ряду подобных перемен).

Движение отечественного нефтегазового сектора, и особенно его нефтяной составляющей, по пути формирования многообразия шло и продолжает идти не только под влиянием отраслевых тенденций. В значительной мере этот процесс определяется ролью и местом сектора в экономике, финансовой системе, в решении социальных и даже внешнеполитических вопросов. Тем не менее, несмотря на все эти обстоятельства и особенности, функционирование и развитие нефтегазового сектора является, пожалуй, единственным примером целенаправленных и прогрессивных изменений. Причем эти изменения позволили обеспечить сначала переход колоссальной по своим размерам производственно-технологической системы к функционированию на новых экономических принципах, а затем ее поступательное движение. В конечном счете относительно устойчивое функциони-

рование всей экономики страны, а также сохранение социальной стабильности во многом были оплачены результатами работы нефтегазового сектора.

Меры, предпринятые на начальном этапе движения к многообразию, – по структурной реорганизации нефтегазового сектора, по либерализации ценообразования, по формированию основ платного недропользования, а также по обеспечению возможности для прихода в сектор частного капитала, несомненно, дали положительные результаты (см. об этом ниже). Но в то же время все эти меры послужили лишь основой для создания отечественной современной эффективной модели функционирования и развития НГС.

Реальная экономическая жизнь, равно как и реальная политика, есть «искусство возможного». Одна из основных сложностей в реализации той или иной модели функционирования и развития нефтегазового сектора – преодоление давления обстоятельств. Как мы показали выше, СССР так и не смог решить эту проблему: нагрузка на сектор росла все более быстрыми темпами (о чем свидетельствует, например, объем поставок нефтегазовых ресурсов на экспорт), снижающаяся эффективность экономики компенсировалась притоком нефтегазовых доходов.

О состоянии нефтегазового сектора в СССР накануне «радикальных экономических преобразований», пожалуй, никто не написал лучше, чем Е.Т. Гайдар. В частности, он ссылается на письмо заместителя председателя Кабинета министров СССР Л. Рябьева председателю Кабинета министров В. Павлову (вскоре после визита в г. Тюмень и Тюменскую область) от 31 мая 1991 г.: «Из-за отставания в развитии машиностроительной базы, нарушения установившихся связей и невыполнения договорных обязательств предприятиями-поставщиками потребности отрасли в основном оборудовании и материалах удовлетворены на 50–60%. Почти наполовину сокращены поставки оборудования и труб по импорту ввиду нехватки валюты... В настоящее время на нефтепромыслах простаивает 22 тыс. нефтяных скважин»¹. Нефтегазовый сектор не получал в сколько-нибудь достаточной мере необходимых ресурсов и той поддержки (с точки зрения решения его научно-технических и материально-технологических проблем), которые могли бы обеспечить его устойчивое функционирование.

Причиной тому и одновременно результатом явился, как отмечено в предыдущей главе, глубокий системный кризис. Почти все – и специалисты отрасли,

1 Цит. по: [Гайдар, 2012, с. 387].

и исследователи были единодушны в таком мнении. Другой вопрос – направления и способы выхода из кризисной ситуации. Здесь единодушия было гораздо меньше, особенно в определении степени радикализации отношений собственности на материальные активы (наземные и подземные сооружения). При этом никто в практическом плане никогда не рассматривал формирование системы, основанной на праве частной собственности на недра.

Представляют огромный интерес динамика развития нефтегазового сектора с момента начала радикальных экономических преобразований и те результаты, которые были получены. В особенности те тенденции, которые сложились к настоящему времени и которые определяют направленность возможного развития в будущем. Прежде чем изложить наши аргументы и оценки, отметим, что, к сожалению, на протяжении последних 30 лет движение по пути формирования современной отечественной модели функционирования и развития нефтегазового сектора (иными словами, модели «многообразия с российским акцентом») потеряло динамизм и во все большей степени тяготеет к тем характеристикам и особенностям, которые были присущи модели советского периода. В чем же дело? В национальных и исторических предпосылках, в заданности нашего развития наперед? В ментальности? Или в чем-то еще? Мы считаем, что среди основных причин такого торможения можно выделить следующие.

Первая причина – это наивная вера в силу и возможности рыночных регуляторов, которая особенно доминировала в 1990-е годы. В целом следует указать на слабое знание и недостаточное понимание особенностей современной экономики, функционирующей на принципах рыночного хозяйства. Как отметил в середине 1990-х годов О.Р. Лацис, «В. Ойкен (один из идеологов “немецкого экономического чуда” 50-х годов прошлого столетия. – Авт.) предсказывал крах попыток установить конкурентный порядок в государстве, в котором господствует коллективная собственность: государство не выпустит из своих рук принадлежащие ему рычаги, и “смешение стилей” вызовет разлад по всей экономической системе. При всей поразительной точности этого прогноза даже Ойкен, пожалуй, не смог бы вообразить масштабы катастрофы, которая постигнет советскую экономику вследствие самой радикальной в истории попытки смешения “плана и рынка”, масштабов системы управления, созданной правительствами Рыжкова – Павлова в 1987–1991 гг.» [Лацис, 1995, с. 12].

Вторая причина – усиление зависимости отечественной экономики и социальной сферы от положения дел в нефтегазовом секторе. Экономика и социальная

сфера страны развивались по принципу «не при помощи нефтегазового сектора, а за счет нефтегазового сектора». Доходы от НГС в поступлениях в федеральный бюджет стремительно росли: если в 1990 г. доля нефтегазовых налогов едва приближалась к 15%, то в 2014 г. она превысила 52%.

Третья причина – недостаточное понимание исторического прошлого и, соответственно, недостаточное внимание к нему. Игнорировались детали и особенности производственно-технологической системы, созданной в рамках модели централизованного планирования и управления, и те ограничения, которые она накладывает и на процесс, и на объекты реформирования, равно как и обеспечиваемые ею возможности.

Четвертая причина – недооценка роли процедур недропользования в достижении большей социально-экономической отдачи от нефтегазового сектора, прежде всего с позиций развития науки, получения новых знаний и развития смежных наукоемких отраслей машиностроения и переработки сырья.

Следует признать, что в целом мы в очень малой степени были готовы к проведению преобразований в экономике вообще и в нефтегазовом секторе в частности с учетом всех сложных вопросов, с которыми пришлось столкнуться в самом начале движения по этому пути. Изначально стояла задача создать условия для устойчивого, без спадов и провалов развития нефтегазового сектора. Причем развития, которое обеспечивалось бы за счет высокой экономической и социальной отдачи от имеющихся у страны ресурсов недр. С этой точки зрения создание компаний «от скважины до бензоколонки», а также смена форм их собственности – лишь первые шаги на данном пути. К сожалению, нельзя не отметить, что мы очень надолго застряли на начальном этапе движения вперед. Это связано с тем колоссальным производственно-экономическим потенциалом, который был создан на протяжении длительного времени и который был приватизирован. Незначительные усилия по изменению условий использования данного потенциала оборачивались для новых собственников огромными доходами. Высокая доходность небольших усилий по улучшению использования созданного ранее потенциала обусловила и весьма специфические подходы к ее достижению. В течение почти 20 лет основу развития нефтегазового сектора составляли факторы «неорганического» роста, иными словами, факторы перераспределения активов. Среди причин этого – превалирование «индустриального взгляда» на нефтегазовый сектор и на подходы к формированию модели его функционирования. Очень непросто преодолеть доминиро-

вание экономики, основанной на действии фактора экономии от масштаба. При этом основная задача в формировании эффективной модели функционирования и развития нефтегазового сектора – создание условий для принятия реального риска частным инвестором – во многом все еще «за горизонтом».

3.1. РЕОРГАНИЗАЦИЯ И ПРИВАТИЗАЦИЯ: ТАК ЛИ ВАЖНА СТРУКТУРА СОБСТВЕННОСТИ?

На начальном этапе преобразований в нефтегазовом секторе основной акцент был сделан на формировании самодостаточных и устойчивых структур, т.е. таких, которые могли бы вести производственно-хозяйственную деятельность на условиях самокупаемости и прежде всего самофинансирования. Следует учитывать и то, что в процессе преобразований ставилась амбициозная цель – обеспечить включение ведущих отечественных компаний в мирохозяйственные связи. Данное обстоятельство диктовало и особенность процесса реорганизации: создавались крупные вертикально интегрированные компании, способные реализовать масштабные новые проекты (что, следует заметить, далеко не тождественно исключительному доминированию структур подобного типа в рамках сектора).

Отправной точкой в преобразованиях нефтегазового сектора в целом и нефтяной промышленности в частности следует считать закон «О государственном предприятии (объединении)», принятый в 1987 г. Ключевой момент – перенесение центра тяжести с министерств на предприятия (объединения), что предполагало расширение их прав и определенную независимость. В основу закона была положена идея, в соответствии с которой предоставление государственным предприятиям большей свободы и возложение на них большей ответственности приведут к ужесточению бюджетных ограничений (иными словами, к усилению конкуренции и, как следствие, росту экономической эффективности). «Смещение плана и рынка» было запрограммировано именно этим основополагающим законом. Все события последующих лет, включая приватизацию, можно считать непреложным следствием данного закона.

В нефтегазовом секторе реализация положений закона с самых первых шагов натолкнулась на неожиданные препятствия: было не совсем понятно, какие субъекты хозяйствования относятся к государственным предприятиям, на которые рас-

пространяется действие нового закона. Последний, в частности, никак не отвечал на вопросы о статусе и ответственности производственных объединений, которые по своей природе были органами управления рядом нефтегазодобывающих предприятий и вспомогательных организаций (как правило, в пределах определенной территории). В дебатах конца 1980-х – начала 1990-х годов словосочетание «производственное объединение» использовалось как символ отрицательных сторон советской экономической системы (безотносительно условий и особенностей создания и функционирования таких объединений). Когда в 1990 г. был принят закон «О предприятиях и предпринимательской деятельности», то в нем производственным объединениям места не нашлось.

С заявлениями, направленными против производственных объединений, выступили и местные органы власти, выбравшие интересный способ действий: они отказывались регистрировать производственные объединения как законные субъекты хозяйствования. С этой проблемой столкнулось, например, крупнейшее в СССР производственное объединение «Нижневартовскнефтегаз». Если в 1989 г. добыча нефти в объединении составила 112,9 млн т, то через год ее объем снизился до 79,4 млн т, что отражало не только общий спад добычи, но и разрушение сложившихся в рамках объединения связей². Сторонники кардинального реформирования структуры НГС рассматривали нефтегазодобывающие управления (НГДУ) как стержневые хозяйственные единицы реформируемого сектора наравне с совместными предприятиями – формой, введенной в соответствии с принятым в 1987 г. законом «О совместных предприятиях». Эти субъекты хозяйствования могли образовать основу слоя неинтегрированных нефтяных компаний различного размера и разной специализации.

Практически параллельно с разработкой закона «О государственном предприятии (объединении)» в СССР шло создание межотраслевых научно-производственных объединений, которые должны были сменить ведомственные министерства и комитеты. Основной принцип – межотраслевая интеграция и ориентация на общий положительный результат. В нефтегазовом секторе в рамках этого подхода (межотраслевая интеграция внутри крупных государственных концернов) были созданы Газпром

² Часть добычи осуществляли совместные предприятия, созданные в 1988 г. Пик добычи Нижневартовскнефтегаза пришелся на 1980 г. и составил 158,8 млн т, что превышало объем добычи любой, самой крупной многонациональной компании [Нефтяная и газовая промышленность..., 1990; Нефтяная и газовая промышленность..., 1991].

(здесь колоссальную роль сыграл В.С. Черномырдин, и немаловажным фактором была сплоченность вокруг «трубы» команды руководителей Министерства газовой промышленности СССР) и «ЛУКОЙЛ» (большую роль в становлении компании сыграл В.Ю. Алекперов). Такой путь преобразований был во многом «естественным» для нефтегазового сектора и основывался на тесной вертикальной интеграции последовательно сменяющих друг друга технологических этапов – «от скважины до бензоколонки». Кроме того, в целях повышения научно-технического уровня нефтегазового сектора и в силу необходимости увеличения степени извлечения нефти из недр был создан межотраслевой научно-технический комплекс – РМНТК «Нефтеотдача».

Однако сами по себе организационные преобразования в тот период ничего не могли дать, поскольку сохранялись фиксированные цены на нефть, тогда как цены на используемые материально-технические ресурсы и услуги были либерализованы. Диспаритет цен и параллельное функционирование планового и рыночного сегментов экономики привели к тому, к чему должны были привести, – к вымыванию финансов, кадров и материально-технических ресурсов из первого сегмента в пользу второго. Эксперименты с контрактными ценами на некоторую часть нефти и выделение ограниченно рыночных сегментов оказались контрпродуктивными мерами. Финансовые ресурсы перетекали из добычи нефти, цены на которую были лимитированы административно, в негосударственный сектор, который в то время состоял из кооперативов с относительно свободным ценообразованием.

Реальные преобразования были начаты в 1992 г. Законодательную основу для изменения формы собственности в нефтяном субсекторе заложил Указ Президента РФ от 17 ноября 1992 г. №1403 «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения»³. Основной акцент был сделан на создание вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), объединяющих различные звенья технологической цепочки, в прошлом находившиеся в ведении различных министерств. Цель состояла в формировании финансово устойчивых структур, способных конкурировать с международными нефтяными компаниями (при реализации новых проектов прежде всего). Государство стремилось сохранить принцип «интегрированного производственного и технологи-

³ См.: *Собрание актов Президента и Правительства РФ. – 1992. – № 22. – Ст. 1878.*

ческого комплекса» и в то же самое время организовать 10–12 российских ВИНК (схожих с компаниями Shell или BP), что позволило бы создать в секторе основу для «конкурентной среды» ⁴.

Следует подчеркнуть, что образование ВИНК рассматривалось лишь как начальный этап, как формирование в определенном смысле базовой структуры нефтегазового сектора (с точки зрения создания условий для дальнейшего его развития). В общем, в соответствии с указом президента России структура отрасли должна была выглядеть следующим образом: холдинги контролируются центральными властями, а субъектам хозяйствования более низких уровней предоставляется значительная свобода для маневра в рамках холдинговых компаний, к которым они принадлежат. Наряду с реструктуризацией отрасли важнейшей целью реформы нефтегазового сектора была трансформация формы собственности на активы создаваемых компаний.

Также подчеркнем, что в тот период о полной приватизации, т.е. о разгосударствлении создаваемых ВИНК, речь не шла. Предполагалось (в соответствии с доминировавшей тогда точкой зрения о возможностях и потенциале «коллектива-собственника»), что часть акций (меньше контрольного пакета) должна быть распределена между работниками предприятия, населением территории деятельности компании (включая коренные народы Севера), а также поступить в свободное обращение, т.е. быть обменена на приватизационные ваучеры.

Появление на «игровой площадке» регионов привело к тому, что очень резко (между 1992 и 1995 гг.) количество вертикально интегрированных компаний увеличилось до восемнадцати. Быстро обнаружились ограничения, накладываемые рыночной стихией на возможности выхода нефтегазового сектора из системного кризиса. Оказалось, что вовсе не обязательно заниматься производственной деятельностью, чтобы получать приемлемые экономические результаты. Многие из возникших, например, в нефтяном секторе субъектов хозяйствования ориентировались прежде всего на достижение высоких финансовых результатов в условиях противоречивой системы ценообразования. Они не жалели сил на то, чтобы получить доступ к экспортной инфраструктуре, трубопроводам и терминалам, поскольку

⁴ Цитируется одно из периодически повторявшихся заявлений, звучавших в дискуссиях о реформах в нефтегазовом секторе. Типичными были, например, напряженные дебаты, которые проводил Тюменский областной Совет (в них участвовали оба автора: один – как председатель Облсовета, а другой – как эксперт Сибирского отделения РАН).

ку следствием распада СССР стало ограничение возможностей использования этих активов (при общем значительном спаде добычи нефти ее экспорт сократился в первой половине 1990-х годов не столь существенно). Значительная разница между внутренними и мировыми ценами позволяла извлекать огромную по величине ренту. В то же время у тех, кто преуспел в данной деятельности, не было стимулов и желания вкладывать полученные средства в производство, поскольку было непонятно, кто будет контролировать эти активы в ближайшем будущем, не говоря уже о долгосрочной перспективе. Количество простаивающих скважин увеличивалось, следствием чего стал резкий спад добычи. Доходы же от экспорта нефти стали основой крупных состояний и базой для формирования инвестиционно-банковских групп (ИБГ).

При отсутствии у государства инвестиционных ресурсов и других рычагов действенного влияния на деятельность нефтегазовых компаний (за исключением, пожалуй, регулирования доступа к экспортной инфраструктуре) очень быстро контроль над компаниями перешел к менеджменту (к тому же использовавшему различные механизмы скупки или, по крайней мере, контролирования приватизационных ваучеров, изначально принадлежавших работникам). Привкус горечи от такого рода манипуляций сохранился до настоящего времени. Контроль над компаниями переходил к тем, кто имел в своем распоряжении административный ресурс или располагал инсайдерской информацией.

Нельзя не отметить, что уже первые уроки преобразования нефтегазового сектора и проведения чековой приватизации в полной мере продемонстрировали недостаточное понимание проблем собственности. Новые собственники во многих случаях вели себя не в соответствии с предназначенными им ролями: не хотели инвестировать в поддержание мощностей и тем более в создание новых, игнорировали долгосрочные задачи (что в нефтегазовой отрасли особенно важно), «не видели» связей с другими секторами экономики (прежде всего машиностроением).

В чем было дело? Как нам представляется, в однозначном «черно-белом» восприятии проблем собственности, в непонимании множества специфических черт частной собственности и тех нюансов, знание которых позволяет реализовать ее преимущества. Не было доминирующим восприятие частной собственности как такой формы владения, распоряжения, управления и проч. (не будем перечислять все атрибуты собственности, которые вкладываются современной экономической наукой в ее содержание), при которой ее обладатель заведомо заинтересован в

ее наилучшем использовании, прежде всего с позиций долгосрочной отдачи на вложенный капитал.

В результате Россия сегодня вынуждена проходить то, что другие страны, например, Германия, прошли в 1940–1950-е годы, и платить за эти плохо выученные уроки колоссальную плату. Здесь нельзя не сослаться, в частности, на такого авторитетного представителя современной экономической науки, как Ф. Хайек (которого трудно заподозрить в приверженности к государственному вмешательству в экономику): «Там, где речь идет о движимом имуществе, или, как выражаются юристы, “движимости”, это (имеется в виду рост экономической отдачи. – *Авт.*) достигается, в общем, с помощью такого простого понятия о собственности, как исключительном праве пользования конкретной вещью. Однако *в связи с землей возникают гораздо более сложные проблемы, когда признание принципа частной собственности дает нам очень мало* (курсив наш – *Авт.*), пока мы точно не установим, какие права и обязанности собственность включает» [Хайек, 2001, с. 40]. Другой видный представитель немецкой экономической науки послевоенного времени – В. Ойкен так охарактеризовал проблемы, которые возникают в связи с пониманием частной собственности в современной экономике: «Частная собственность в конкурентных условиях, или частная собственность на монополизированных рынках, или даже частная собственность в рамках частнокапиталистической централизованно управляемой экономики в какой-то мере настолько различны, что можно практически ввести в заблуждение, если использовать во всех трех порядках одно и то же правовое понятие “частная собственность”» [Ойкен, 1995, с. 33].

К сожалению, «уроки собственности» в значительной мере нами не усвоены до сих пор. Компании с доминирующим пакетом в руках государства почему-то определяются как «публичные» (со всеми вытекающими последствиями), а все компании, где есть акционеры – физические лица или негосударственные инвесторы, определяются однозначно как «частные» (без различий и особенностей, о которых писал в свое время В. Ойкен). Упрощенное понимание частной собственности и особенностей поведения ее субъектов сделало вполне логичным дальнейшую приватизацию в форме продажи активов (пакетов акций) вертикально интегрированных компаний, созданных на первом этапе реформирования нефтегазового сектора, частным финансовым институтам.

Вторая стадия приватизации – так называемые залоговые аукционы пришлась на 1995–1996 гг. Указ Президента РФ от 31 августа 1995 г. №889 «О порядке пере-

дачи в 1995 году в залог акций, находящихся в федеральной собственности»⁵, Правила проведения аукционов на право заключения договоров кредита, залога находящихся в федеральной собственности акций и комиссии⁶ и Указ Президента РФ от 30 сентября 1995 г. №986 «О порядке принятия решения об управлении и распоряжении находящимися в федеральной собственности акциями»⁷ определили схему дальнейшей приватизации нефтегазовых компаний. Эта схема предусматривала, что принадлежавшие государству акции компаний выставлялись на аукционы, в основном в качестве залога за предоставляемые кредиты, и передавались в доверительное управление на ограниченный срок. В результате государство получало необходимые ему денежные средства и имело право обратного выкупа акций по окончании трастового периода.

В то же время финансовое положение государства не позволяло ему (не столько по причинам экономического характера, сколько по причинам, связанным с «заданностью» приватизации производственных активов, которая к тому же была активно поддержана теми, кто сформировал значительные финансовые ресурсы за счет экспорта нефти) следовать этому сценарию, и компании уходили с торгов к новым постоянным владельцам, каковыми становились те же самые банки, которые осуществляли доверительное управление компаниями, либо аффилированные с ними лица или организации. Результаты большинства, если не всех, аукционов были заранее известны, а их победители пользовались поддержкой со стороны высшей государственной власти России (пожалуй, наиболее одиозный случай – создание ОАО «Сибнефть» по инициативе Б.А. Березовского в связи с необходимостью изыскать крупный источник внебюджетных средств).

Ускоренное образование новых форм собственности в нефтегазовом секторе в решающей степени было обусловлено причинами «мировоззренческого» характера и отражало конкретные интересы определенных лиц, но никак не было связано с соображениями роста экономической эффективности. Простота и однозначность вновь, точно так, как это не один раз происходило в советской экономике, взяли верх. Основная особенность действия подобных «мировоззренческих» причин – быстрое формирование слоя новых «эффективных собственников», которые к тому же обеспечат необратимость «радикальных экономических преобразова-

5 URL: <http://base.garant.ru/10104673/>.

6 См.: *Собрание законодательства РФ*. – 1995. – № 36. – Ст. 3527.

7 См.: *Собрание Законодательства РФ*. – 1995. – № 41. – Ст. 3874.

ний». Следует заметить, что Россия в тот период была одним из основных объектов проведения «политики Вашингтонского консенсуса»: МВФ, Всемирным банком, Европейским банком реконструкции и развития оказывались помощь и поддержка в преобразованиях экономики в таком русле. При этом план сотрудничества на каждый последующий год предусматривал в качестве условий финансовой помощи проведение приватизации в ведущих секторах национальной экономики. Профессиональное сообщество – ни из среды управления энергетическим сектором, ни из среды специалистов сектора – к обсуждению, подготовке и принятию этих «судьбоносных» решений не привлекалось.

В то же время нельзя не отметить, что все решения, необходимые для дальнейшего движения по пути формирования эффективной организационной структуры нефтегазового сектора, были приняты или находились в высокой степени готовности. К их числу относились также и указы президента, постановления правительства, концептуальные положения о реформировании нефтяной отрасли (утвержденные Советом министров РФ), система реализации принимаемых решений по данным вопросам. Особое значение мы придаем Указу Президента РФ от 1 апреля 1995 г. №327 «О первоочередных мерах по совершенствованию деятельности нефтяных компаний». Основная цель этого документа заключалась в сохранении технологической целостности созданных в процессе преобразований вертикально интегрированных компаний: «...На нефтяные компании, а также акционерные компании “Транснефть” и “Транснефтепродукт” не распространяется действие Временного положения о холдинговых компаниях, создаваемых при преобразовании государственных предприятий в акционерные общества, утвержденного Указом Президента Российской Федерации от 16 ноября 1992 г. №1392 “О мерах по реализации промышленной политики при приватизации государственных предприятий” (Собрание актов Президента и Правительства Российской Федерации, 1992, №21, ст.1731). Комитету Российской Федерации по геологии и использованию недр предоставлять право пользования недрами акционерным обществам, зависимым от нефтяных компаний, только при условии согласования соответствующей заявки с нефтяной компанией»⁸.

Увы, вопросы, касающиеся изменения форм собственности, надолго заслонили собой многие другие, не менее важные вопросы: технического регулирования,

8 URL: <http://poisk-zakona.ru/223595.html>.

развития отечественной науки, роста эффективности использования ресурсов недр. Нельзя не отметить, что подобная «мировоззренческая» направленность преобразований мало соответствовала не только логике становления вновь созданных компаний и запуска реальных инвестиционных процессов, но также и выстраданной мировой практике формирования эффективной конкурентной среды. «Ф. Хайек в работе “Свободное предпринимательство и конкурентный порядок” (1947) подчеркивал, что защиту конкурентного порядка недопустимо сводить к идее “свободного предпринимательства”, к лозунгу *laissez-faire*. В этом, по убеждению Хайека, состояла роковая ошибка либералов XIX в., ставшая причиной их поражений. Вместо того чтобы давать практические ответы на вставшие перед обществом сложные вопросы, они ограничивались повторением общего положения о неприемлемости государственного вмешательства» [Капелюшников, 2001, с.10].

Следует отметить, что принятие в 1995 г. решения о передаче в залог акций, находящихся в федеральной собственности, рассматривалось органами государственной власти как временная мера, обусловленная трудностями формирования доходной части государственного бюджета. В договоре кредита было записано, что кредит предоставляется до первой из следующих дат: 1) даты погашения государством обязательств по кредиту из средств федерального бюджета; 2) даты, определяемой прибавлением пяти дней к дате зачисления выручки от реализации заложенных акций. Однако поскольку правительство не стремилось обеспечить в течение 1996 г. погашение полученного в ходе залоговых аукционов кредита, окончание периода залога определялось сроком продажи заложенных акций.

После того как нефтяные компании перешли в собственность финансовых институтов, руководящие позиции в большинстве из них (исключая ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «ЛУКОЙЛ») заняли менеджеры преимущественно из финансового сектора, что привело к изменению направленности стратегических планов компаний. Если раньше в центре их внимания находились вопросы добычи и производства, то теперь основное внимание уделялось максимизации прибыли и повышению доходности. Для достижения этих целей новые менеджеры компаний были готовы идти на трудные и непопулярные действия – сокращение персонала и избавление от социальной инфраструктуры (жилищное хозяйство, школы, больницы), которая в прошлом находилась в собственности предприятий (см. выше о территориально-отраслевой организации нефтегазового сектора). Еще важнее то,

что головные холдинговые компании усиливали свой контроль над дочерними структурами, вытесняя миноритарных акционеров. Например, до сих пор остается загадкой судьба крупных пакетов акций – от 5 до 7%, которые подлежали передаче коренным народам Севера и были аккумулированы в таких организациях, как «Северный фонд» (ХМАО), «Ямал – потомкам» (ЯНАО), и ряде других.

В отличие от первого периода реорганизации и акционирования нефтегазового сектора теперь банки и их владельцы стали активно формировать процедуры и внешние механизмы контроля над деятельностью компаний, осуществлявших добычу углеводородного сырья. Очень скоро вопросы обратного выкупа акций, переданных в залог, «потеряли» свою актуальность. Причина этого также хорошо известна и изучена современной экономической наукой. В частности, американский исследователь М. Олсон много внимания уделил феномену организаций и групп с особыми интересами. Он утверждает, что «организации с особыми интересами и улаженные сговором соглашения уменьшают эффективность и совокупный доход общества, в котором они действуют» [Олсон, 1998, с. 123]. «Организации с особыми интересами» обеспечили нежелание правительства выкупать акции и детально заниматься вопросами практического свойства. В. Освальд-Ойкен подобную ситуацию характеризует так: «Тот, кто хочет иметь конкурентный порядок, должен проводить политику, которая противоречит интересам новых и старых властных группировок внутри страны и за рубежом. Тому, у кого нет такого желания или кто не может сделать это, остается одно: проведение в жизнь макроэкономической стратегии преобразований» [Освальд-Ойкен, 1995, с. 41].

Проблемы реструктурирования и приватизации ведущих российских нефтяных компаний, пожалуй, наиболее широко осветил Я.Ш. Паппэ [2000]. Автор рассматривает изменения отношений собственности как в целом в промышленности страны, так и в рамках крупнейших российских бизнес-групп (так называемых большой десятки и новых звезд). Почти все основные российские бизнес-группы середины 1990-х годов были в той или иной степени вовлечены в операции в нефтегазовом секторе (не представляла исключения и, например, АФК «Система» – компания, изначально ориентированная на разработку высоких технологий и их применение в наукоемких отраслях экономики). Рассматривая отношения собственности в инвестиционно-банковских группах, Я.Ш. Паппэ справедливо отмечает, что сами по себе права собственности еще не являются достаточным основанием для получения интегрированной бизнес-группой контроля над предприятием и тем более

дохода от него. Для этого ИБГ-собственник должна непосредственно управлять полученными в ходе приватизации активами.

Принципиально важно то, что при стремлении к расширению многообразия с точки зрения возможностей различных форм собственности многообразие не только не было достигнуто (в отношении новых технологий, новых объектов освоения и разработки), но в целом даже уменьшилось (подробнее см. в Главе 4). Среди основных причин этого – колоссальный производственный потенциал и ресурсная база и возможность быстрой коммерческой отдачи от нее (в том числе за счет перевода технологических процессов на более или менее современные рельсы). Ожидания новых частных собственников (прежде всего обладателей блокирующих и контрольных пакетов акций большинства компаний) в малой степени связывались с развитием в сколько-нибудь значимой перспективе. Такова тенденция тех лет, однако это не исключало и реальной практики расширения перечня применяемых технологий, и творческого развития ранее реализованных технических решений. Речь идет прежде всего об ОАО «КогалымНефтеПрогресс» (впоследствии – ОАО «РИТЭК»⁹, генеральный директор В.И. Грайфер), ОАО «Сургутнефтегаз» (генеральный директор В.Л. Богданов), ОАО «Зарубежнефть» (генеральный директор Н.П. Токарев¹⁰). Понимание структуры собственности и знание состава собственников позволяет понять (или как-то оценить) мотивы и направления деятельности компаний.

С учетом сказанного выше необходимо сделать принципиальное замечание относительно собственности в российском нефтегазовом секторе. По характеру собственности все имеющиеся в настоящее время компании можно разделить на две основные группы: с контрольным пакетом в руках государства или с блокирующим пакетом в руках частных лиц (либо подконтрольных им финансовых или инвестиционных институтов). Ни одна из российских компаний не является публичной в том смысле и в том контексте, которые мы приводим в начале книги

9 ОАО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» (в настоящее время 100%-е дочернее предприятие ОАО «ЛУКОЙЛ») знаменито своими технологиями добычи трудноизвлекаемых углеводородов. С 1992 г., когда была создана эта компания, она запатентовала более 100 объектов интеллектуальной собственности и получила на них свидетельства, внедрила в производство более 50 собственных и привлеченных технологий и разработок. Это позволяет РИТЭКу получать дополнительно более трети годового объема добычи нефти.

10 Н.П. Токарев: «Зарубежнефть обеспечивает серьезные поступления в бюджет – \$700 млн за прошлый год (2005. – Авт.) и \$5 млрд за 25 лет.» (URL: <http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2006/03/14/intervyu-nikolaj-tokarev-gendirektor-zarubezhnefti>).

(см. Главу 1). Это означает, что фондовый рынок не играет практически никакой роли в привлечении финансовых ресурсов для реализации проектов развития компании. Все российские компании решают свои проблемы за счет собственных (прибыли, амортизации) или заемных (кредитных, залоговых) средств. Акции участвуют в этом процессе лишь как инструмент залога. При этом компании предпочитают получать кредитные ресурсы за границей (под залог выручки от будущих продаж нефти), а прибыль направлять на выплату дивидендов и прочие «финансовые инвестиции», во многих случаях слабо связанные с основной производственной деятельностью (рис. 21). Отсюда вытекают незаинтересованность в применении современных классификаций при учете активов, представленных ресурсами углеводородов в недрах, ориентация на работу в ранее освоенных районах и низкая склонность к принятию коммерческого и в целом предпринимательского риска.

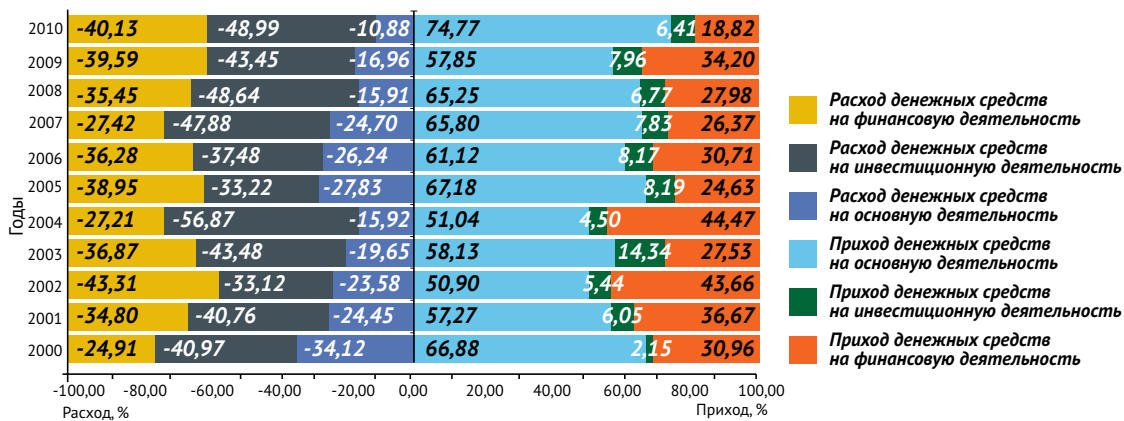


Рис. 21. Структура прихода и расхода средств у крупнейших российских вертикально интегрированных компаний в «тучные» 2000-е годы

Источник: [Филатов, 2013]

Примечательной чертой многих современных российских компаний является непрозрачная структура собственности. Узнать о том, какая группа собственников контролирует ту или иную компанию, можно только из публикуемой в СМИ отрывочной информации. Во многих компаниях блокирующие пакеты акций (25% акционерного капитала и более) принадлежат небольшим группам частных лиц (см. примеры ниже). Доля публично торгуемых акций российских нефтяных компаний составляет значительно менее 40% от общего их объема. Данный показатель несопоставимо ниже, чем у крупных международных транснациональных

компаний, у которых доля свободно обращающихся на рынке акций приближается к 100%.

- Структура владения акциями Сургутнефтегаза – кольцевая (одна компания владеет пакетом акций, а ею владеет другая компания, которой, в свою очередь, владеет третья компания и т.д.). Поэтому акции Сургутнефтегаза используются биржевыми спекулянтами лишь для хеджирования рисков: они уходят в эти бумаги, стоимость которых практически не меняется, когда на рынке происходит обвал ¹¹.

Небольшая доля торгуемых акций означает снижение привлекательности инвестиций в компанию для миноритарных акционеров отчасти из-за высокой вероятности манипуляций с ее ценными бумагами. Более того, на российских биржах торгуются акции лишь немногих российских нефтяных компаний.

- На судебном процессе по делу против руководства компании «ЮКОС» из представленной компанией информации выяснилось, что она контролировалась Группой МЕНАТЕП (MENATEP Group) через дочерние компании Hulley Enterprises (60,24%) и Yukos Universal (0,54%). В число других акционеров входил, в частности, Veteran Petroleum (фонд, учрежденный для оказания поддержки ветеранам ЮКОСа). Группа МЕНАТЕП, в свою очередь, контролировалась шестью частными лицами. Наибольший пакет акций (9,5%) принадлежал М.Б. Ходорковскому. Кроме того, он был бенефициаром схемы, позволявшей ему контролировать через специальный доверительный холдинг еще 50% акций Группы МЕНАТЕП ¹².

- Прежде чем Сибнефть была поглощена Газпромом, она принадлежала учредителям компании – Р.А. Абрамовичу, Е.М. Швидлеру и В.А. Ойфу. По данным информационного агентства «РосБизнесКонсалтинг», по состоянию на март 2004 г. они владели 92% акций компании. На долю Абрамовича приходилось 55–60% акций ¹³.

- Высокая концентрация собственности характерна и для ЛУКОЙЛа. Два высших руководителя компании постепенно увеличивали свои пакеты акций. В конце 2010 г. президенту ЛУКОЙЛа В.Ю. Алекперову принадлежало 20,6% акций, а ее вице-президенту Л.А. Федуну – примерно 9,27%. Другие менеджеры компании контролировали 1,27% акций ¹⁴.

11 См.: Гладунов О. Тайна №1 российской нефтянки. Иностранные инвесторы не могут понять, кто владеет компанией «Сургутнефтегаз». – URL: <http://svpressa.ru/economy/article/76511/>.

12 См.: Орехин П. Судьба Юкоса решится на Гибралтаре // Независимая газета. – 2003. – 29 окт.

13 См.: рейтинг миллиардеров России (URL: <http://rating.rbc.ru/article.shtml?2004/03/16/276037>).

14 См.: с. 118 в ЛУКОЙЛ. Отчет о деятельности. 2010. – URL: http://www.lukoil.ru/static_6_sid_218_.html

- *Какое-то время 20% акций ЛУКОЙЛа владела компания ConocoPhillips, но в 2010 г. она продала свой пакет. Единственной компанией, в которой реальный контроль принадлежал крупному иностранному инвестору, была ТНК-ВР (пакет акций компании ВР составлял 50%). Российская часть компании, в которую входили ТНК, СИДАНКО, ОНАКО и др., согласно «РосБизнесКонсалтингу», контролировалась семью частными лицами*¹⁵.

Таким образом, в начале 2000-х годов пять крупнейших нефтедобывающих компаний России, на которые приходилось около 70% объема добычи в стране, контролировались небольшой группой частных лиц. Это позволяет говорить о том, что упрощенный подход к приватизации мало способствовал становлению многообразия форм реализации предпринимательской инициативы – просто произошла замена государственной собственности на собственность весьма узкого круга физических лиц.

Группы, доминировавшие в собственности этих частных нефтяных компаний, в 1990-е годы основное внимание уделяли не долгосрочному росту добычи углеводородов, а финансовым показателям и повышению капитализации. Парадоксально, но новые ВИНК в этот период сохранили многие из черт централизованной плановой экономики с ее пренебрежением к разнообразию подходов в осуществлении проектов и разнообразию возможностей для реализации предпринимательской инициативы.

Непрозрачная структура собственности частных компаний вкупе с нечеткой внешней средой обусловили следующие особенности поведения групп, доминирующих в их собственности:

Во-первых, максимизировался контроль над компанией с целью предотвращения враждебных поглощений в условиях несовершенной нормативно-правовой базы.

Во-вторых, краткосрочные цели доминировали над долгосрочными. Слияния, поглощения и спекулятивные операции на фондовых рынках способствовали быстрому увеличению капитализации, а также позволяли получить доход на капитал гораздо быстрее, чем инвестиции в производство. Чрезвычайно высокие выплаты дивидендов служили интересам мажоритарных акционеров.

В-третьих, часть компаний (ТНК-ВР, ЮКОС, Сибнефть и некоторые другие) придерживались так называемой «стратегии ухода», предусматривающей приобретение активов по низким ценам, обеспечение их быстрой капитализации и после-

¹⁵ См.: рейтинг миллиардеров России.

дующую продажу по высокой цене крупному стратегическому инвестору. Многие российские нефтяные компании действовали в значительной степени как финансовые спекулянты.

В-четвертых, активно использовался административный ресурс, что во многих случаях было условием успеха на приватизационных и инвестиционных аукционах.

В-пятых, компании использовали свои доминирующие позиции в регионах, где они занимали полумонопольное положение в геологоразведке и добыче углеводородов (в доступе к недрам, инфраструктуре, в использовании региональных активов), что привело к очень быстрому почти полному исчезновению независимых (т.е. не аффилированных с крупными компаниями) участников сектора.

В-шестых, большинство интеграционных процессов носило враждебный характер, верх одерживали те, кто обладал крупными финансовыми ресурсами, а также хорошими связями в органах власти или в судах. Проигрывающая сторона, или миноритарные акционеры, в большинстве случаев оказывались беззащитными.

Поэтому несмотря на то что в начале 2000-х годов большая часть российской нефтяной промышленности находилась под частным контролем, сложившаяся в ней ситуация мало напоминала современную транспарентную экономику, активно использующую многообразие организационных форм и подходов к решению реальных экономических и производственных задач.

Фактически на протяжении всех 1990-х годов государственный сектор нефтяной промышленности России был своеобразным донором частного сектора, поскольку активы первого непрерывно перетекали во второй. Компания «Роснефть» изначально создавалась как холдинг, владевший государственными активами, подлежащими последующей приватизации и дальнейшей интеграции в крупные ВИНК. Разработанные в середине 1990-х годов предложения по созданию национальной нефтяной компании и наряду с ней национального нефтяного института не нашли поддержки в правительстве. Основным аргумент состоял в том, что это будет возврат к прямому участию государства, что противоречило нацеленности на раздел и передел ранее созданных активов. Политика государства изменилась в 2000 г. после прихода к власти В.В. Путина. В Роснефть и Газпром были назначены новые управленческие команды, а советы директоров компаний пополнили представители государства. Новые члены советов начали играть более активные роли, обеспечивая компаниям доступ к административным ресурсам, представляя их интересы в коридорах власти. Одновременно они стали контролировать деятельность менеджмента компаний.

В 2004 г. начинается рост доли нефтяного сектора, принадлежащей контролируемым государством компаниям. За 2003–2007 гг. она увеличилась с 24 до 37% ¹⁶. В этом процессе мы можем выделить два этапа. На первом произошло возвращение в государственные компании активов, которые они передавали в частный сектор в 1990-е годы. На втором этапе государственные компании берут под свой контроль частные компании (целиком или по частям).

Например, заметный рост Роснефти начался после того, как в 2004 г. председателем Совета директоров компании был избран И.И. Сечин, занимавший в то время пост заместителя руководителя Администрации Президента России. Компания получила большое количество весьма привлекательных лицензий на право пользования недрами в районах, расположенных вблизи планировавшихся к строительству трубопроводов, а также приобрела Удмуртнефть, дочернюю компанию ТНК-ВР. Но основным источником роста Роснефти было приобретение большей части активов ЮКОСа в результате ликвидации этой компании. Наиболее значительные части ЮКОСа были проданы на «аукционах» с заранее известными результатами, сильно напавшими приватизационные торги 1990-х годов. К 2007 г. Роснефть стала крупнейшей нефтяной компанией России с ежегодным объемом добычи на уровне 100 млн т. Помимо роста добычи получение контроля над бывшими активами ЮКОСа в нефтепереработке позволило Роснефти добиться значительного повышения гибкости и на рынке нефти, и на рынке нефтепродуктов. Уже в 2012 г. добыча компанией нефти и газового конденсата составила 122 млн т. В марте 2013 г. Роснефть закрыла сделку по покупке третьей в России по объему добычи нефти компании – ТНК-ВР. В итоге в 2013 г. добыча нефти компанией «Роснефть» вплотную приблизилась к 200 млн т.

В 2005 г. Газпром приобрел нефтяную компанию «Сибнефть» и переименовал ее в «Газпромнефть». Возвращение государства в сектор по добыче и переработке нефти и природного газа отразилось в росте показателей запасов нефти и газа, принадлежавших государственным компаниям, который был обусловлен как приобретением активов, так и предоставленным Газпрому режимом наибольшего благоприятствования при выдаче лицензий на разработку месторождений. В 2010 г. доля государственных компаний в совокупной добыче увеличилась до 39%, в то время как доля частных российских ВИНК составила 36%. Доля компании «ТНК-

¹⁶ Оценки основываются на данных Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса (ЦДУ ТЭК).

ВР», в которой крупный пакет акций принадлежал иностранным собственникам, достигла 16% от общего объема добычи нефти ¹⁷. Таким образом, соотношение между частными и контролируемыми государством нефтяными компаниями значительно изменилось еще до того, как в 2012 г. Роснефть пришла к соглашению с иностранными и российскими владельцами ТНК-ВР о покупке компании.

За 1995–2001 гг. общее количество нефтедобывающих компаний в России увеличилось с 63 до 175, но к 2010 г. оно уменьшилось до 160. Количество операторов, осуществлявших добычу в соответствии с соглашениями о разделе продукции, было совсем невелико. Первые два из них начали производственную деятельность в 1999–2004 гг., а к концу периода 2005–2009 гг. к ним добавилась еще одна компания. Количество вертикально интегрированных компаний уменьшилось с 14 в 2001 г. до восьми в 2009 г. и далее до шести в 2013 г. Это означает, что оставшиеся ВИНК стали значительно крупнее. Более того, общий объем добычи ВИНК удвоился, в то время как средний объем добычи малых и средних компаний снизился, и их общая доля в совокупной добыче нефти в России уменьшилась с 9% в 2000 г. до 4% в 2010 г., а затем до 2,8% к 2013 г. ¹⁸

По состоянию на 2012 г. сектор независимых нефтяных компаний в России был представлен 250 компаниями (из них 22 холдинговые), более половины из которых вели добычу нефти. В 2012 г. их добыча составила 14,4 млн т, или 2,8% от общероссийского объема. Среди основных причин «обратной тенденции» развития малых и средних компаний в нефтяной отрасли не только тяжелое налоговое бремя (налоги составляют 60–70% выручки за баррель добычи и взымались они с оборота), но также и высокая цена входа. Известно, что «для этого бизнеса нужны огромные оборотные средства. “Чтобы пробурить разведочную скважину, мне нужно 10 млн долл. А вся годовая прибыль, которую я получаю – около 50 млн долл.”, – говорит Гуревич (владелец одной из малых компаний. – Авт.) Капитальных затрат на баррель нефти у малых компаний в четыре раза больше, чем у вертикально интегрированных холдингов» ¹⁹.

В результате основу добычи нефти в России обеспечивают крупные полностью

¹⁷ По оценкам ЦДУ ТЭК за соответствующий год.

¹⁸ По данным «АссоНефти» и Энергетического центра «Сколково» [Выгон, 2013].

¹⁹ Жегулев И. Капля нефти: можно ли заработать на очень маленьких нефтяных компаниях. – URL: <http://www.forbes.ru/kompanii/resursy/234270-kaplya-nefti-mozhno-li-zarabotat-na-ochen-malenkih-neftyanyh-kompaniyah>.

вертикально интегрированные нефтяные компании. В 2013 г. на их долю приходилось 84,2% извлеченных из недр жидких углеводородов.

В основе такой ситуации – фактической остановки процесса формирования организационной структуры нефтегазового сектора, адекватной меняющимся условиям освоения ресурсов недр, лежит, как нам представляется, сохраняющееся «мобилизационное» понимание роли сектора в экономике России. То есть, предполагается возможность быстрого аккумуляирования в центре необходимых финансовых ресурсов, а сделать это гораздо проще при наличии небольшого числа крупных компаний. Также нельзя сбрасывать со счетов сохранившуюся (и даже в чем-то усилившуюся) традицию применения простых, легко администрируемых подходов к решению экономических задач.

Эти более общие особенности во многом обусловили очень медленное продвижение по ряду направлений. Одно из них – дальнейшее развитие системы управления нефтегазовыми ресурсами. Несовершенная нормативно-правовая основа и проблемы с правоприменением позволяли частным компаниям получать высокую ренту и в значительной степени самостоятельно управлять приобретенными лицензиями. Отсюда растущая обеспокоенность относительно отрицательного воздействия такой практики на долгосрочное управление ресурсами (проявление этого воздействия – не только низкий коэффициент извлечения нефти, но и резкое ухудшение условий для результативного доосвоения остаточных ресурсов в будущем).

Другое направление связано с существующими подходами к изъятию доходов рентного характера и методами их изъятия, а также с «укоренившимся» представлением об априори высокой доходности нефтегазового сектора (вне зависимости от особенностей ресурсной базы и уровня конкуренции). Доминирует мнение, что государство не получает от сектора надлежащих налоговых поступлений. Для того чтобы исправить ситуацию, государство установило прямой контроль над значительной частью нефтяной отрасли.

Третье направление определяется необходимостью постоянного освоения новых месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также на континентальном шельфе, включая Арктику. Сформировалось мнение, что требуемые для этого крупные инвестиции окажутся не по плечу частным компаниям. Решение проблемы виделось в ставке на крупные государственные компании.

То, что предпочтение сегодня отдается компаниям с государственным участием,

отрицательно влияет на инвестиционный климат – это относится и к частным, и тем более к иностранным компаниям. Так, ОАО «ЛУКОЙЛ» не скрывает, что основное внимание сосредоточит на зарубежных проектах. «Наши интересы совпадают с интересами страны, мы все российские компании, мы налогоплательщики России, наши коллективы состоят из россиян, – заявил его президент В.Ю. Алекперов. – Поэтому делить компании на государственные и негосударственные несправедливо... Частные акционеры Роснефти или Газпрома не должны иметь преимуществ перед частными акционерами ЛУКОЙЛа»²⁰.

Нетрудно увидеть, что российский нефтегазовый сектор, несмотря на произошедшие в нем изменения, в значительной степени воспроизводит модель функционирования и развития, которая была присуща прежней, плановой, системе управления экономикой. А именно, доминируют крупные компании, доля которых не только не уменьшается, но и возрастает (несмотря на «обратную динамику ресурсной базы» – резкое увеличение доли малых, сверхмалых месторождений и даже нетрадиционных залежей углеводородов, о чем подробнее будет сказано ниже).

Наша позиция состоит в том, что сами по себе отношения собственности (частная компания или, например, компания с государственным участием) не могут обеспечить и не обеспечивают изменение модели функционирования нефтегазового сектора в нужном с точки зрения долгосрочных интересов общества направлении [Шафраник, Крюков, 1997; Крюков, 1998; Шафраник, 2005]. Частная форма собственности работает в полной мере при наличии целого комплекса и экономических, и технологических, и, несомненно, политических условий. Поэтому считаем необходимым подчеркнуть следующие важные моменты.

Во-первых, развитие экономических отношений, основанных на праве частной собственности на производственные активы нефтегазового сектора, не может дать положительного результата для общества при отсутствии адекватной системы регулирования. Монополия на лучшие источники сырья легко приведет к росту неэффективности всего сектора. В недопущении такой ситуации ведущая роль, несомненно, принадлежит процедурам доступа к недрам и мотивации недропользователей на применение наилучших подходов и решений при освоении участков недр.

Во-вторых, важен учет динамики основных активов нефтегазового сектора,

20 *Моя миссия еще не закончена: Интервью с В.Ю. Алекперовым // Ведомости. – 2010. – 2 нояб.*

представленных ресурсами и запасами углеводородов в недрах. Одни и те же месторождения, залежь, объект разработки на разных стадиях освоения резко различаются не только по своим характеристикам, но и по особенностям применяемых на них технических решений и, следовательно, по экономическим результатам. Это означает необходимость не только более гибкого налогообложения, но и более гибких форм кооперации и взаимодействия различных по размерам и уровню компетенции компаний. В практическом плане это означает также наличие процедур перехода права пользования недрами от менее эффективного собственника к более эффективным. Универсальные компании, которые одинаково сильны на всех стадиях освоения месторождений, скорее исключение, чем реальность современной организации нефтегазового сектора.

В-третьих, необходимо обеспечить большее соответствие деловой активности в нефтегазовом секторе требованию достижения высокой социально-экономической отдачи. Речь идет не только о налогах, но и о развитии человеческого капитала, отечественного машиностроения и отечественной науки.

Наиболее сложная задача, которая пока ждет своего решения, – усиление взаимосвязи отечественного рынка капитала и нефтегазового сектора. Как мы показали в Главе 1, в мировой практике рынок капитала не только обеспечивает нефтегазовый сектор финансовыми ресурсами для реализации проектов и служит основой для оценки компаний, но и формирует определенные требования к оценке ресурсов и запасов углеводородного сырья и, более того, к процедурам принятия решений в компаниях. В России малый размер фондового рынка в сочетании с преобладанием государственной и частной собственности (в форме доминирования отдельных физических лиц) мало способствует формированию такой роли для отечественного рынка капитала. Именно поэтому подходы к оценке запасов и ресурсов, принятые в ведущих странах мира, в России не могут найти применения. Нет необходимости в привлечении капиталов извне в форме эмиссии документов, удостоверяющих право собственности на долю финансового результата, полученного по итогам работы компании. В этой ситуации капитализация имеет чисто условный характер и отражает ожидания финансовых спекулянтов (подробнее см. ниже). Относительная простота связей нефтегазового сектора с «внешним миром» порождена и простой подхода к реформированию сектора и регулированию его деятельности.

Возвращаясь к итогам приватизации середины 1990-х годов, нельзя не согласиться с оценкой, данной в 2004 г. Счетной палатой: «Начиная с 1994 г. “истин-

ной” целью приватизации стало получение доходов в бюджет. Однако эта задача в целом решалась недостаточно эффективно, поскольку недооценка, а порой и намеренное занижение стоимости продаваемых активов в сочетании с незначительным превышением итоговой цены над стартовой ценой приводили к недополучению средств от приватизации в бюджеты всех уровней... Задача максимизации прибыли государственного бюджета теряет актуальность после 2000 г., когда были преодолены проблемы с бюджетным дефицитом. Однако анализ современного этапа показывает, что федеральные органы исполнительной власти действуют в прежней парадигме, тогда как более целесообразным выглядит перенос акцента на привлечение инвестиций – то есть на решение задач модернизации российской экономики» [Анализ..., 2004, с. 72].

3.2. ДОБЫЧА, ПРИБЫЛЬ И ИНВЕСТИЦИИ. ИСТОЧНИКИ ИНВЕСТИЦИЙ: ФОНДОВЫЙ РЫНОК – ВСЕ ЕЩЕ «ДАЛЕКАЯ ПЕРСПЕКТИВА»?

Слом прежней модели хозяйствования и организационные преобразования привели к спаду не только добычи нефти, но и всего воспроизводственного процесса – от изучения недр до поисков, разведки, освоения, опытно-промышленной эксплуатации и собственно разработки месторождений. Подобный трансформационный спад был вызван как «преобразованиями» 1990-х годов, так и решениями предыдущих лет. Основная задача, которая ставилась теми, кто «хотел сделать лучше», состояла в создании такой модели функционирования и развития нефтегазового сектора, которая обеспечивала бы его поступательное развитие (поддержание стабильно высоких уровней добычи углеводородов). Это предполагает, что нефтегазовый сектор обладает способностью финансировать (за счет как собственных, так и эмиссионных источников) планы и программы освоения и воспроизводства ресурсной базы, обеспечивает высокую средне- и долгосрочную эффективность освоения и использования ресурсного потенциала, а также значительную социально-экономическую отдачу для страны и ее граждан.

Не все из поставленных задач удалось к настоящему времени выполнить, и, более того, не удалось эффективно решить все проблемы, связанные с вызовами времени и состоянием ресурсной базы. Самый очевидный результат предприня-

тых шагов – выход на дореформенные уровни добычи жидких углеводородов. В июне 2013 г. «Россия установила 25-летний нефтяной рекорд»: в среднем за сутки добыча составила 10,53 млн барр.²¹ Больше добывалось только в 1988 г. (после титанических усилий по преодолению спада добычи нефти в Западной Сибири в середине десятилетия). Тогда среднесуточная добыча нефти в РСФСР, по данным ВР, составляла 11,07 млн барр. в сутки. Затем она начала падать и в 1996 г. достигла исторического минимума – 6,06 млн барр. Уже в 2012 г. этот показатель находился на уровне 10,37 млн барр. в сутки.

Среди основных событий последних лет все специалисты отрасли выделили два обстоятельства: ввод Ванкорского месторождения в Красноярском крае (в 2012 г. добыто 18,3 млн т нефти при проектируемых 25 млн т) и рост добычи газового конденсата (в результате перехода к разработке залежей «жирного газа» ОАО «Газпром» и ОАО «НОВАТЭК», что обеспечило 70% прироста добычи жидких углеводородов). Более того, в 2013 г. Россия вышла на уровень добычи в 523,3 млн т нефти. Годовой прирост составил 5,26 млн т (в 2012 г. – 6,6 млн т).

Эти результаты дали основания говорить об окончательном преодолении последствий спада 1990-х годов и о выходе добычи нефти на устойчивую траекторию. В основе такой устойчивости не только увеличение добычи «жирного газа», но также наращивание добычи в новых районах и замедление темпов ее падения на старых месторождениях.

Все ведущие нефтяные компании России формируют стратегию поддержания высоких уровней добычи за счет двух основных направлений деятельности: сохранения стабильной добычи на зрелых месторождениях и освоения новых объектов (или на больших глубинах, или в новых районах). Примером может служить подход, публично представленный компанией ОАО «Роснефть». В его основу положена идея о необходимости устойчивого развития добычи на материковой части территории страны. Это означает поддержание добычи на зрелых объектах (таких как Самотлор, а также месторождениях, разрабатываемых Юганскнефтегазом) и реализацию новых проектов в Ямало-Ненецком автономном округе, на севере Тимано-Печоры, Красноярского края и в Восточной Сибири. В Западной Сибири компания предполагает стабилизировать добычу за счет повышения нефтеотдачи пласта и разработки трудноизвлекаемых запасов. К 2030 г. компания

21 См.: Кезик И. Россия установила 25-летний нефтяной рекорд // *Ведомости*. – 2013. – 9 июля.

рассчитывала (по состоянию на 2014 г.) добывать 13,6 млн т трудноизвлекаемых углеводородов (близких по своим характеристикам к сланцевой нефти, добываемой в США)²².

Представляют несомненный интерес условия достижения этих показателей, и прежде всего получение налоговых льгот. Экономический эффект от снижения НДС был оценен Роснефтью за пять лет в 21 млрд руб. Другое условие – применение новых технологий. В частности, на месторождениях Юганскнефтегаза предполагались ввод в разработку краевых зон зрелых месторождений и применение многостадийного разрыва пласта. Также компания намеревалась разрабатывать вместе с ExxonMobil баженовскую свиту и добывать 1,8 млн т. Увеличение добычи при этом предполагается за счет ввода новых месторождений – сначала на суше (за счет ряда крупных месторождений Ямала и Восточной Сибири, таких как Сузунское, Тагульское, Мессояхская группа, Лодочное, Русское, Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Среднеботуобинское, участков в Томской области и др.), а затем и на шельфе (включая арктический).

Нет необходимости говорить о том, что все эти проекты требуют колоссальных инвестиций, а собственных средств Роснефти на эти цели явно недостаточно. Статус крупнейшей компании страны и участие в ней государства как основного акционера позволяет использовать не только внутренние источники (прибыль, амортизацию, кредиты), но и кредиты на основе межправительственных соглашений, в частности между Россией и Китаем. Поэтому нефть с новых месторождений будет поставляться в том числе в Китай в рамках заключенных в 2009 и 2013 гг. контрактов с CNPC и Sinopec.

Что же остается другим компаниям – ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпромнефть» и др.? Одним, таким как ОАО «Газпромнефть», – следование в фарватере стратегии развития материнской компании (ОАО «Газпром»), имеющей эксклюзивные права на стратегические месторождения и на участки арктического шельфа, другим – усиление внимания к доосвоению и доработке более мелких и более выработанных месторождений, а также весьма ограниченный доступ к новым значимым месторождениям (и как следствие, усиление внимания к зарубежным проектам, реализуемым в нестабильных и высокорисковых районах мира, таких как Ирак, в том числе Иракский Курдистан).

²² См.: Старинская Г. Роснефть сможет увеличить добычу нефти через четыре года // Ведомости. – 2013. – 19 нояб.

Компания «ЛУКОЙЛ», например, в 2013 г. совершила во многом вынужденную покупку: приобрела 100% акций компании Самара-Нафта ²³. По единодушному мнению экспертного сообщества, компания явно переплатила. При сумме сделки в 2,05 млрд долл. США цена барреля запасов по категории C1+C2 составила 3,4 долл. Однако эта покупка компании была необходима, так как нужно было предотвратить падение добычи.

О чем свидетельствуют приведенные выше факты? Прежде всего о том, что направленность деятельности российских ведущих нефтяных компаний на долгосрочные экономические результаты пока очень слабая. Между тем в мировой практике в условиях благоприятной экономической среды крупные компании уходят с более мелких, сильно выработанных и чрезвычайно высокорисковых объектов (как мы отметили в Главе 1, из-за низкой экономической эффективности соответствующих проектов и по воле акционеров и собственников активов).

Исключение, пожалуй, составили стратегии поведения компаний «Сибнефть», «ЮКОС» и, в какой-то мере, «ТНК-ВР», у которых отмечались резкий рост добычи нефти и более чем значительные выплаты дивидендов. Основной мотив такого поведения – ориентация владельцев на выход из отрасли с продажей компании по максимально возможной на определенный момент времени цене. Кому-то это удалось в полной мере (ТНК-ВР и Сибнефть), кому-то – нет (ЮКОС).

Выход на высокие уровни добычи и начало устойчивой стабильной работы компаний в сфере производства (прежде всего в добыче на ранее введенных месторождениях) в первой половине 2000-х годов связаны с двумя обстоятельствами: во-первых, начался период небывало высокого уровня цен на углеводороды на внешних рынках; во-вторых, в основном завершился первый, базовый этап реорганизации и формирования состава «доминирующих» собственников. С ростом цен на углеводороды, восстановлением производственно-технологических процессов и, соответственно, с ростом добычи увеличились не только инвестиции, но и выплаты дивидендов (в том числе и государству по принадлежащим ему пакетам акций).

В 2000-е годы ситуация коренным образом отличалась от той, которая сложилась в 1999 г. В частности, по свидетельству главы Мингосимущества Ф.Р. Газизуллина, «...мы очень долго питали иллюзии, что приватизация быстро создаст новый класс эффективных собственников, а госсектор не будет оказывать существенного

23 Старинская Г. Алекперов купил компанию Кукуеса // Ведомости. – 2014. – 2 апр.

влияния на народное хозяйство. Поэтому не уделялось и должного внимания получению доходов от госсобственности – дивидендов, аренды. Со снижением темпов приватизации и изменением подходов к приватизационным сделкам мы, наконец, поняли, что реформа в сфере управления госимуществом необходима»²⁴.

Итак, в целом последовательность распределения чистого экономического результата (прибыли после выплаты всех налогов) была такой: в начале 2000-х годов – финансирование функционирования и развития; начисление и выплата дивидендов частным и институциональным акционерам; начисление и выплата дивидендов «неэффективному собственнику» – государству.

В середине 2000-х годов ситуация, как нам представляется, начинает меняться не в самую лучшую сторону. А именно: выплаты дивидендов в ряде компаний начинают превышать размер чистой прибыли. Это происходит не только за счет распределения среди акционеров windfall profit – сверхприбыли, обусловленной колоссальным ростом цен и отставанием мер и форм налогового изъятия в бюджет «незаработанных» доходов, но также за счет изъятия и перераспределения среди акционеров и части амортизационных отчислений (табл. 5, 6). Такую политику проводили прежде всего те компании, собственники которых придерживались «стратегии выхода» (в табл. 5 – см. Башнефть). Несомненными «лидерами» в этом в конце 1990-х – 2000-е годы были компании «ЮКОС», «Сибнефть» и «ТНК-ВР».

Таблица 5

Дивиденды основных компаний нефтегазового сектора РФ в 2007–2011 гг., % к чистой прибыли по РСБУ

	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2008 г.	2007 г.
Газпром	24,2 %	25,0 %	9,1 %	4,9 %	17,5 %
Роснефть	15,4 %	15,2 %	11,7 %	14,4 %	10,5 %
ЛУКОЙЛ	26,3 %	35,8 %	98,0 %	63,3 %	54,8 %
ТНК-ВР Ходинг	84,7 %	97,6 %	74,1 %	99,6 %	100,4 %
Сургутнефтегаз	16,3 %	21,0 %	21,2 %	22,0 %	31,3 %
Газпром нефть	45,2 %	38,9 %	30,6 %	36,3 %	32,2 %

²⁴ Фарит Газизуллин: нужен новый приватизационный закон, // Коммерсантъ. - 2000. - 22 февр. URL: // <http://www.kommersant.ru/doc/140805>

Татнефть	30,1 %	30,1 %	29,9 %	29,7 %	29,7 %
Башнефть	58,8 %	109,7 %	138,6 %	92,2 %	25,5 %
Славнефть	557,7 %	265,0 %	80,7 %	94,7 %	113,7 %
ВИНК всего	38,0 %	48,8%	42,3 %	40,3 %	35,3 %
НОВАТЭК	33,2 %	39,0 %	42,8 %	52,9 %	44,0 %
Транснефть	25,0 %	25,0 %	24,9 %	10,1 %	28,6 %
По группе в целом	31,8 %	41,1 %	26,9%	32,3 %	28,0 %

Источник: [Мещерин, 2012].

Таблица 6

Дивиденды основных компаний нефтегазового сектора РФ в 2009–2013 гг., % к чистой прибыли по РСБУ

	2013 г.	2012 г.	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Роснефть	99,9	28,2	33,1	15,2	11,7
ЛУКОЙЛ	44,6	35,1	26,3	35,8	98,0
ТНК-ВР Ходинг	-	-	84,7	97,6	74,1
Сургутнефтегаз	15,4	18,2	16,3	21,0	21,2
Газпром нефть	66,2	52,2	45,2	38,9	30,6
Татнефть	30,0	30,0	30,1	30,1	29,9
Башнефть	119,7	11,4	58,8	109,7	138,6
Славнефть	66,1	51,7	557,7	265,0	80,7
ВИНК всего	52,1	24,4	38,0	48,8	42,3
Газпром	27,1	25,5	24,2	25,0	9,1
НОВАТЭК	33,2	42,8	33,2	39,0	42,8
Транснефть	70,2	45,7	25,0	25,0	24,9
По группе в целом	41,1	25,4	31,8	41,1	26,9

Источник: [Мещерин, 2014а].

Тем не менее инвестиции также начали расти довольно высокими темпами, что позволило шире использовать современные (весьма дорогостоящие) технологии и оборудование, а также увеличить объем буровых работ (рис. 22). По итогам «рекордного» 2013 г. российские ВИНК направили на инвестиции около 44 млрд долл. США, что в 4 раза превысило уровень 2005 г. и было на 35% выше показателя 2008 г. – максимума предыдущего инвестиционного цикла.

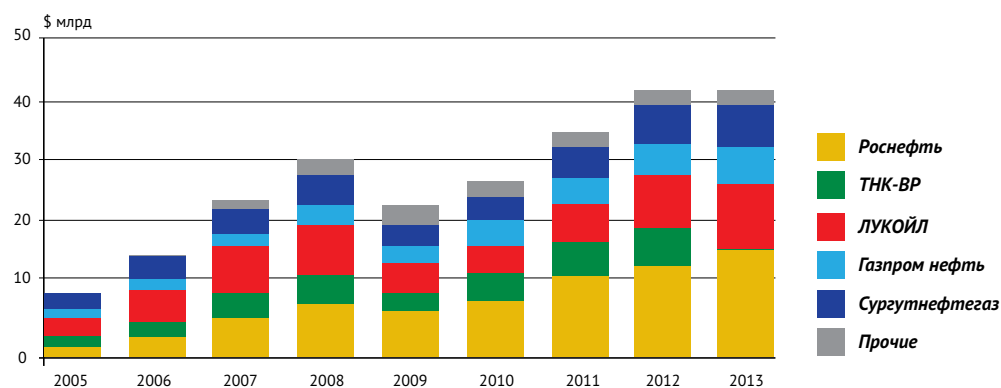


Рис. 22. Инвестиции российских вертикально интегрированных компаний в 2005–2013 гг.

Источник: [Арутюнян и др., 2014].

Возникает вполне резонный вопрос о достаточности подобного уровня инвестиций. С точки зрения нормы рентабельности проектов при сложившихся на данный момент условиях уровень в 50 млрд долл. США можно считать для России вполне приемлемым. Однако с точки зрения предстоящего в ближайшей перспективе перехода на новую траекторию развития – на освоение трудноизвлекаемых и «неконвенциональных» ресурсов – отмеченный выше показатель весьма далек от желаемого уровня. Например, в США (разумеется, с поправками на состояние ресурсной базы и историю освоения углеводородов) объем инвестиций превышал в тот же период 300 млрд долл. (по оценке Oil&Gas Journal). Соответственно, объемы бурения различаются также кардинально: свыше 100 млн м в США и немногим более 20 млн м в России [Виноградова, 2014].

Сравнение этих показателей говорит о том, что в России инвестиции в мероприятия по поддержанию (не говоря уже об увеличении) добычи в данный период все же были явно недостаточными с точки зрения формирования основы для поступательного развития отрасли в долгосрочной перспективе. А именно, основные работы приурочены к уже разрабатываемым или готовым к разработке объектам и месторождениям (например, прирост запасов осуществляется за счет перевода категории С2 в категорию С1). При этом увеличение, например, доли горизонтального бурения при таких объемах бурения в целом незначительно улучшает ситуацию. Мы разделяем мнение относительно того, что при всей важности методов повышения нефтеотдачи пласта ключевую роль все же играет динамика проходки скважин. От их числа и от накопленных и обобщенных данных во многом зависит

возможность перехода на траекторию развития со значительной долей в добыче трудноизвлекаемых и «неконвенциональных» ресурсов углеводородов.

Помимо общего объема инвестиций, как мы не раз отмечали на страницах этой книги, возможности перехода на другую траекторию развития связаны со средой и условиями, стимулирующими частную инициативу и предпринимательский риск. Отсутствие необходимых условий ведет к явно недостаточному присутствию в секторе инновационно ориентированных венчурных компаний и безусловному доминированию вертикально интегрированных компаний. Развитие же инвестиционной активности малых и средних компаний во многом также сдерживается и системой налогообложения, и затрудненным доступом к источникам привлечения заемных (или эмиссионных) средств.

В чем общая экономическая причина сохранения присутствия вертикально интегрированных компаний на мелких и сильно выработанных месторождениях? Ответ вполне очевиден: в относительно высокой эффективности работы крупных компаний на подобных объектах. Другое дело, что источник эффективности – не только и не столько в высоком технологическом уровне ВИНК, сколько в имеющихся у них больших административных возможностях получения дополнительных преимуществ и преференций (таких как доступ к экспортной инфраструктуре, что было особенно актуально в 1990–2000-е годы), а также в наличии в их портфеле значительной доли активов, полученных (перешедших к ним) в рамках процесса реорганизации и последующей приватизации. Возможность использования ранее созданных активов – как подготовленных запасов углеводородов, так и освоенных площадок и созданных объектов – была и до сих пор остается (правда, в меньшей степени) одним из основных источников более высокой эффективности ВИНК там, где такой эффективности в условиях рыночной среды быть не может.

Наличие эффективности при доосвоении ранее введенных объектов хорошо с точки зрения текущего момента (компании функционируют и дают отдачу), однако весьма неблагоприятно с точки зрения перспективы и формирования тренда устойчивого функционирования всего нефтегазового сектора.

Примером компании, которая в текущих экономических условиях успешно работает на сильно истощенных и выработанных месторождениях, является ОАО «Татнефть» [Мещерин, 2013]. Даже новые скважины, которые компания вводит в эксплуатацию, например, в 2012 г. имели средний дебит 9,3 т в сутки, что значительно ниже среднеотраслевого уровня. Всего же за 2012 г. Татнефть закончила

строительство 326 скважин и включила в производственный процесс 263 новые скважины. Это 4% общероссийского фонда. При этом компания активно использовала новые технологии: только при бурении применялись 43 новые технологии, которые подбирались к каждой ситуации. Особенно впечатляют результаты работы компании по увеличению производительности скважин (еще в начале 1990-х годов средний дебит не превышал 3,3 т в сутки, т.е. произошел рост в три раза!) Компания активно применяет бурение горизонтальных и многозабойных скважин. Ключевую роль играет и использование современных методов повышения нефтеотдачи пластов. В 2012 г. с их помощью было добыто 5,94 млн т (22,8% суммарной добычи компании). Чистая прибыль Татнефти за период 2003–2012 гг. выросла весьма существенно: с 11,43 до 66,71 млрд руб., т.е. почти в 6 раз.

Горизонтальное бурение, многозабойные скважины, гидроразрыв пластов, современные геофизические методы навигации и диагностики состояния разработки месторождений – все эти технологии дали свои результаты и обеспечили достижение тех уровней добычи, которые мы имеем в настоящее время. В 2012 г., например, максимальные приросты добычи нефти на месторождениях Югры были получены за счет применения гидроразрыва пласта и бурения боковых стволов [Шпильман, Толстолыкин, 2013].

Рост чистой прибыли, а также улучшение финансово-экономического состояния нефтегазового сектора позволили увеличить не только выплату дивидендов акционерам, но также инвестиции в основной капитал и расходы на проведение геологоразведочных работ. Тем не менее в настоящее время как никогда остро стоит вопрос об эффективности сформированной модели функционирования и развития нефтегазового сектора. Дальнейшее развитие в рамках «портфеля стратегий» (работа на ранее введенном фонде плюс освоение новых месторождений в новых районах) тормозится ограничениями и препятствиями экономического характера. А именно, экономическая эффективность работы крупных компаний снижается, в то время как малые компании не играют той роли, которую могли бы играть в доосвоении и довыработке ранее введенных и сильно выработанных объектов. Иными словами, стратегия «держатъ», которую реализуют на практике крупные вертикально интегрированные компании (в случае сильно выработанных объектов), значительно снижает потенциал развития отрасли – не только с точки зрения поддержания и даже возможного роста добычи на данных объектах, но и с точки зрения увеличения спроса на широкий комплекс научно-технических и производственных услуг (не только на

бурение, но и на исследования и в целом на деятельность наукоемкого характера).

Данную стратегию позволяют реализовать ранее введенные активы, т.е. исторические затраты, которые и обеспечивают относительно более низкие удельные затраты (в реальной экономике на сильно выработанных объектах отмеченный нами в Главе 2 фактор экономии от масштаба не работает). Льготы и преференции еще больше искажают экономическую картину, и получается в определенном смысле «обратная экономия от масштаба». Однако «экономика берет свое» и издержки неуклонно нарастают. В этой связи президент России В.В. Путин на заседании Госсовета 4 октября 2013 г. вынужден был констатировать следующее: «...Мы изымаем много из нефтянки, из газовой отрасли, не меньше, чем в других странах. У нас, более того, к сожалению, по сравнению с прошлым годом, надо, конечно, эти цифры проверить, но тем не менее это так, тенденция такая: прибыль наших нефтяных основных компаний, нефтянки, в целом отрасли снижается с 13% до 11% в этом году. Надо, повторяю, проверить, но предварительный анализ такой. Нужно внимательно за этим следить и не подрывать отрасль, во всяком случае, в ее инвестиционных возможностях»²⁵.

В итоге в настоящее время при высоких уровнях добычи углеводородов и относительно «внешнем благополучии» сложилась, как нам представляется, очень тревожная картина. Сошлемся на мнение экспертов из инвестиционной компании «Ренессанс Капитал»: «Издержки нефтедобычи на месторождениях в Западной Сибири растут быстрее рентабельности, и за последние три квартала они составили 17%. Российские компании скоро превратятся в “ходячих мертвецов”: они будут добывать нефть, которая не приносит прибыли... Это связано с исчерпанием старых месторождений и ростом издержек на добычу на новых месторождениях, что повышает уровень содержания воды в скважинах. Компаниям приходится тратить больше на энергию и нести другие затраты, чтобы просто поддерживать добычу на текущем уровне. Если сейчас уровень содержания воды составляет 85,4%, то увеличение его на 1 п.п. приводит к росту издержек на добычу на 7%. Как только уровень доходит до 90%, рост издержек резко ускоряется... При этом российские компании при разработке месторождений по традиции ориентируются не на предполагаемую окупаемость, а на объемы добычи. В секторе в последнее время было несколько сделок по консолидации, а значит, компании не откажутся от этого

²⁵ Заседание Государственного совета о мерах по повышению эффективности бюджетных расходов, 4 октября 2013 года. – URL: <http://www.kremlin.ru/events/president/news/19359>.

подхода – именно объемы добычи заложены в цену этих сделок. Сейчас компании пытаются применять новые технологии, чтобы продлить жизнь месторождений. Но это тоже приводит к росту издержек. Это поможет выполнить политическую цель – в будущем увеличить уровень добычи, но ударит по прибыли и доходу акционеров. Если эти тенденции продолжатся, то российские компании начнут терять деньги на старых месторождениях нефти уже в 2018 г., полагают эксперты. Кроме того, добыча нефти перемещается в Восточную Сибирь и на Север. Но для этого нужно строить дополнительную инфраструктуру. Инфраструктуру строит Транснефть, а это значит, что тарифы на транспортировку нефти растут. Между тем за первые три квартала 2013 г. рост издержек при добыче нефти резко ускорился. В среднем темпы роста составили 16,9% против средних темпов роста в 9,7% за последние четыре года»²⁶.

Итак, в целом можно констатировать, что в преобразованиях нефтегазового сектора в плане формирования рамок для его функционирования в условиях меняющейся ресурсной базы и тем более волатильных цен на внешних рынках мы пока прошли только половину пути. Создана определенная организационная структура, государство, явно или неявно, определилось со своим отношением к участию в нефтегазовом секторе (доля компаний с государственным участием в добыче нефти уже превышает 50%), подходы к регулированию и применяемые механизмы носят преимущественно фискальный характер и настраиваются «в ручном режиме». Все это сильно искажает действительную экономическую картину и затрудняет оценку реальной экономической эффективности.

Нередко имеют место попытки адаптации модели 1990-х годов к сильно изменившимся внешним (см. Главу 1) и внутренним (см. следующий раздел) условиям функционирования нефтегазового сектора. Образовалась классическая, по определению академика В.М. Полтеровича, «институциональная ловушка» [Полтерович, 2007], которая породила необычный феномен – обратную экономию от масштаба. В то же время экономика России во все большей степени зависит от доходов от нефтегазового сектора. Уверенность в наличии такого крупного, администрируемого и относительно легко (в краткосрочном плане) «мобилизуемого» источника бюджетных поступлений является препятствием для продвижения по пути дальнейших преобразований в том направлении, о котором мы сказа-

²⁶ Аналитики: добыча нефти в Западной Сибири станет убыточной уже к 2018 г. – URL: <http://newsru.com/finance/10dec2013/ruoilzombies.html>.

ли в начале данного раздела. Тем не менее теперь уже «природа берет свое»: источники ресурсов углеводородов стремительно меняются и напоминают о себе неуклонным ростом издержек и все нарастающим комом проблем, требующих решения.

3.3. ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ: ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА, ОСВОЕНИЕ, НОВЫЕ ПРОЕКТЫ

Возможности развития добычи углеводородов, как и любых других полезных ископаемых, определяются тем естественным потенциалом, которым обладают недра той или иной территории, той или иной страны. В свою очередь, на каждый момент времени потенциал делится на три основные части (в разное время – в разной пропорции): *осваиваемый* (т.е. объекты и месторождения, которые находятся в разработке), *подготавливаемый к освоению* (структуры и объекты, которые находятся на стадии разведки и оценки), *изучаемый* (территории, на которых проводятся работы научно-исследовательского и поискового характера). Разделение процесса освоения минерально-ресурсного потенциала на этапы, включающие его изучение, подготовку к освоению и собственно освоение, и создание стройной системы перехода от одного этапа к другому – важнейшая особенность схемы освоения минерально-сырьевых ресурсов в плановой экономике. Именно системность позволила добиться столь впечатляющих результатов в обеспеченности ресурсной базой, с которыми Россия вступила в «штормовые» 1990-е годы.

Подход, который был реализован при подготовке ресурсной базы в рамках централизованного планирования и управления, имеет и сильные, и слабые стороны. К числу сильных сторон, несомненно, относятся последовательность и четкость организации всей цепочки движения минеральных ресурсов: от работ поискового характера до завершения функционирования горных объектов (и здесь также видна динамика движения ресурсов и запасов по мере повышения степени изученности и пропорции распределения усилий и получения результатов).

К слабым сторонам следует отнести сложность соблюдения стадийности по мере нарастания степени зрелости ресурсной базы (особенно это видно на примере залежей углеводородов нетрадиционного типа в освоенных районах, а также в случае кардинального изменения институциональной среды и условий освоения

ресурсов). Для современной экономики становятся все более характерными не линейные процессы взаимодействия хозяйствующих субъектов, а сетевые, распределенно-модульные и основанные на множестве прямых и обратных связей в ходе изучения недр и освоения природных ресурсов. Последнее в большей степени справедливо для уже освоенных регионов и тех, которые близки к этой стадии. Традиционному подходу тоже есть место, прежде всего в случае новых провинций, и особенно шельфа Арктики.

Для ресурсного потенциала свойственно, с одной стороны, резкое снижение качественных характеристик освоения традиционных залежей углеводородов, ранее введенных в процесс освоения и разработки. С другой стороны, его отличает и весьма низкий уровень извлечения начальных ресурсов: коэффициент извлечения нефти неуклонно уменьшается и уже приблизился к критически допустимой величине – в среднем около 0,35 доли единицы (а по новым объектам – 0,27 и ниже).

Все это весьма отчетливо видно на примере основного нефтедобывающего региона страны – Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (рис. 23). О состоянии ресурсной базы округа весьма красноречиво свидетельствует анализ, сделанный специалистами Научно-аналитического центра правительства ХМАО (НАЦРН им. В.И. Шпильмана):

«Из всех открытых месторождений разрабатывается 246, еще 186 месторождений с промышленными извлекаемыми запасами в объеме 376 млн т не введены в разработку... 125 месторождений с суммарными запасами 41 млн т даже при вводе их в разработку не смогут дать (в сумме) более 500 тыс. т нефти... Учитывая высокую себестоимость добычи на мелких месторождениях, их ввод в разработку без государственных льгот маловероятен.

...Выработка запасов промышленных категорий по округу на 01.01.13 составила 58,7%. Текущий КИН равен 0,22 долей единицы. Наибольший рост добычи приходился на 2000–2006 гг. Большую роль в увеличении добычи нефти в этот период сыграло уплотнение эксплуатационной сетки скважин – как путем разбуривания разведанных запасов, так и путем бурения горизонтальных скважин, боковых стволов и проведения ГРП. Рост уровней годовой добычи во многом обеспечил стабильный рост объемов эксплуатационного бурения в округе с 3,7 млн м в 1999 г. до 13,7 млн м в 2012 г. С 2008 г. рост добычи прекратился. К 2012 г. темпы снижения добычи уменьшились с 2,2% в 2009 г. до 1,2% в 2012 г.

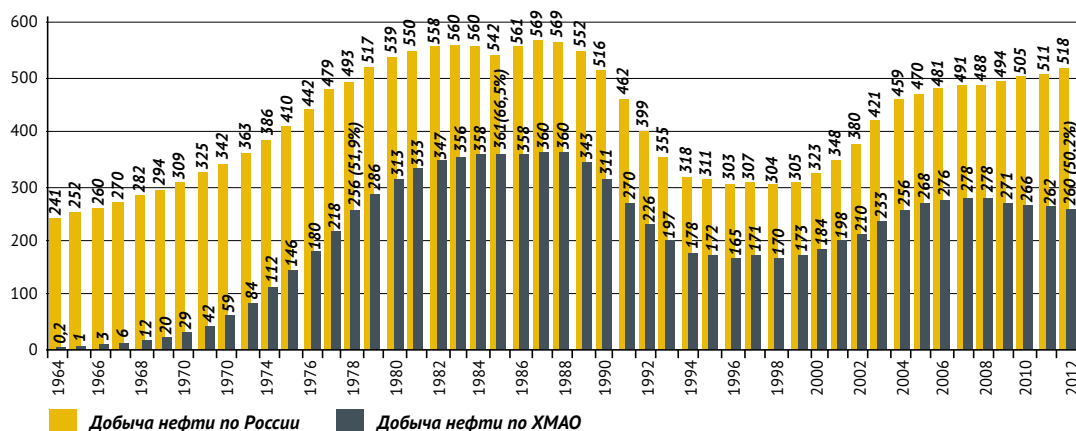


Рис. 23. Динамика годовой добычи нефти по России и ХМАО – Югре в 1964–2012 гг.

Источник: [Шпильман, Толстолюкин, 2013]

...При сохранении сложившихся условий разработки стоящие на балансе привлекаемые запасы округа не будут полностью добыты... Несмотря на рост объемов бурения происходит снижение средних дебитов по нефти, что свидетельствует об ухудшении качества разрабатываемых месторождений... Дебиты скважин по нефти за период 2005–2012 гг. снизились с 14,3 т в сутки до 11,1 т, в том числе по новым скважинам уменьшились с 47 т в сутки до 31,1 т... С дебитами меньше 5 т в сутки работали 30 тыс. скважин (42%). ...Обводненность продукции скважин за 14 лет выросла на 5,1% и составила 88,4%. Действующий эксплуатационный фонд скважин округа непрерывно растет. С 2005 г. по 2012 г. он вырос на 24 тыс. скважин. Коэффициент его использования за этот период увеличился с 78% до 86,3%. Неработающий фонд с 2005 г. несколько снизился и стабилизировался на уровне 30–31 тыс. скважин. По разным причинам восстановить весь бездействующий фонд не представляется возможным, но вполне закономерно вернуть в строй действующих 10–15 тыс. скважин с добычным потенциалом 12–18 млн т в год.

...Считается, что выработка запасов производится по очагово-избирательной системе, которая, по существу, подразумевает отсутствие какой-либо системы. В настоящее время средняя плотность сетки на нефтяных месторождениях Югры составляет 35 га/скв., при этом средняя плотность в ОАО «Сургутнефтегаз» менее 20 га/скв., что обеспечивает возможность дополнительной добычи при более бедной ресурсной базе. ...Инновационные прорывные технологии должны обладать

высокой наукоемкостью и давать ощутимый эффект, выражающийся в значительном приросте запасов... Создание технологии разработки баженовских отложений (т.н. русских сланцев) может коренным образом решить проблему сырьевого обеспечения добычи нефти в ХМАО – Югре. Однако проблема эта весьма сложная, трудоемкая и не может быть решена отдельными, даже крупными компаниями без участия государства и объединения усилий всех заинтересованных в ее успешном решении... Традиционные технологии снижают свои возможности для роста добычи, поэтому нужны новые, основанные на глубоких фундаментальных исследованиях». [Шпильман, Толстолыкин, 2013].

Тем временем резерв нераспределенных месторождений, которые дали бы возможность переломить складывающуюся тенденцию, практически отсутствует. В 2013 г. Федеральное агентство по недропользованию рассекретило информацию по запасам нефти. В нераспределенном фонде России осталось три месторождения и около 885 млн т извлекаемых запасов. Не так давно в фонде было 614 месторождений с совокупными извлекаемыми запасами 884,7 млн т – это примерно 3% всех извлекаемых запасов. Сейчас нераспределенными остаются месторождения Ростовцевское (ЯНАО, 61 млн т), Назымское (ХМАО, 43 млн т) и Гавриковское (ХМАО, 40 млн т). Все они расположены на суше. К таким месторождениям могут получить доступ и частные компании, а доступ к шельфовым месторождениям для них затруднен.

Помимо крупных месторождений в нераспределенном фонде остались участки с низкой изученностью (и, соответственно, высокими рисками), участки, примыкающие к разрабатываемым месторождениям, и те, которые удалены от инфраструктуры.

Можно говорить о том, что распределение созданной еще в советское время минерально-сырьевой базы почти закончено, а открытия новых крупных месторождений пока ничто не предвещает. Перспективы открытия новых крупных месторождений связываются с труднодоступными регионами Восточной Сибири, шельфом арктических и дальневосточных морей. Хотя с 2006 г. прирост запасов в России (по категориям А+В+С1) превышает объем добычи, на новые открытия приходится около 80 млн т, остальное – результат переоценки запасов активных месторождений ²⁷.

27 В России осталось три нераспределенных месторождения нефти. – URL: <http://fedpress.ru/news/econom/industry/1377510742-v-rossii-ostalos-tri-neraspredelennykh-mestorozhdeniya-nefti>.

Переход от одной новой нефтегазовой провинции к другой с акцентом на открытие новых сверхкрупных месторождений сформировал определенную стратегию проведения поисково-разведочных и геологоразведочных работ на нефть и газ, которой следовали на протяжении почти 80 лет истории СССР и современной России. К сожалению, дальнейшему продвижению по этому пути помешали «естественные препятствия»: в Восточной Сибири пока не обнаружено месторождений нефти, даже близко сопоставимых с месторождениями-гигантами Урало-Поволжья и тем более Западной Сибири. И Талаканское (124 млн т C1+C2), и Верхнечонское (202 млн т), и Среднеботуобинское (извлекаемые запасы оцениваются в 134 млн т нефти и газового конденсата и 155 млрд куб. м газа) месторождения, несомненно, крупные объекты (относимые к участкам недр федерального значения), однако их запасы не позволяют рассчитывать на «помощь природы» в реализации подхода, основанного на действии фактора экономии от масштаба. В то же время, следуя ранее оправдавшему себя подходу, государство значительную часть средств, предназначенных для финансирования поисково-разведочных работ, направляет в Восточную Сибирь и на Дальний Восток. Между тем эффективнее была бы стратегия, основанная на более равномерном распределении бюджетных средств между освоенными и новыми территориями, между традиционными и нетрадиционными залежами и типами объектов.

Все еще значителен потенциал Западной Сибири (табл. 7). Как отмечают И. Шпуров и Я. Роженас [2013], «переоценка ресурсной базы России, выполненная группой институтов Роснедр под руководством ВНИГНИ в 2012 г., показала, что перспективы у Западной Сибири еще очень велики: объем не опоскованных ресурсов составляет 50% всего потенциала страны. В Западной Сибири открыто 747 месторождений, из которых не разрабатываются 55% с суммарными извлекаемыми запасами нефти по категориям A+B+C1 2,9 млрд т. Подготовлены к промышленной разработке месторождения с запасами в 536 млн т. Тем не менее, в прошлом году начали эксплуатировать всего 10 месторождений. Неосвоенные запасы и ресурсы рассредоточены на большой территории. Их освоение требует больших вложений не только в обустройство, но и в создание региональной инфраструктуры и широкой сети коммуникаций, связывающих новые районы с уже освоенными. При этом месторождения не очень крупные и к тому же содержат трудноизвлекаемые запасы, требующие применения инновационных технологий освоения. Только налоговыми льготами такую задачу не решить» (с. 28).

Таблица 7
Увеличение запасов нефти в Западной Сибири в период 2000–2010 гг.

Источник роста	Прирост начальных извлекаемых запасов, млн т
Новые месторождения	792
Новые залежи месторождений, открытые ранее 2001 г.	1365
Переоценка запасов месторождений, открытых ранее 2001 г.	1244
Переоценка КИН месторождений, открытых ранее 2001 г.	613
Всего	4014

Источник: [Шпуров, Роженас, 2013].

В 2010 г. в Стратегии развития геологической отрасли Правительство РФ декларировало, что предполагается «...обеспечение роста объемов финансирования за счет средств внебюджетных источников вследствие повышения инвестиционной привлекательности геолого-разведочных работ по отношению к достигнутому уровню в 2015 году на 20 процентов, в 2020 году – на 40 процентов, в 2030 году – на 50 процентов»²⁸. Однако несмотря на увеличение финансирования, разработку программ лицензирования для целей поиска и разведки (а сейчас уже рассматривается и подход на основе заявительного принципа доступа к участкам недр) приходится констатировать, что «лицензируем мы хорошо, почти в соответствии с планом, но компании не открывают запасы, не выполняя объем бурения. И отчасти потому, что опасаются вкладывать деньги»²⁹. Актуальность этой оценки сохраняется и сегодня.

Несовершенство системы предоставления недропользователям доступа к недрам государство стремится компенсировать своим прямым участием в погашении части геологических рисков. Это касается параметрического бурения, разбуривания новых горизонтов, финансирования работ поисково-оценочного этапа. В то же

²⁸ с. 32 в Стратегия развития геологической отрасли до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 21 июня 2010 г. № 1039-р. - 37 с. URL://http://www.complexdoc.ru/ntdpdf/532101/strategiya_razvitiya_geologicheskoi_otrasli_do_2030_goda.pdf

²⁹ Скорлыгина И., Ребров Д., Смирнов Д., Черкасова М. Государство пошло в геологоразведку. Вложения в нее из федерального бюджета удвоятся // Коммерсантъ. – 2007. – 5 окт.

время компании учитывают не только геологические риски, но и риски изменения условий возврата инвестиций, стремятся вести подготовку запасов в зоне разрабатываемых месторождений и не всегда ориентируются на открытие новых залежей и объектов.

Нельзя не отметить и дестимулирующий характер поправок от 29 апреля 2008 г. в Федеральный закон «О недрах», касающихся статуса «участков недр федерального значения» и порядка предоставления прав пользования недрами в случае таких участков (ст. 2.1.). В частности, к участкам недр федерального значения были отнесены участки, «расположенные на территории субъекта Российской Федерации или территориях субъектов Российской Федерации и содержащие на основании сведений государственного баланса запасов полезных ископаемых, начиная с 1 января 2006 г.: извлекаемые запасы нефти от 70 миллионов тонн; запасы газа от 50 миллиардов кубических метров»³⁰. Для этих участков был установлен особый порядок принятия решений³¹. И критерии их отнесения к участкам недр федерального значения, и сама целесообразность данного решения (плохо просчитанного по экономическим и практическим последствиям как для изучения недр, так и для привлечения инвестиций) вызывают много вопросов и свидетельствуют скорее о недостаточном понимании инициаторами внесения этой поправки особенностей оценки ресурсов в современной экономике.

Нельзя не согласиться с А.Е. Наталенко [2013], который отметил, что основания для отнесения месторождений к участкам недр федерального значения во многих случаях являются «абсолютно абсурдными» (прежде всего в случае газовых месторождений: вклад месторождений подобного размера и сейчас, и в долгосрочной перспективе исчисляется несколькими процентами).

³⁰ URL: <http://base.garant.ru/10104313/>.

³¹ «Если в процессе геологического изучения недр, осуществляемого, в том числе по совмещенной лицензии, пользователем недр, являющимся юридическим лицом с участием иностранных инвесторов или иностранным инвестором, открыто месторождение полезных ископаемых, по своим характеристикам отвечающее требованиям, установленным частью третьей настоящей статьи, Правительством Российской Федерации может быть принято решение об отказе в предоставлении права пользования участком недр для разведки и добычи полезных ископаемых на данном участке недр федерального значения такому лицу или в случае осуществления геологического изучения недр по совмещенной лицензии решение о прекращении права пользования участком недр для разведки и добычи полезных ископаемых на данном участке недр федерального значения при возникновении угрозы обороне страны и безопасности государства. Порядок принятия таких решений устанавливается Правительством Российской Федерации» (URL: <http://base.garant.ru/10104313/#ixzz39xV83vKo>).

Ситуация с инвестициями в минерально-сырьевой сектор, зависимость доходов бюджета страны от положения дел в нем, как это было неоднократно на протяжении отечественной истории, вновь и вновь побуждает, а точнее, заставляет вносить коррективы в базовое законодательство, основанные на большем прагматизме. Минприроды России в июле 2014 г. после обсуждения состояния подготовки ресурсной базы на заседании Правительства РФ сообщило о том, что «считает целесообразным снятие запрета на получение зарубежными государственными инвесторами доли более 25%, поскольку в любом случае окончательное решение – разрешать такую инвестицию или нет – останется за правительственной комиссией»³². Шагом в этом направлении стало и предложение Минприроды о том, чтобы нефтяные компании, претендующие на шельфовые лицензии, объединялись в консорциумы. Как отметил министр природных ресурсов С.Е. Донской, «консорциум будет создаваться под руководством государства, точнее, будет проводиться предквалификация участников, а государство должно будет их одобрять»³³. При этом прямое участие госкомпаний в таком консорциуме не обязательно.

3.4. ПРЕДПРИНИМАЕМЫЕ ШАГИ: ТРЕБОВАНИЕ МНОГООБРАЗИЯ «БЕРЕТ СВОЕ»?

Постепенно (но очень медленно) предпринимаются шаги по изменению условий доступа к недрам и по монетизации усилий компаний, осуществляющих поисково-разведочные работы, по возврату затраченных на них средств. Так, в экспериментальном порядке Минприроды России рассматривает возможность применения заявочного принципа доступа к недрам, обсуждаются подходы к обороту прав на участки недр, высказываются соображения о необходимости апробации этих новаций в пилотных проектах по освоению залежей трудноизвлекаемых запасов углеводородов (в частности, в Томской области). В качестве основных механизмов стимулирования активности компаний-недропользователей в сфере

³² Инвесторов с Востока нустят на стратегические месторождения. – URL: <http://www.oilcapital.ru/industry/248823.html>.

³³ Цит. по: Старинская Г. Минприроды предлагает разделить шельф между консорциумами. До решения вопроса о либерализации шельфа выдача новых лицензий приостановлена // Ведомости. – 2015. – 21 апр.

поисков и разведки полезных ископаемых Минприроды рассматривает заявительный принцип, гарантии открытия, развитие юниорных компаний и венчурного финансирования, вычеты НДС на геологоразведочные работы, снижение административных барьеров, совершенствование режима участков недр федерального значения [Храмов, 2013].

Нельзя не согласиться и с формируемой практикой реализации пилотных проектов по отработке подходов к организации взаимодействия участников процесса освоения трудноизвлекаемых запасов и применения различных мер стимулирующего характера. Так, например, в марте 2014 г. Томская область и Минприроды России подписали соглашение о создании в регионе федерального опытного полигона по разработке технологий поиска и добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Предполагается, что там «будут отработаны и внедрены технологии, а опыт будет распространяться на другие регионы РФ»³⁴.

Одна из причин не совсем успешного состояния дел в геологоразведке – неоднозначность политики государства в данной сфере. Основное противоречие заключается в том, что в недропользовании продолжают доминировать подходы и процедуры, основанные на публичном (административном) праве, тогда как и условия освоения недр, и тем более условия привлечения инвестиций (средств частных и государственных ВИНК явно недостаточно) настоятельно требуют расширения сферы действия норм, в основе которых лежат гражданско-правовые отношения. Административное право эффективно при наличии высокопродуктивных месторождений и действии фактора экономии от масштаба. По мере исчезновения «естественных предпосылок» для действия административного права должны меняться и нормы, регулирующие весь процесс освоения месторождений и пользования ресурсами недр. Частичные решения и неэффективны, и генерируют ошибочные сигналы для бизнеса (как это имеет место в случае участков недр федерального значения).

Совершенствованию нормативно-правовой базы в сфере недропользования препятствуют доминирующий постулат о ведущей роли крупных нефтегазовых компаний (которая имеет место, как мы не раз показали на страницах этой книги, только на стадии низкой зрелости ресурсной базы), а также неуправляемые риски снижения доходов государственного бюджета. Принципиальный вопрос –

34 URL: <http://tomsk.gov.ru/ru/ekonomika/nedropolzovanie-i-tek/>.

о равенстве перед законом всех хозяйствующих субъектов вне зависимости от степени участия в их активах государства либо той или иной влиятельной на данный момент финансово-промышленной группы.

Однако представление о равенстве перед законом не должно носить примитивный и упрощенный характер. Наиболее яркое подтверждение тому, что необходимо избегать такого упрощения, – преимущественное предоставление прав на пользование недрами в целях добычи только на аукционной основе [Шафраник, Крюков, 1997]. В результате действия «антикоррупционного» аукционного принципа предоставления прав на пользование недрами основное количество лицензий оказалось в руках крупнейших компаний (что позволило им в дальнейшем активно заниматься «оптимизацией» освоения портфеля месторождений и практиковать выборочную отработку месторождений). Такой подход был продиктован стремлением к «простоте» и «антикоррупционности», а также плановыми заданиями Минприроды по зарабатыванию средств.

За период с 2004 по 2007 г. на аукционах по продаже лицензий на недропользование государство заработало 160,3 млрд руб., из них 46,6 млрд – только в 2007 г.³⁵ Тем самым средства недропользователей уменьшились на соответствующую сумму. К тому же закрылась возможность входа в сектор для тех компаний, которые имеют знания и опыт, но не располагают достаточными средствами. Как результат – еще большая монополизация сектора и еще один фактор роста издержек. Важнейшее следствие – неуклонное снижение интереса недропользователей (как действующих, так и, что особенно печально, потенциальных) к инвестированию не только в геологоразведку, но также в освоение и разработку месторождений. Все это находится в явном противоречии с динамикой ресурсной базы (рис. 24).

О важности изменений в сфере геологоразведочных работ говорит, например, то, что только в течение 2014 г. Правительство РФ дважды рассматривало проблемы, с ними связанные. В апреле была утверждена государственная программа «Воспроизводство и использование природных ресурсов»³⁶, а в июле на заседании правительства обсуждался вопрос о воспроизводстве минерально-сырьевой

³⁵ См.: Подобедова Л. Недра поглотят 22,6 млрд долл. Государство вдвое увеличивает затраты на геологоразведку // РБК-Daily. – 2008. – 28 марта.

³⁶ См.: Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. №322 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации “Воспроизводство и использование природных ресурсов”». – URL: <http://gov.garant.ru/SESSION/PILOT/main.htm>.

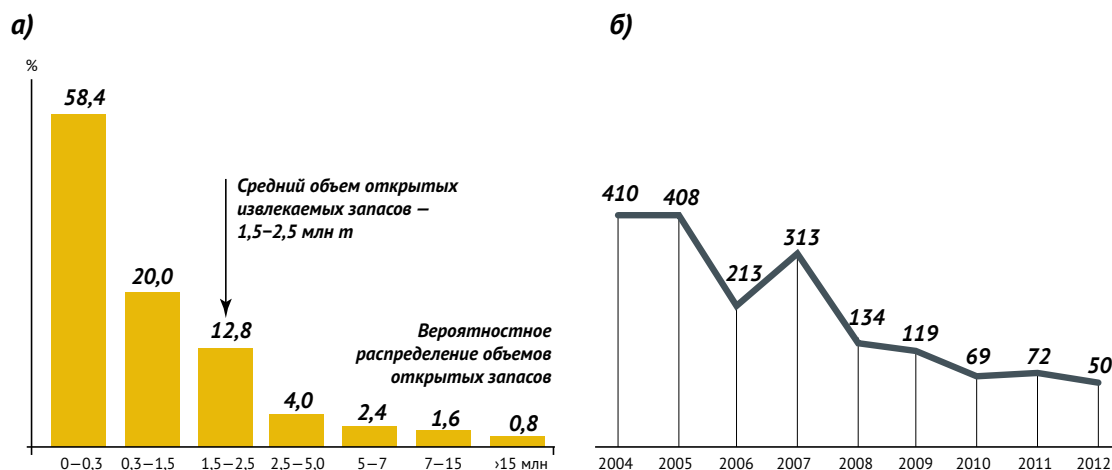


Рис. 24. Распределение объемов запасов открываемых месторождений нефти (а) и динамика реально состоявшихся конкурсов и аукционов на право пользования недрами (б) в 2004–2012 гг.

Источник: [Храмов, 2013]

базы³⁷. К сожалению, ни в том, ни в другом случае формированию благоприятных условий для деятельности компаний-недропользователей, на свой риск осуществляющих финансирование работ по поиску и разведке месторождений нефти и газа, не было уделено достаточного внимания. Основной акцент был сделан на финансировании государством работ по геологическому изучению ресурсного потенциала территории и шельфа страны, а также был затронут «вечный вопрос» об изменении системы налогообложения деятельности компаний-недропользователей (о переходе от системы, основанной на налогообложении валового дохода, к системе, основанной на экономических результатах, прежде всего на прибыли).

В программе «Воспроизводство и использование природных ресурсов» главный акцент сделан на погашении возможных геологических рисков потенциальных недропользователей в новых районах. В этой связи в ней отмечается, что «приоритетными в сфере развития минерально-сырьевой базы определены следующие направления государственной политики: оценка нефтегазового ресурсного потенциала и его локализация в пределах Восточно-Сибирской, Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций и континентального шельфа Российской Федерации, в том числе с целью обеспечения ресурсной базы нефтепровода «Восточная

³⁷ Заседание Правительства (2014 год, №26), 10 июля 2014. – URL: <http://government.ru/meetings/13674>.

Сибирь – Тихий океан”; выявление новых зон нефтегазоаккумуляции и новых нефтегазоносных горизонтов в добывающих регионах, освоение шельфовых месторождений и трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья»³⁸.

Здесь мы вновь сталкиваемся с уже затронутым ранее сюжетом – с «забеганием вперед» и не совсем точной оценкой состояния и особенностей ведения геологоразведочных работ. Российские крупные компании не занимаются геологоразведочными работами в объемах, принятых в современном нефтегазовом секторе (сравним соотношение расходов на ГРП и суточной добычи в некоторых компаниях мира – рис. 25), в то время как средние и, скорее, юниорные компании не готовы принимать риски проведения ГРП по причинам, прежде всего, негеологического свойства (невозможность монетизации результатов, необоснованно высокие издержки доступа в районы работ, невозможность привлечения венчурного капитала и вообще капитала из других «специализированных» источников, например с «юниорных» бирж и из «профильных» банков).

Поэтому на заседании Правительства РФ 10 июля 2014 г. министр природных ресурсов вынужден был констатировать следующее: «В прошлом году объемы государственных инвестиций составили свыше 32 млрд руб., а за весь срок реализации госпрограммы государство вложит в геологоразведку около 329 млрд руб. Также увеличились инвестиции и из внебюджетных источников. В прошлом году они составили около 240 млрд руб. Это, без сомнения, закрывает наши текущие потребности, но следует иметь в виду, что наши недропользователи отправляют на воспроизводство запасов значительно меньшую долю выручки от разработки месторождений, чем их зарубежные коллеги, что в долгосрочной перспективе создает риски... Без новых открытий невозможно в полной мере на долгосрочную перспективу заместить неизбежное истощение тех 10% крупных и уникальных месторождений, которые дают нам 85% добычи нефти и газа»³⁹. Также было не без сожаления отмечено, что 80% прироста запасов недропользователи обеспечивают в рамках процесса доизучения и пересчета запасов по разрабатываемым объектам и месторождениям.

В целом, по данным Минприроды, почти 60% выставляемых лицензий на проведение поисково-разведочных работ не находят владельцев, а число лицензий, которые таковых находят, неуклонно сокращается. Все это происходит на фоне

38 URL: <http://gov.garant.ru/SESSION/PILOT/main.htm>.

39 URL: <http://government.ru/meetings/13674>.

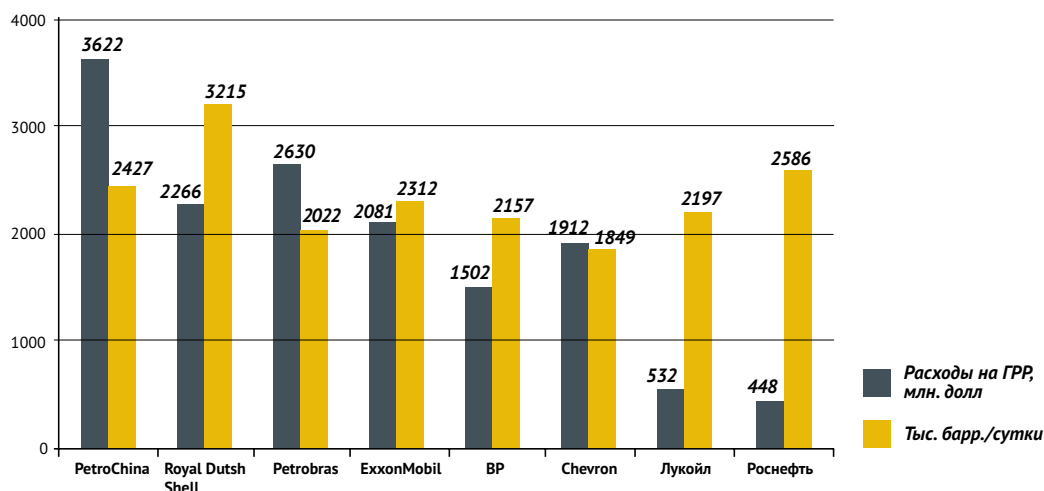


Рис. 25. Соотношение расходов на геологоразведочные работы и суточной добычи по ряду компаний мира в 2010 г.

Источник: [Налоговое стимулирование..., 2012]

ситуации, когда «локомотивная роль разработки крупных месторождений на востоке страны заметно и вполне предсказуемо снижается. За 2013 г. даже самый динамичный проект разработки Ванкора дал прибавку уже только на 17,7%» [Мещерин, 2014б, с 32.].

Нам представляется, что все отмеченные пути, меры и предложения имеют право на существование. Однако они дополняют, развивают и как-то уточняют ту картину, которая сложилась в результате многочисленных договоренностей, компромиссов и осознания необходимости поддержания социально-экономической стабильности сегодня. Проблема заключается в том, что мы застряли на этапе формирования более общего взгляда на развитие нефтегазового сектора – на то, как и какие задачи в социально-экономическом развитии страны он может и должен решать (см. Главу 4). Также трудно дается понимание того, что нефтегазовый сектор – очень динамичная часть экономики.

В концептуальном плане вопрос состоит в том, как привнести динамику в развитие нефтегазового сектора. Речь идет вовсе не только об объемах финансирования во времени или объемах добычи и метрах проходки (о чем, к сожалению, очень много говорится в документах стратегического характера, таких как различные версии Энергетической стратегии России). Прежде всего имеются в виду сменяемость ролевых функций различных компаний (по мере изменения характеристик ресурсной базы), сменяемость собственников компаний, сменяемость форм

реализации проектов и подходов к ней.

Ситуация, при которой меняется ресурсная база, трансформируется мировой нефтегазовый сектор, а вся совокупность условий функционирования и развития отечественного нефтегазового сектора остается неизменной, – один из признаков утраты его устойчивости в недалеком будущем. Среди ключевых элементов привнесения динамики в развитие сектора – обеспечение сменяемости ролевых функций различных компаний на разных стадиях зрелости ресурсной базы и при различной роли нетрадиционных источников углеводородов в достижении требуемых уровней добычи. Решение этой задачи тесно связано с развитием инвестиционного потенциала отечественных финансовых институтов. В настоящее время роль данных организаций более чем скромная – краткосрочное кредитование. Российский фондовый рынок не располагает потенциалом для увеличения финансирования реализации проектов в нефтегазовом секторе.

В то же самое время в мире (особенно, конечно, в США и Канаде, для которых также характерна высокая степень зрелости ресурсной базы) наличие разнообразных источников финансирования и, соответственно, различных финансовых потоков значительно расширяет спектр возможностей в отношении реализации проектов в нефтегазовом секторе. Как отдельные физические лица, так и компании имеют доступ к финансированию и при приобретении прав собственности на участки или блоки недр, и при их освоении. В ситуации, когда существует значительное число потенциальных участников процесса освоения разных месторождений, существенно повышается вероятность того, что обладатель участка недр (или права пользования) будет в итоге эффективным его владельцем.

В США динамика развития нефтегазового сектора обеспечивается не только за счет фондового рынка, но также за счет кредитования на основе принципа *Reserve-Based Lending* – под запасы углеводородов. Этот подход детализирован и реализован в практике многих банков и финансовых институтов. Отправная идея заключается в том, что ресурсы и запасы углеводородов имеют залоговую ценность – *loan value*. Ключевые условия при данном подходе состоят в следующем:

- заемщик имеет право владения на доказанные, освоенные и разрабатываемые запасы;
- имеются высокопрофессиональные инженеры, которые могут оценить потенциал добычи в будущем за счет освоения (доосвоения) этих запасов;
- имеется рынок, на котором можно продать добытые полезные ископаемые.

Конечно, самый сложный вопрос (в России до настоящего времени так и не решенный) – это вопрос о том, кого можно считать «лучшим собственником» для определенного участка недр с определенными запасами. Вполне очевидно, что лучший собственник актива тот, который обеспечивает его максимальную стоимость (ценность) в сложившихся условиях. При этом важно учитывать, что каждый собственник имеет свои сильные стороны. Это означает, что он может:

- на определенной стадии освоения запасов работать с ними гораздо лучше по сравнению с другими собственниками;
- на каждой стадии освоения месторождения работать гораздо более эффективно с экономической точки зрения, т.е. с меньшими издержками;
- находить новые возможности в применении известных технологий и подходы к их применению с учетом условий и спецификой провинции и месторождения, и типа залежи;
- обеспечивать экономически эффективный период разработки месторождения гораздо дольше, чем другие участники.

Важнейший фактор уменьшения рисков и повышения инвестиционной привлекательности – долевое участие (в России это уже осознано в случаях соглашений о разделе продукции и совместных проектов по изучению Арктики и по работе с трудноизвлекаемыми запасами в Западной Сибири). Почему же динамика смены состава собственников по мере освоения месторождения может повышать привлекательность проекта и стимулировать приток инвестиций? Среди основных причин отметим следующие. Во-первых, переход запасов/ресурсов к лучшим собственникам обеспечивает рост ценности (стоимости) данного актива. Во-вторых, при достижении запасами/ресурсами высокой степени зрелости «исторический» собственник, как правило, уже не в состоянии обеспечивать рост ценности (в изменившихся условиях) и приходит время продажи актива новому собственнику – тому, кто может это сделать. В-третьих, когда вероятность успеха становится неочевидной, во многом исключается возможность привлечения даже меньших финансовых ресурсов, чем те, на которые мог рассчитывать прежний владелец.

Среди тех, кто задает динамику развития современного нефтегазового сектора, на равноправной основе должны присутствовать все потенциальные участники:

- крупные компании – и обладающие собственным капиталом, и имеющие доступ на рынки капитала для реализации проектов как на этапе разведки, так и

на этапе разработки месторождений;

- малые и средние компании с опытом реализации проектов. Им, как правило, нужен доступ к капиталу и со стороны кредиторов, и со стороны инвесторов;
- сервисные компании, работающие по контракту и на этой основе получающие доступ к финансовым ресурсам;
- стартап-компании, созданные физическими лицами, которые ранее работали или в крупных компаниях, или в малых, или в сервисных компаниях (имеют опыт и репутацию) и которые испытывают острую потребность в доступе к финансированию своей деятельности.

Изменение условий функционирования и развития нефтегазового сектора России, заключающееся в повышении разнообразия внутренних (естественных) условий реализации проектов, не может осуществляться при доминировании подхода, направленного на действие фактора экономии от масштаба. Социальная отдача от такой модели развития неуклонно снижается. Чтобы изменить ситуацию, требуется не только завершить формирование непротиворечивой системы норм, правил и процедур функционирования сектора, но и привнести в него элементы саморазвития. Ничего другого, кроме создания условий для перехода нефтегазовых ресурсов на каждом этапе их освоения в руки лучшего собственника, в мире пока не найдено. Надежды на открытие сверхгигантских месторождений тем временем постепенно становятся все менее радужными.

A photograph of an oil pumpjack in the foreground, with a refinery or industrial facility in the background at night. The scene is illuminated by warm yellow lights from the facility, contrasting with the dark blue night sky. The pumpjack is a large mechanical structure with a long arm and a bucket-like head. The refinery in the background features various pipes, tanks, and structures, some of which are lit up.

ГЛАВА 4

**МНОГООБРАЗИЕ ВНУТРЕННЕЕ
НЕМЫСЛИМО БЕЗ МНОГООБРАЗИЯ
ВНЕШНЕГО**

ГЛАВА 4 МНОГООБРАЗИЕ ВНУТРЕННЕЕ НЕМЫСЛИМО БЕЗ МНОГООБРАЗИЯ ВНЕШНЕГО

Условия функционирования и развития нефтегазового сектора постоянно меняются. Несмотря на то, что компании, которые стремятся быть «эффективными владельцами» прав на пользование недрами, ищут решения возникающих проблем, изменение условий реализации проектов (как правило, в сторону ухудшения) ведет к ухудшению экономических показателей, прежде всего к увеличению издержек на освоение новых участков и новых месторождений. Эта закономерность наблюдается тогда, когда развитие нефтегазового сектора носит эволюционный характер – медленно изменяются технологии и расширяется применение сложившихся подходов к реализации проектов. В случае же революционных изменений издержки могут не только приостанавливать свой неуклонный рост, но и снижаться (см. Главу 1).

Важнейшее место в стимулировании компаний, чтобы они осваивали более сложные объекты и накапливали опыт, навыки и подходы в работе при меняющихся условиях, занимает, как известно, система налогообложения. При этом компании, работающие в минерально-сырьевом секторе, помимо общих налогов, применяемых во всех сферах экономической деятельности, платят и специальные налоги, источником которых является рента, обусловленная ценовыми, горно-геологическими и географическими факторами.

В России налоги, поступление которых обеспечивает нефтегазовый сектор, критически важны не только для реализации государством общепринятых функций, таких как государственное управление и оборона страны, но и для выполнения им многочисленных социальных, экономических и внешнеполитических обязательств. Поэтому «нефтегазовые» налоги являются важнейшей составляющей тех социально-экономических эффектов, которые обеспечивает данный сектор экономики. Не менее важно и обеспечение занятости не только в нефтегазовом секторе, но и в целом ряде отраслей и сфер деятельности, в которых осуществляются производство, создание техники и технологий, а также их последующее применение. В современной экономике нефтегазовый сектор выполняет, кроме того, роль научно-технического лидера, формируя спрос

на наукоемкую продукцию и на исследования и разработки по ее созданию.

Опыт ряда индустриально развитых стран (Норвегии, Канады, США, Австралии и др.) показывает, что нефтегазовый сектор может служить одним из источников технологического развития всей промышленности страны, а также способствовать значительному повышению качества человеческого капитала в масштабах национальной экономики.

Все, о чем говорилось выше, а именно налоги, развитие смежных отраслей, поставки энергоресурсов и сырья, развитие науки и инноваций, определяет вектор социально-экономических эффектов от деятельности нефтегазового сектора. Но этот вектор формируется не только и не столько под действием рыночных сил и мотивов к наращиванию эффективности компаний нефтегазового сектора, сколько в результате очень кропотливой, тонкой и аккуратной государственной политики.

При формировании данного вектора следует учитывать, что ни одна из его составляющих не действует изолированно и не обеспечивает потенциально возможной социально-экономической отдачи. Изменение одной составляющей требует регулирования значительного числа тесно с ней связанных других. Соответственно, помимо учета имеющихся особенностей взаимодействия различных компонентов вектора, необходимо предвидеть изменение их взаимодействия в будущем (что предполагает высокий уровень профессионализма специалистов, занимающихся его формированием). Для проектов в нефтегазовом секторе, как известно, характерны повышенные геологические риски и весьма длительные сроки реализации. Поэтому меры в области регулирования взаимодействия компонентов вектора и выхода на требуемый уровень социально-экономической отдачи должны заранее анализироваться, просчитываться и затем предприниматься с учетом многих обстоятельств.

Но в России, как нам представляется, в период радикальных экономических преобразований сложился другой стереотип в отношении подхода к созданию системы взаимосвязанных и взаимообусловленных мер в рассматриваемой сфере. В основе сформированного подхода простота (так называемая администрируемость) и предельная прозрачность. В ряде случаев эти критерии выбора подходов к регулированию деятельности нефтегазового сектора стали самоцелью – в ущерб реальным процессам. Односторонний подход не мог не сказаться на значительном недополучении потенциальных социально-экономических эффектов как для сек-

тора, так и для экономики страны в целом. В числе наиболее серьезных упущений – деградация отечественного наукоемкого машиностроения для нужд нефтегазового сектора, а также неготовность к освоению более сложных и менее изученных геологических структур и объектов.

4.1. НАЛОГИ И ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Ключевую роль в создании у нефтегазовых компаний стимулов и предпочтений призвана играть система налогообложения. От того, какой финансовый результат от освоения и разработки того или иного месторождения в меняющихся условиях получает компания-недропользователь, в решающей степени зависит ее желание заниматься этой деятельностью как в настоящее время, так и в будущем. Добыча нефти и газа – непростая «игра с природой», которая сопровождается повышенными геологическими и технологическими рисками. Однако данные риски не являются самой большой бедой и самой большой проблемой, и те, кто профессионально занимается поиском, разведкой и добычей углеводородов, научились многие из них преодолевать (см. Главу 1). Гораздо сложнее обстоит дело с рисками смены правил и условий пользования недрами.

В случае изменения условий пользования недрами, и прежде всего правил налогообложения, кардинально меняется представление об экономических результатах недропользования. Как правило, происходит ужесточение условий налогообложения в сторону увеличения налоговой нагрузки на недропользователей. Особенно часто подобные изменения имеют место в условиях растущих цен на углеводороды. Изменения правил налогообложения и подходов к нему делает проблематичной текущую деятельность не только в сфере разведки и добычи углеводородов, но также в сфере подготовки запасов и, что самое важное, в сфере освоения новых объектов и новых месторождений. Тем самым подрывается основа поступательного развития сектора: утрачиваются навыки, не обновляется оборудование, не создаются новые технические средства. Выход из этой непростой ситуации вполне очевиден. Он состоит в том, чтобы не допускать непредсказуемых и экономически неоправданных изменений в условиях пользования недрами.

Очень трудно следовать этим общим соображениям, особенно в большой стране, в которой государство имеет колоссальные социально-политические обяза-

тельства и которая к тому же находится в процессе очень непростых и болезненных преобразований в экономике и обществе. Относительно просто формировать нормы и правила функционирования нефтегазового сектора, в том числе касающиеся налогообложения, когда он создается «с чистого листа» (в современной истории это примеры Норвегии, Великобритании, Канады и, в значительной мере, Китая). Еще проще – когда роль этого сектора в экономике страны невелика или вообще отсутствует на начальном этапе преобразований. Увы, все гораздо сложнее, когда не только страна находится в процессе трансформации экономики и социальной сферы, но при этом вся остальная экономика или стагнирует, или развивается темпами явно недостаточными для того, чтобы обеспечивать выполнение государством его социальных и политических обязательств. Именно в такой ситуации оказались экономика России и ее нефтегазовый сектор в последнюю четверть XX в.

В силу отмеченных выше общих причин система налогообложения в нефтегазовом секторе за период с начала 1990-х годов претерпела ряд кардинальных изменений. На начальном этапе были попытки поиска компромисса между основными полярными подходами к начислению специальных платежей и налогов в нефтегазовом секторе – между обложением валового дохода и обложением чистого дохода. В том числе была предпринята весьма успешная попытка разработки и применения специального налогового режима на основе соглашений о разделе продукции.

Тем не менее, начиная с 2005 г., в российском нефтегазовом секторе абсолютно доминирует подход, основанный на налогообложении валового дохода. Главное его преимущество – простота и практически нулевые затраты на администрирование данного налога. Основной недостаток – отсутствие учета особенностей освоения и разработки конкретных месторождений. Месторождение в этой системе даже не фигурирует как объект учета и налогообложения.

Альтернативный подход – на основе обложения экономического результата (или прибыли) значительно более сложен в плане администрирования и требует весьма высокой квалификации от тех, кто этим занимается. Главное отличие данного подхода состоит в его очень тесной связи с регулированием процессов освоения и разработки месторождений. При этом в рамках регулирования необходимо обеспечить выполнение двух основных задач: 1) соблюдение технических требований (с точки зрения обеспечения экологической безопасности, использования современных знаний и навыков ведения подобных работ); 2) формирование близ-

ких к реальным показателям стоимости всех видов работ, услуг и применяемого оборудования.

В свою очередь, первая из отмеченных выше задач может решаться по-разному: в русле обязательного соблюдения требований проекта освоения и разработки месторождения или в русле следования прецедентам лучших практик. В первом случае имеем негибкость и постоянное отставание от быстро меняющихся под влиянием научно-технического прогресса подходов к освоению и разработке, во втором – трудность определения и фиксирования в каждый данный момент приемлемых прецедентов лучших практик. Тем не менее в 2014 г. Госдума РФ приняла во втором чтении поправки о внедрении «наилучших существующих технологий» в закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации. Пока эти поправки касаются только экологической стороны применяемых технологий.

Экономический результат применения процедур технического регулирования состоит в наличии обоснованных в рамках определенных видов деятельности и для определенных типов объектов значений удельных затрат на выполняемые виды работ и услуг. Для реализации процедур технического регулирования также необходимо наличие профессиональных (в том числе саморегулируемых) организаций, которые регулярно и ответственно обобщают и делают общедоступной для участников рынка информацию о состоянии освоения объектов природопользования.

Пока мы застряли на стадии контроля за соблюдением требований проектов освоения и разработки месторождений. В середине 2015 г. правительственная комиссия по природопользованию, возглавляемая вице-премьером А.Г. Хлопониным, начала процесс актуализации всех лицензий на недропользование. По данным Минприроды, с 1990-х годов выдано 7,6 тыс. лицензий (в том числе 3,3 тыс. – на разведку и добычу углеводородов). Форма и требования этих лицензий часто не соответствуют ни реальной ситуации, ни нормативам, в них имеется «значительное количество неустраняемых нарушений». Минприроды собирается к концу 2016 г. привести лицензии к единому формату: лицензия плюс технический проект разработки или разведки ¹.

Только при наличии эффективной системы регулирования процессов освоения

¹ См.: Барсуков Ю., Джумайло А. Бизнес возьмут за недра. Комиссия Александра Хлопонина проведет все лицензии. 15.06.2015. – URL: <http://www.kommersant.ru/doc/2746305>.

и разработки месторождений можно говорить о возможности применения системы налогообложения, ориентированной на финансово-экономический результат. Без тесного переплетения деятельности в сферах налогового регулирования и технического и отраслевого регулирования решить эту задачу не представляется возможным (что, собственно, и наблюдается в целом ряде стран мира). Пока в России все основные этапы освоения и разработки месторождений и все основные виды деятельности в нефтегазовом секторе осуществляются под руководством различных ведомств и органов власти. В результате мы вновь наблюдаем специфический отечественный феномен – сведение многообразия к однообразию и потерю на этом значительного потенциала роста социально-экономической отдачи от ресурсов недр в будущем.

Однако жизнь берет свое и заставляет систему, априори неприспособленную к многообразию, как-то его учитывать. Это хорошо видно в решениях, касающихся стимулирования разработок трудноизвлекаемых запасов. Так, 23 июля 2013 г. Президентом РФ был подписан Закон о стимулировании разработки ТРИЗ, подготовленный Минэнерго России совместно с Минфином России. Согласно этому документу, ставки налога на добычу полезных ископаемых дифференцируются в зависимости от показателей проницаемости коллектора, степени выработанности месторождения и размера нефтенасыщенного пласта. По мнению разработчиков закона, «эта мера обеспечит поддержку добычи в уже освоенных регионах на старых месторождениях: в текущем налоговом режиме разработка залежей трудноизвлекаемой нефти, даже находящихся в рамках уже действующих месторождений, экономически нерентабельна (при цене в 100 долл./барр. маржа составляет 3 долл./барр, при этом в США она – 30 долл./барр). По экспертным оценкам, в разработку будет вовлечено порядка 2 млрд т запасов нефти, проведена дополнительная разведка и оценка ТРИЗ в объеме до 22 млрд т (тюменская, баженовская свиты, а также нефть с проницаемостью менее 2 миллиардси). Также ожидается положительный бюджетный и мультипликативный эффект: за весь период разработки ТРИЗ в перспективе до 2032 г. доход государства составит порядка 2 трлн руб. при дополнительной добыче порядка 326 млн т нефти».

Отсрочки по уплате НДС были предоставлены тем компаниям, которые реализуют проекты на шельфе. 30 сентября 2013 г. Президентом РФ был подписан федеральный Закон «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской

Федерации в связи с осуществлением мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования деятельности по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации»².

Практика предоставления льгот по уплате НДС уже имеет весьма длительную историю. Еще в апреле 2008 г. Госдума одобрила в первом чтении четыре налоговых законопроекта, направленных, по замыслу правительства, на реализацию инновационного сценария развития отечественной экономики. Поправки впервые со времени введения НДС повышали с 9 до 15 долл. США цену отсечения, до которой добыча нефти не облагалась налогом. Также предоставлялись налоговые каникулы для месторождений на шельфе и в Восточной Сибири. Нулевая ставка НДС при добыче на шельфе и морском дне будет действовать 10–15 лет, до достижения уровня добычи в 35 млн т. На Ямале и в Тимано-Печорском бассейне срок каникул – семь лет. Эти льготы введены с 2009 г.³

Позиция Минфина России, которая за прошедшие годы была озвучена неоднократно, состоит в том, что действующая с 2005 г. система налогообложения нефтяников является удачной. В то же время есть и понимание того, что подобная система налогообложения нефтяных компаний в перспективе создаст серьезные проблемы. Минфин готов реанимировать законопроект 2001 г. о введении налога на добавленный доход (НДД), однако при условии неснижения налоговых поступлений в бюджет (т.е. без принятия каких-либо рисков в данной сфере). Налог на дополнительный доход от пользования углеводородами даже упоминался в первой части Налогового кодекса РФ – в прежней редакции перечня федеральных налогов. До 2005 г. на введении нового налога настаивал сам Минфин, предлагая его в качестве альтернативы дифференциации НДС. Облагать тогда предлагалось накопленную за время разработки месторождения прибыль, под которой подразумевалась разница между доходами и расходами за весь срок освоения участка. Ставка налога должна была увеличиваться по мере роста добычи сырья и снижаться при ее сокращении. В 2005 г. премьер-министр М.М. Касьянов поддержал точку зрения Минэкономразвития, посчитавшего неправильным введение столь слож-

² См.: Основные результаты работы Минэнерго Российской Федерации в 2013 г. – URL: <http://neftegaz.ru/analysis/view/8193>.

³ См.: Казьмин Д. Льгот будет больше. Ко второму чтению в пакете налоговых поправок станет еще больше льгот для нефтяников. 16.06.2008. – URL: <http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2008/06/16/lgot-budet-bolshe>

ного в администрировании налога (его ставки должны были устанавливаться для каждого лицензионного участка).

Ключевой момент во введении системы налогообложения, более адекватной условиям функционирования нефтегазового сектора, – учет особенностей освоения и разработки каждого лицензионного участка (в России их чуть больше 3 тыс. по сравнению с более чем 50 тыс. только на федеральных землях в США). Учет же особенностей конкретных участков требует формирования действенных процедур технического регулирования, т.е. связан с оценкой приемлемости тех процедур, которые реализует компания-недропользователь. Увы, эта задача также до сих пор ждет эффективного решения.

Еще в 2008 г. отмечалось, что «реформа техрегулирования, проводимая Минпром с 2000 г., подошла к своему естественному завершению – возврату к советской модели национальных стандартов, или ГОСТов. Глава Ростехрегулирования заявил о намерении разработать проект закона “О стандартизации”, регламентирующего порядок разработки и утверждения национальных стандартов»⁴. Реформа техрегулирования началась с принятия в 2002 г. закона «О техрегулировании» и предполагала замену около 170 тыс. ГОСТов несколькими сотнями техрегламентов, регулирующих только вопросы безопасности продукции и процессы производства. Национальные стандарты закон «О техрегулировании» не отменил, но сделал сертификацию добровольной. Предполагалось, что освобождение предприятий от устаревших стандартов сделает их более конкурентоспособными. Однако этого не произошло.

Система технического регулирования, действующая сегодня в России, направлена на обеспечение производственной и экологической безопасности. В то же время опыт ведущих нефте- и газодобывающих стран показывает, что помимо этого система технического регулирования предполагает наличие как обязательных, так и рекомендательных требований к техническому оснащению промыслов. Тем самым она выполняет важную роль в стимулировании применения компаниями наилучших из доступных на данный момент времени технологий. Такая практика положительно сказывается на эффективности разработки месторождения в части повышения общего объема извлекаемых ресурсов и в целом обеспечения рациональности разработки.

Техническое регулирование – не только и не столько способ «принуждения» компаний к применению современных апробированных технических реше-

⁴ Гудков А. Ростехрегулирование исполнит советские стандарты. России предлагают вернуться к ГОСТам // *Коммерсантъ*. – 2008. – 11 апр.

ний, но и инструмент реализации научно-технической политики в целом. В США, например, вопросы, связанные с осуществлением политики в области технического регулирования, находятся в ведении специальной комиссии при президенте страны. Не вызывает сомнения то, что могут быть реализованы различные подходы к формированию системы технического регулирования в нефтегазовом секторе. Это одно из направлений привнесения многообразия (с целью повышения социально-экономической отдачи от освоения участков недр) и, пожалуй, основное здесь – учет особенностей деятельности всех участников процесса разведки, освоения и разработки нефтегазовых ресурсов, а также непротиворечивое разделение функций и полномочий регулирующих органов исполнительной власти.

Главное отличие системы технического регулирования, применяемой в нефтегазовом секторе России, от зарубежных систем заключается в ее директивном, предписывающем характере. Ведущие нефтегазовые страны отдают предпочтение принципу использования лучших практик (*best practices*). Подобный подход характеризуется гораздо большей гибкостью и в то же время конкретностью. В России основные технические решения, касающиеся разработки месторождения и обустройства промысла, закладываются на этапе лицензирования прав пользования участком недр – после утверждения проекта разработки и технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти. В дальнейшем в случае появления более эффективных решений изменение проекта сопряжено с очень сложной процедурой согласований.

Конкретность и большую гибкость технического регулирования, и, в конечном счете, представление близкой к реальности экономической картины (которая позволяет применять налогообложение финансово-экономического результата) обеспечивает и схема взаимоотношений нефтегазового сектора с финансово-кредитной системой. В развитых индустриальных странах сегодня почти никто не реализует сколько-нибудь значимые проекты без привлечения эмиссионных источников финансирования. Финансово-кредитная система и фондовый рынок являются одними из основных участников процесса оценки эффективности реализации того или иного проекта. В России же доминирует заемное финансирование – под объемы добычи будущих периодов, и роль финансово-кредитной системы в оценке эффективности осуществляемых проектов весьма незначительна.

Исторической особенностью российского подхода к формированию системы технического регулирования является акцент на установление обязательных тре-

бований к физическим характеристикам объектов регулирования (толщина стенки трубы, высота сооружения, максимальный люфт и т.д.)⁵, в то время как в мировой практике в качестве целевых показателей используются преимущественно общие характеристики (например, аварийность). Это позволяет компаниям быстрее адаптировать заимствуемую технологию или стимулирует нахождение собственного технического решения без затрат времени и средств на утверждение новых технологий. Видно, что в России доминирует подход, основанный на однообразии конкретных характеристик технологических процессов, тогда как в современной мировой практике – подход, базирующийся на их многообразии.

В США при том колоссальном количестве лицензионных участков, которые находятся в обороте, особое внимание уделяется измерениям технологических процессов освоения месторождений нефти и газа, формированию систем автоматического учета и сбора добытых нефти, газа, попутного газа, а также контролю объемов выбросов попутного нефтяного газа в атмосферу. Государство совместно с региональными органами власти регулярно проводит аудит извлекаемых запасов и динамики нефтеотдачи. При этом компании сами занимаются сбором данных и предоставлением отчетности об основных параметрах добычи. С высокой периодичностью Американский нефтяной институт (American Petroleum Institute, API) публикует так называемые карты лучших практик по определенным технологиям (Guidance / Best Practices) с указанием кода каждого узла, а также со ссылками на стандарт.

В настоящее время в связи с широким применением технологии гидроразрыва пласта и ее модификаций основное внимание органов госрегулирования направлено на поддержку и продвижение экологически безопасных и наиболее эффективных технологических решений в этой области. Для американской системы технического регулирования характерна высокая степень жесткости (но не статичности). При этом данная система отличается и высокой степенью вовлеченности компаний во всевозможные некоммерческие ассоциации и партнерства, ориентированные на передачу и распространение лучших практик. Нельзя не учитывать вклад в работу системы технического регулирования также и финансовых организаций, которые проводят (силами квалифицированных инженеров) свою оценку соответствия практики работы компании лучшим прецедентам. Роль

⁵ См.: Правила разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин. Утв. Государственным Комитетом химической и нефтяной промышленности при Госплане СССР 25 октября 1963 года. – М.: Государственный Комитет нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР, 1963.

финансового сектора в целом весьма значительна как для крупных интегрированных компаний, так и для малых, несмотря на то что проекты малых компаний почти на 28% финансируются за счет собственных источников (private equity) и на 29% – за счет заимствований у частных лиц (private debt) ⁶. Финансовый сектор не только оценивает условия предоставления заемных (или эмиссионных) средств для реализации проектов, но и делает оценку производственного потенциала компании, включая квалификацию и репутацию ее персонала и руководителей. Все это в совокупности обеспечивает высокую конкурентоспособность нефтегазового сектора США и его устойчивый рост.

Канада имеет определенное своеобразие: важнейшую роль в техническом регулировании нефтегазового сектора играют регионы, властные структуры провинций. В Норвегии, так же как и в Великобритании, реализован подход к регулированию на основе полученных результатов. Регламенты содержат малое количество технических требований, вместо этого в них прописаны положения о способах организации промысла и управления его объектами, а также целевые ориентиры (в частности, рост КИН до 60% к 2030 г.). Стоит отметить, что в Норвегии изначально, на этапе становления нефтегазового комплекса применялась практика директивного (предписывающего, проектного) технического регулирования. За последние 20–30 лет идеология значительно изменилась в сторону ориентации на результат ⁷. Компании обладают сравнительно высокой степенью свободы в достижении обязательных целей, в то время как задача государства – контроль соответствия полученных результатов поставленным целям.

В целом, в современной практике техническое регулирование, наряду с политикой в сфере налогообложения, а также обеспечением доступа к недрам, выполняет важную функцию «объективизации» затрат на освоение и разработку месторождений. Без этого применение системы налогообложения, ориентированной на экономический результат, невозможно, и бессмысленно. Оценка эффективности проектов на основе субъективных данных, полученных по принципу «все затраты плюс...», приведет к тому, что финансово-экономический результат будет заведомо ничтожно мал.

⁶ См.: *2012–2013 Profile of Independent Producers / Independent Producers Petroleum Association of America*. 2014. – URL: http://www.ipaa.org/wp-content/uploads/downloads/2014/07/2012-2013_ProfileOfIndependentProducers.pdf.

⁷ См.: *Petroleum Safety Authority Norway, Performance-based supervision*. 2014. – URL: <http://www.ptil.no/performance-based-supervision/category945.html>.

Нельзя не отметить усилия, предпринимаемые в нефтяной промышленности России в рамках так называемого налогового маневра. Суть маневра состоит в повышении НДС и снижении пошлин на нефть и нефтепродукты. При этом сохраняется все тот же «базовый» подход на основе налогообложения валового дохода. По замыслу разработчиков, маневр существенно увеличивает нагрузку на нефтепереработку, зато нагрузка на добычу должна снижаться – но только при цене 100 долл. США за баррель, а если цена ниже 75 долл., то нагрузка, наоборот, растет. Данные Минэнерго России за первое полугодие 2015 г. показали, что при 57 долл. за баррель удельная налоговая нагрузка действительно увеличилась – на 2,9 долл. на тонну. Выручка за вычетом налогов в рублях из-за девальвации несколько увеличилась: при 100 долл. за баррель она составляла 8413 руб. с тонны, при 57 долл. – 9104 руб. При низких ценах на нефть (что и наблюдается, начиная с 2015 года) все положительные следствия введения налогового маневра сходят на нет.

К сожалению, особенности освоения разных месторождений, находящихся в разных условиях и на разных стадиях вовлечения ресурсов углеводородов в оборот, налоговый маневр не учитывает. В основе маневра чисто фискальные показатели, такие как динамика цен на нефть, курсовые соотношения валют, сохранение достигнутого уровня поступлений в государственный бюджет ⁸.

В случае налогового маневра мы вновь наблюдаем стремление к решению чрезвычайно важной проблемы весьма простым, но «эффективным» путем – за счет уточнения и адаптации системы налогообложения, в малой степени отвечающей выполнению задачи освоения все более сложного по своим характеристикам ресурсного потенциала страны. Более того, при использовании подобной системы налогообложения не все объекты вовлекаются в освоение и последующую разработку. При введении все новых и новых льгот и «поправочных коэффициентов» фискально ориентированная система налогообложения утрачивает свое кажуще-

⁸ См.: Папченкова М., Третьяков П. Минэнерго не собирается менять налоговый маневр, несмотря на жалобы Сечина. Девальвация и так помогла нефтяникам. 08.06.2015. – URL: <http://www.vedomosti.ru/economics/articles/2015/06/08/595567-minenergo-ne-sobiraetsya-menyat-nalogovii-manevr-nesmotrya-na-zhalobi-sechina>. См. также: Шаталов С.Д. Об основных направлениях налоговой политики на современном этапе (URL: <http://www.minfin.ru>): «Из общего объема налоговых поступлений примерно одну треть составляют нефтегазовые доходы (НДС и экспортные пошлины). Доля энергетического сектора экономики России велика, и это гарантированный источник доходов, которым надо дорожить. Именно поэтому так много внимания уделяется вопросам налогообложения ТЭКа. В нефтегазовом секторе налоговая нагрузка достаточно высока и в сравнении с тем ВВП, который производится в этом секторе, превосходит 80%».

еся преимущество – простоту администрирования. Изолированные решения дают краткосрочный эффект и никак не соотносятся со все нарастающей сложностью освоения (и доосвоения) ресурсного потенциала страны.

4.2. СЕРВИСНЫЙ СЕКТОР – ОСНОВА РОСТА ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Процесс адаптации нефтегазового сектора России к функционированию в условиях рыночной экономики включает в себя не только изменение формы собственности нефтегазовых компаний, обеспечивающих добычу углеводородов, но и становление новых форм взаимодействия в рамках сектора. К числу важнейших форм взаимодействия, от результативности которых зависит эффективность освоения все более сложных источников сырья, относится взаимодействие между добывающими и нефтесервисными компаниями.

Мировой рынок нефтесервисных услуг – один из наиболее динамично растущих. В 2013 г. объем мирового нефтесервисного рынка вырос на 11% по сравнению с 2012 г. Среди основных причин технологического бума в сервисном сегменте мирового нефтегазового сектора как правило называют такие обстоятельства, как реакция на растущий спрос на энергоресурсы и все большее влияние экологических ограничений. Более прагматичными причинами усиления внимания к научным исследованиям и инновациям в нефтегазовом секторе следует считать повышение эффективности выполняемых работ по всей цепочке от поисков до добычи, требования безопасности и экологичности работ, сокращение издержек.

В 2014 г. 34% нефтегазовых компаний, принявших участие в одном из опросов, отметили, что намерены увеличить расходы на науку и новые разработки по меньшей мере на 10% в предстоящие два года (в данном контексте важны тенденции: очевидно, что в условиях иной ценовой динамики представления о темпах роста расходов поменялись бы). Среди приоритетных направлений эти компании указали использование подводных и дистанционно управляемых комплексов, инновационные решения, позволяющие увеличить время работы и эффективность технологических комплексов, а также применение нанотехнологий для повышения нефтеотдачи на разрабатываемых и новых месторождениях – как морских, так и сухопутных. Важно, что, как показали результаты опроса, значительная часть

национальных нефтяных компаний и компаний с участием государства быстро наращивают расходы на инновации и технологии, особенно по мере того, как эти компании становятся все более глобальными игроками. Радикальные и прорывные инновации являются для них одной из приоритетных целей. Существенно, что нефтегазовые компании во все большей степени развивают различные формы взаимного сотрудничества в рамках реализации научных и технологических проектов. С этой целью они создают партнерства, совместные компании и активно участвуют в капитале стартапов ⁹.

Развитие сотрудничества различных нефтегазовых компаний и их участие в капитале компаний-стартапов – крайне важный момент. Крупные компании не стремятся к поглощению и полной интеграции других участников инновационного процесса, а стремятся формировать портфель венчурных активов, который может обеспечить прорыв в той или иной области. Так, например, эта сторона деятельности компании Shell по состоянию на начало 2015 г. характеризуется следующими особенностями:

- первый нефтегазовый корпоративный венчурный фонд был создан в 1998 г., а в 2013 г. – второй аналогичный фонд;
- на начало 2015 г. было профинансировано 11 крупных исследовательских проектов;
- основные направления исследований – нефтегазовые технологии, возобновляемые источники энергии и информационные технологии;
- в основе работы компании в указанных направлениях – поддержание баланса между получением прямой отдачи и получением отдачи в будущем;
- компания фокусируется на получении отдачи от новых технологий, прежде всего, в будущем;
- компания присутствует в стартапах только в качестве миноритарного участника;
- компания объединяет усилия с другими компаниями и корпорациями;
- присутствие компании в органах управления (советах директоров) – в качестве руководителей или наблюдателей;
- средний размер начальных инвестиций – от 2 до 5 млн долл. США; всего на проект направлено от 10 до 15 млн долл. ¹⁰

⁹ См.: *New research shows oil and gas R&D spend to increase by 10% in 2015*. 05.05.2014. – URL: <http://www.lr.org/en/energy/news/technology-radar-preliminary-results.aspx>.

¹⁰ Van de Wouw G. *Shell Technology Ventures. Role of Corporate Venture Capital in Oil & Gas: IPAA Presentation*.

Развитие новых технологий (на базе научных исследований) и наличие благоприятной среды (гибкие нормы и правила, доступность капитала и факторов производства высокого качества) в значительной степени способствовали стремительному росту в США добычи «неконвенциональных» углеводородов и сегодня во многом определяют динамику освоения новых, ранее недоступных источников сырья.

Нефтегазовый сервис становится все более наукоемким. Так, например, в США количество сейсморазведочных партий достигло пика в 1981 г. – 8172 партии, к 1999 г. их число составило 1125 партий, а в 2000 г. сократилось до малозаметной величины – 63 партии. Одновременно количество буровых станков уменьшилось с 3970 единиц в 1981 г. до 1862 в 2014 г.¹¹ При этом, как мы отмечали выше, добыча углеводородов росла в течение всего указанного периода стремительными темпами. Таким образом, объем основных фондов, задействованных в поисках, разведке и разработке месторождений, значительно уменьшился, а добыча при этом резко увеличилась за счет результативности выполняемых работ.

Сейсморазведочные работы во все большей степени интегрируются в состав работ, выполняемых при бурении скважин, что отражает стирание грани между поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами. Основная причина в том, что проводить детальные чисто геофизические и поисково-разведочные работы в границах достаточно хорошо изученной геологической формации экономически нецелесообразно. С другой стороны, резко возросла доля горизонтальных скважин (в США – 68%) и стремительно увеличилась производительность при выполнении буровых работ (более чем в пять раз за истекшие 10 лет в пересчете на глубину проходки и в расчете на один буровой станок).

Непосредственное влияние новых технологий и новых знаний проявляется в снижении издержек на освоение и вовлечение в экономический оборот источников сырья. К числу наиболее значимых технологических новшеств, которые способствовали существенному уменьшению удельных затрат на бурение скважин, относятся так называемые гуляющие скважины (*walking rigs*) – мобильные буровые установки.

На рисунке 26 показано изменение показателей эффективности буровых работ в США в период с 2011 по 2015 г. В США общий метраж пробуренных скважин

Jan 29th, 2015. – URL: <http://www.ipaa.org/meetings-events/archived-presentations/#201501IPAATIPRO>.

11 United States Petroleum Statistics. 2014 Data. – URL: <http://www.ipaa.org/economics-analysis-international/economic-reports>.

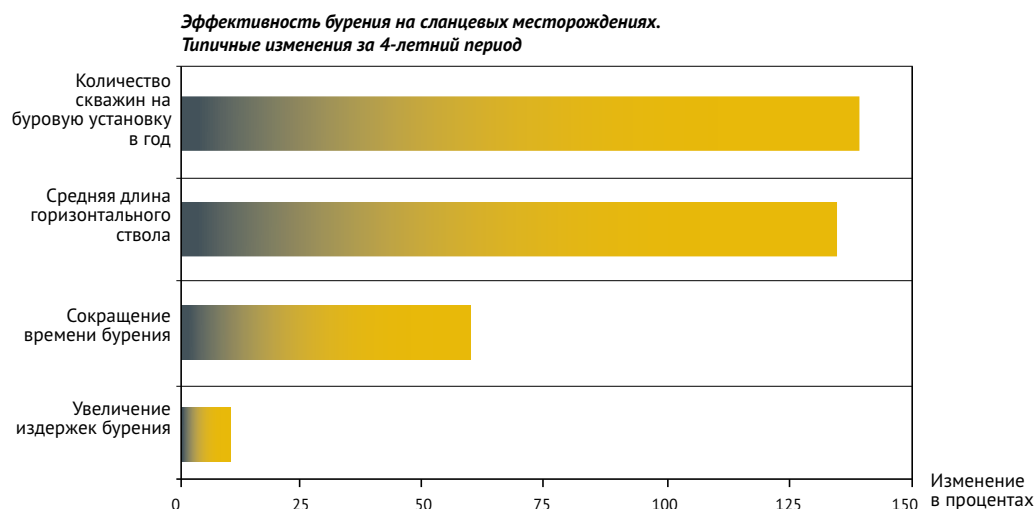


Рис. 26. Динамика показателей эффективности буровых работ в США в 2011–2015 гг.
Изменение кол-ва скважин в расчете на буровой станок в течение года.

Источник: Baker Hughes; Drilling Productivity Report. - URL: <http://www.eia.gov/petroleum/drilling/>

стремительно увеличивается по отношению к численности парка буровых станков. При этом происходит и не менее стремительная замена бурового оборудования на более совершенное (в настоящее время принято выделять три поколения станков, и каждое последующее эффективнее предыдущего).

В России же, как отмечалось на состоявшемся в апреле 2014 г. Круглом столе российских буровых подрядчиков, 60% парка буровых установок эксплуатируется уже более 20 лет, и «несомненно, необходимо существенное увеличение капитальных инвестиций для замены стареющих установок. Простые расчеты показывают, что в последующие 5 лет необходимо примерно по 100 новых буровых установок в год»¹². На этом же Круглом столе было отмечено, что «в 2013 г. в России наблюдалось замедление темпов роста общей проходки. Общая проходка составила 21 млн метров, что на 6% превышало показатель 2012 г. Однако по темпам роста этот показатель снизился, поскольку в 2012 г. прирост составил 9% от 2011 г. Тем не менее, в 2013 г. было пробурено на 45% (расчетный показатель) больше горизонтальных скважин, чем в 2012 г.»¹³. Говоря о произошедших в последние

¹² Технология за Круглым Столом: Российские Буровые Подрядчики. 01.04.2014. – URL: <http://rogtectmagazine.com/ru>.

¹³ Там же.

годы улучшениях в отечественной буровой отрасли и позитивных изменениях, ожидаемых в ближайшем будущем, специалисты российского сервисного сектора заявили, что «в будущем каждая скважина будет являться уникальным продуктом с индивидуальным подходом к технологии строительства»¹⁴, и с этим мнением нельзя не согласиться.

Важнейшая составляющая успешного «противостояния» современного нефтегазового сектора усложнению состава ресурсной базы и условий ее освоения – гибкость (и вновь – многообразие) форм взаимодействия сервисных компаний и компаний, занимающихся разведкой и разработкой объектов, все глубже залегающих и имеющих все менее привычный состав углеводородов. Сервисные компании, обслуживающие различные этапы освоения и разработки месторождений и предоставляющие разнообразные услуги – от научно-аналитических исследований до транспорта добытых углеводородов, могут находиться в самых различных взаимоотношениях с добывающими компаниями. А именно, добывающие компании могут иметь полностью аффилированные с ними сервисные компании (100%-е участие в их капитале), могут быть миноритарными участниками в сервисных компаниях, могут вообще никак не участвовать в собственности компаний, оказывающих производственно-технологические услуги.

В определенном смысле можно говорить об усилении зависимости добывающих компаний от рынков сервисных услуг по мере уменьшения размера компании. Малые компании как правило почти все работы производственного характера осуществляют при помощи сторонних сервисных компаний, средние определенную часть работ выполняют сами, в то время как крупные (с оборотом 1 млрд долл. США и выше) уже многие работы выполняют собственными силами. Так, в США в 2000-е годы в части выполнения буровых работ малые компании на 80% зависели от услуг со стороны, средние – уже только на 60%, а крупные – на 20% и менее¹⁵. Одна из важнейших составляющих успешности бурения и последующего вскрытия пласта (коллектора) – умение использовать нужные химикаты и готовить буровой раствор. В сфере предоставления этого вида услуг показатели очень похожие: малые компании на 40–50% зависят от услуг со стороны, средние – на 20–40%, тогда как крупные компании предпочитают заниматься этим сами.

¹⁴ Там же.

¹⁵ См.: *Exploration Activity*. – URL: <http://www.ipaa.org/economics-analysis-international/industry-statistics/?c=Chart01>.

Особое положение на рынке сервисных услуг занимают компании-гиганты, такие как Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton и др. Они являются глобальными игроками на этом рынке, и масштабность их операций основывается на научных исследованиях и уникальных навыках персонала (особенно в решении нестандартных задач).

Безотносительно того, входят ли сервисные компании в состав добывающих или являются независимыми (включая и наличие статуса глобального игрока), их все отличает весьма важная особенность: подавляющее большинство функционируют в условиях конкуренции и в весьма жестком рыночном окружении. Поэтому цены на услуги этих компаний определяются не их внутренней экономической или финансовой политикой, а складывающимися в каждый момент времени условиями в рамках нефтегазового сектора. Даже тогда, когда сервисное подразделение входит в состав крупной нефтегазовой компании, оценка результатов его деятельности все равно, как правило, осуществляется с учетом ситуации, складывающейся вне компании. В таком случае самая сложная задача – обеспечение роста эффективности операций, выполняемых сервисным подразделением, и сохранение, накопление опыта и уникальных знаний. Одна из важнейших предпосылок для этого – мобильность сервисных подразделений и возможность выполнения ими работ в самых различных районах деятельности крупной компании.

В нашей стране производственные объединения (см. Главу 2) в условиях централизованной системы планирования и управления создавались и развивались как самодостаточные, относительно замкнутые территориально-производственные комплексы. С одной стороны, такой подход к организации производства обеспечивал возможность быстрого роста объемных физических показателей, а с другой стороны, в нефтегазовом секторе он мало способствовал росту эффективности (особенно при переходе района добычи в зрелую или постзрелую стадию).

Наряду с добывающими подразделениями (НГДУ) в состав объединения входили буровые, ремонтные, геофизические и прочие специализированные управления. Как мы отметили выше, такая организационная структура нефтегазового сектора подкреплялась и соответствующими техническими решениями (например, конструкции буровых установок были такими, что было практически невозможно быстро перемещать их на значительные расстояния). Соответственно, и навыки, и знания персонала, как правило, имели локальную привязку: переезд на новое место был сопряжен с необходимостью адаптации к новым условиям, что занима-

ло некоторое время. Все это определяло маломобильный и весьма узкоспециализированный характер технического сервиса.

Ориентация на экономические результаты неизбежно потребовала создания мобильных и хорошо технически оснащенных специализированных компаний. Именно сервисные компании определяют в настоящее время темпы и динамику развития нефтегазового сектора. Более того, наблюдается, как мы отметили ранее, своего рода пересечение (точнее, конвергенция) ведущих сервисных компаний и транснациональных нефтяных компаний: первые становятся все больше транснациональными, тогда как вторые – сервисными.

В России сервисный сектор формировался различными путями: от образования компаний на основе сервисных подразделений, выделенных из состава прежних производственных объединений, до создания новых компаний «с чистого листа». Отечественные компании в целом оказались не готовы к конкуренции с подразделениями ведущих зарубежных компаний, особенно при предоставлении наукоемких или высокотехнологичных услуг. Снижению конкурентных позиций отечественных сервисных компаний на внутреннем рынке в немалой степени способствовало и обращение нефтегазовых компаний за кредитными и финансовыми ресурсами в зарубежные финансовые институты.

Обе отмеченные тенденции сильно уменьшают потенциал нефтегазового сектора в плане усиления его воздействия на технологическую модернизацию и реиндустриализацию российской экономики. И та, и другая тенденция – результат однообразного, узкокоммерчески ориентированного подхода к реорганизации отечественного нефтегазового сектора и решению его проблем.

В настоящее время предоставление специализированных услуг в российском нефтегазовом секторе осуществляется тремя основными группами, выделяемыми по степени их аффилированности с нефтяными компаниями:

- а) специальными подразделениями нефтегазодобывающих предприятий;
 - б) независимыми нефтесервисными компаниями, специализирующимися на каждом конкретном виде работ;
 - в) зарубежными нефтесервисными компаниями.
- Однако говорить о том, что в России имеется развитый рынок нефтесервисных услуг преждевременно.

В системе подрядных работ принимают участие:

- крупнейшие нефтегазовые компании-заказчики;
- генеральные подрядчики, отвечающие за закупки и строительство;

- крупные субподрядчики (строительство трубопроводов, заводов по производству сжиженного природного газа, портов и т.д.);
- средние и мелкие субподрядчики (дорожные работы, сведение леса, поставки материалов, предоставление услуг) [Книжников, Уилсон, 2010].

В России на одну вертикально интегрированную компанию приходится около 300 и более предприятий, оказывающих услуги нефтяного сервиса. Сектор нефтесервисных услуг является одним из основных работодателей в нефтегазодобывающих регионах. В частности, на территории Ханты-Мансийского автономного округа в этом секторе работает 300 компаний, в которых занято более 91 тыс. чел. (больше, чем непосредственно в добыче).

Одна из основных проблем нефтесервисных компаний – финансирование по остаточному принципу и, отсюда, нехватка средств на обновление основных активов, не говоря уже о собственных исследованиях и разработках. В несколько лучшем положении находятся те сервисные предприятия, которые входят в состав вертикально интегрированных компаний, таких как ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Татнефть» и ОАО «Башнефть».

В 2012 г. 44% бурения приходилось на компании с существенной государственной долей (с учетом объемов ТНК-ВР). Большинство государственных и частных компаний успешно работают с внешними подрядчиками, но в России значительную часть бизнеса формируют внутренние подразделения компаний. На долю нефтесервисных услуг, оказываемых компаниями, аффилированными с вертикально интегрированными (Роснефть, Башнефть, Сургутнефтегаз и др.), по состоянию на начало 2015 г. приходится половина отечественного рынка нефтесервисных услуг. Наличие собственных подразделений нефтяного сервиса образует существенные перекосы на нефтесервисном рынке, создаются преференции для своих, их конкурентоспособность искусственно повышается за счет материнских нефтяных компаний. Этот дисбаланс приводит к низкой рентабельности, ограничивающей возможности независимых компаний инвестировать средства в развитие и модернизацию активов, и, как следствие, к снижению общей эффективности нефтесервисов и отставанию отрасли от мировых стандартов.

Тем не менее изменения в лучшую сторону происходят. «С 2001 г. проходка в бурении – без учета поискового – росла темпом 6% в год, однако основной прирост пришелся на период роста добычи в 2006–2012 гг., когда среднегодовые темпы прироста объемов бурения составили 11%. Рост проходки сопровождался ростом

доли горизонтального бурения, которое в 2012 г. выросло до 14% от эксплуатационного бурения. При этом горизонтальное бурение изменилось качественно – в начале 2000-х годов горизонтальные участки скважин составляли 200–400 м, а в настоящее время достигают 1000 м и более. Наклонно-направленное бурение становится все более технологически насыщенным, средние отклонения скважин по горизонтали выросли до 2–3 км от точки бурения... Бурение усложняется не только за счет роста доли горизонтального бурения, но и за счет его качественного изменения» [Атепаева, 2013, с.].

Возникает очень непростая, говоря языком юристов, коллизия: с одной стороны, сервисный сектор необходимо развивать (создавать компании, обновлять производственный аппарат на современной основе), а с другой стороны, отсутствуют источники для финансирования и развития нефтесервисных компаний (чрезмерно высоки ставки по кредитам, крупные компании стремятся к минимизации расходов на услуги и работы в сервисном секторе). Преодоление этой коллизии не представляется возможным без активного участия государства. Причем решение состоит отнюдь не в создании большой компании национального масштаба. Крупная компания может и имеет все основания встать на ноги в процессе развития сервисного сектора.

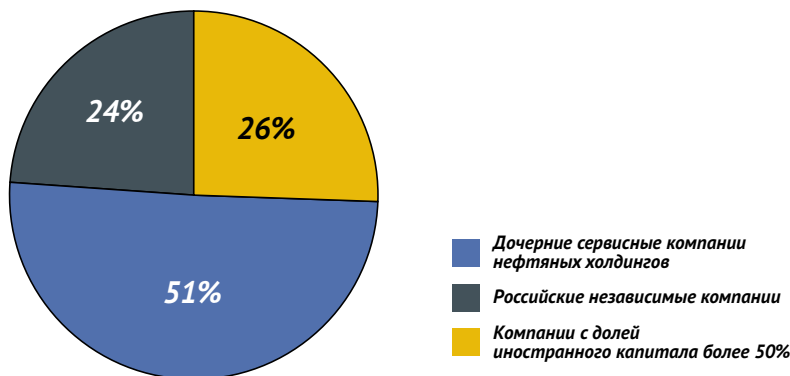


Рис. 27. Структура российского рынка нефтесервисных услуг по состоянию на 2014 г.

К сожалению, в целом в отечественном секторе нефтесервисных услуг наблюдается ускоренная консолидация (рис. 27), что соответствует тенденциям в изменении организационной структуры нефтегазового сектора в целом. Эта консолидация не сопровождается ростом эффективности. Компании без иностранного участия

(дочерние и независимые) проигрывают компаниям с иностранным участием. Причины более высокой конкурентоспособности компаний с иностранным участием были рассмотрены нами выше: это наличие собственных научных исследований и созданных на их основе уникальных технологий, а также опыт работы во многих странах при выполнении самых различных проектов.

Учитывая высокую долю иностранного участия на отечественном нефтесервисном рынке (40%), компания «Роснефть» выступила с предложением по созданию государственного сервисного холдинга ¹⁶. Представляется, что такое прямолинейное решение не окажет позитивного влияния на рост эффективности отечественного нефтесервисного сектора, а скорее, наоборот, приведет к еще большему его отставанию.

Доминирование западных нефтесервисных компаний в нефтегазовом секторе России является следствием упрощенного подхода к реформированию сектора, а также недооценки многообразия факторов и условий, которые обеспечивают не просто определенный уровень добычи углеводородов, но и определенную эффективность этой деятельности. Рынки подрядных работ в условиях низкой мобильности факторов производства, при отсутствии доступа к финансовым ресурсам, а также при отправной территориальной модели организации сектора неизбежно порождают монополизм. Опыт, например, Норвегии показывает, как можно целенаправленно формировать национальный сегмент не только сервисного сектора, но также научного и кадрового его обеспечения [Sasson, Bromgren, 2011].

Емкость российского рынка нефтегазового сервиса оценивается примерно в 15–20 млрд долл. США. На бурение приходится практически половина всего объема нефтесервисных услуг, далее следуют ремонт нефтяных и газовых скважин, сейсморазведка и гидроразрыв пласта. По степени технологичности нефтесервисный сектор можно структурировать следующим образом:

- «нетехнологичный» сегмент, который характеризуется избытком предложения и высоким уровнем ценовой конкуренции;
- «технологичный» сегмент, в котором активно работают многие независимые российские сервисные компании;
- «высокотехнологичный» сегмент, представленный западными компаниями. В этом сегменте цена услуг может быть на порядок выше цен «технологичного»

16 URL: <http://www.kommersant.ru/doc/2411368>.

сегмента из-за высокой маржи, связанной с технологическим и финансовым превосходством над российскими компаниями из «технологичного» сегмента.

Иностранный нефтегазовый сервис демонстрирует стремительное наращивание доли на российском рынке (в том числе за счет поглощения более мелких российских компаний). У зарубежных гигантов есть важное конкурентное преимущество, которое им позволяет (и позволит в перспективе) увеличивать долю рынка, – глобальный характер бизнеса, а значит, и наличие возможностей оптимизации логистики и системы привлечения финансовых ресурсов. Например, компания Shlumberger поглотила ОАО «Петроальянс», ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика», ОАО «Красноярское УГР», ОАО «Геофит» и др.

В числе основных причин отставания российского нефтесервиса низкий уровень инновационной активности (создания собственных технологий и продуктов), а также невысокое качество отечественного оборудования. Поскольку рентабельность у российских нефтесервисных компаний значительно ниже, чем у зарубежных, а также в связи с тем, что у них отсутствует доступ на рынки капитала, они просто не имеют возможности инвестировать достаточные средства в переоснащение парка оборудования.

В целом, проблемы, существующие сегодня в российском нефтесервисе, можно сформулировать следующим образом [Галова, Белоглазова, 2013]:

- устаревание и износ отечественного оборудования;
- замедление темпов разработки новых отечественных технологий;
- высокая конкуренция со стороны западных компаний;
- дефицит источников долгосрочного финансирования;
- отсутствие единой консолидированной позиции по ряду важных для нефтесервисного сегмента вопросов;
- чрезмерная фискальная нагрузка в сегменте «разведка – добыча» и отсюда финансирование нефтесервиса по остаточному принципу;
- отсутствие государственной поддержки участников;
- быстро нарастающие проблемы, связанные с доосвоением запасов традиционных месторождений.

Потенциальные пути решения этих проблем состоят в следующем [Галова, Белоглазова, 2013]:

- снижение налогового бремени при применении новых технологий и новых методов увеличения нефтеотдачи;

- расширение спектра методов стимулирования становления и развития высокотехнологичных компаний;
- поддержка фундаментальных исследований и работ по созданию отечественного оборудования;
- кредитная поддержка в случае реализации планов технического перевооружения;
- расширение круга условий привлечения иностранных партнеров при реализации совместных проектов на право пользования недрами.

Среди подходов к преодолению коллизии, о которой говорилось выше, по мнению профессионального сообщества ¹⁷, можно выделить

- обязательное включение в контракты на строительство скважин инвестиционной составляющей;
- предоставление кредитов на закупку оборудования с низкой процентной ставкой при государственном дотировании. При этом если условие касается только российского оборудования, выигрывали бы и буровой подрядчик, и завод-изготовитель;
- заключение нефтяными компаниями долгосрочных партнерских договоров с буровыми подрядчиками с целью совместного разбуривания стратегических и перспективных месторождений с использованием новых буровых установок с капитальными вложениями на паритетных началах.

Важны все сегменты нефтегазового сервиса. Но критическое значение в настоящее время имеет решение проблем бурового сервиса. Это связано с резким затруднением бурения из-за необходимости вовлечения в разработку сложных пластов малой толщины и с низким коэффициентом проницаемости. Здесь нужно существенно увеличить бурение многоствольных скважин, завершаемое многостадийными гидроразрывами пласта. Однако подобные работы могут выполнять в основном западные подрядчики, так как у российских компаний отсутствуют и необходимые технологии, и опыт. Российскому подрядчику и производителю оборудования достается только малая часть от стоимости этих сверхсложных скважин: отечественное оборудование вовлечено в работу только до горизонтального участка, а все оборудование, используемое далее, западного производства, включая бурильные и обсадные трубы. Однако будущее за этим типом бурения – как на суше, так и на шельфе.

17 См.: *Технология за Круглым Столом: Российские Буровые Подрядчики*.

4.3. ДВИЖЕНИЕ ВПЕРЕД НЕВОЗМОЖНО БЕЗ НАУКИ И НАУКОЕМКОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ

Поток многообразных внешних эффектов от развития нефтегазового сектора формируют не только налоги, рабочие места и технологии. Не менее значимы также наука и машиностроение.

Следует отметить, что в целом для мировой практики весьма характерно усиление внимания к участию страны-собственника природных ресурсов в недрах в получении отдачи и за счет участия в издержках, особенно по мере нарастания степени зрелости ресурсной базы. На отмеченном этапе освоения ресурсной базы не только усложняются поиски, разведка и добыча, так как объекты приложения усилий имеют более сложную геологию, но также стремительно растут издержки и неизбежно, несмотря на высокий уровень цен на углеводороды и продукты их переработки и на внешнем, и на внутреннем рынке, снижается экономическая отдача.

В настоящее время ключевым является не столько вопрос полноты отдельных составляющих мер (налоги, импортозамещение, геологоразведка, наука и подготовка кадров и проч.) по развитию нефтегазового сектора, сколько вопрос обеспечения их взаимосвязи и более тесного взаимодействия. Основу этой траектории составляют знания, умения и стремление многих действующих лиц получать и экономическую, и социально-экономическую отдачу от резко меняющегося по своим качественным характеристикам ресурсного потенциала страны. Вместе с тем мировой опыт, прежде всего опыт индустриально развитых стран (США, Норвегии, Канады) и стран с быстро развивающейся экономикой (в первую очередь Китая и Бразилии), показывает, как создание новых форм взаимодействия нефтегазового сектора с научно-технической и научно-образовательной системами не только позволяет сдерживать негативное влияние ухудшающихся характеристик природных активов, но и дает возможность повернуть эти тенденции вспять.

Так, пример Норвегии интересен тем, что до начала 1970-х годов страна вообще не имела нефтегазового сектора, однако к указанному времени для правительства стала очевидной необходимость его создания. Обязательность использования услуг местных подрядчиков и местных нефтесервисных компаний в период с 1972 по 1994 г. была определена на законодательном уровне. В этот период доля норвежских услуг и норвежского оборудования в общем объеме поставок для нужд нефтегазового сектора страны значительно превышала 90%. В результате был не

только создан отечественный нефтесервисный сектор, но и завоеваны лидирующие позиции в мировом нефтегазовом нефтесервисном сегменте, который связан с освоением и разработкой морских месторождений. Норвегии удалось удачно использовать опыт, накопленный судостроительной промышленностью и промышленностью по производству оборудования для работы в море. Интересно, что для реализации этой политики в 1972 г. в Министерстве промышленности было создано соответствующее подразделение. Причем это подразделение не столько следило за производством отечественного оборудования, сколько представляло интересы отечественных производителей при утверждении проектной документации по освоению и разработке месторождений.¹⁸

В основе развития и нефтесервисного сегмента, и нефтегазового сектора в целом формирование и далее эффективная работа цепочки «наука – машиностроение – практика применения». В мире ни одна нефтегазовая компания не пренебрегает инвестициями в науку – как в фундаментальные исследования (в меньшей степени), так и в прикладные разработки. К сожалению, пока статистика расходов на НИОКР в нефтегазовом секторе России в большей мере свидетельствует об этой сфере деятельности как проблемной. Ведь если в мировом нефтегазовом секторе расходы на исследования и разработки составляют в среднем 1–2 долл. США в расчете на тонну нефти, то в России – от 10 до 30 центов. Как следствие, российские компании получают значительно меньше патентов на изобретения и новшества, не говоря уже об открытиях.

Согласно данным опроса, проведенного в 2013 г., лидером по числу патентов среди российских компаний является Газпром. Его общий перечень насчитывает 1691 патент. Другая ведущая отечественная компания – ЛУКОЙЛ за период с 1996 по 2011 г. зарегистрировала 170 патентов на собственные разработки, и ее перечень насчитывает 200 патентов¹⁹. В то же время «патентный портфель норвежской компании Statoil включает примерно 800 изобретений и 3,5 тыс. патентов и патентных заявок. Ежегодно компания подает 50–100 патентных заявок. Более трети всех НИОКР компании приходится на новые решения в сфере разработки месторождений, еще треть – на решения, применяемые в производственно-сбы-

18 См.: Noreng O. *The Norwegian Experience of Economic Diversification in Relation to Petroleum Industry*. 27.08.2004. – URL: <https://www.ogel.org/article.asp?key=1519>.

19 См.: Арзуманов И. *Креативный нефтекласс*. 11.02.2013. – URL: <http://www.kommersant.ru/doc/2121008>.

товой цепочке. 15% от всего R&D приходится на увеличение нефтеотдачи, еще по 10% – на геологоразведку и разработки в области альтернативной энергетики... Американская компания Chevron, один из мировых лидеров по части инноваций, располагает 37 475 патентами. Большое число разработок Chevron связано с информационными технологиями и нацелено на оптимизацию бизнес-процессов структур, входящих в состав компании... Еще одному лидеру в отношении инноваций... Shell принадлежит более 14 тыс. патентов... Total принадлежит более 14 тыс. патентов»²⁰.

К сожалению, анализ портфеля патентов и перечень исследований, поддерживаемых ведущими российскими нефтегазовыми компаниями, показал их направленность на решение текущих производственно-технических вопросов. Между тем результативность ведущих мировых нефтегазовых компаний обеспечивается их целенаправленной деятельностью по развитию научных исследований и прикладных разработок, ориентированных на перспективу. Компаниями движет не только упомянутое выше стремление к снижению издержек и получению дополнительной прибыли, но и желание обеспечить поступательное развитие своего бизнеса в будущем.

Формы взаимодействия нефтегазовых компаний с наукой и инновационной средой и подходы к его организации чрезвычайно многообразны: от создания собственных исследовательских центров до поддержки лабораторий и отдельных исследователей. Анализ особенностей подобной системы не входит здесь в нашу задачу, однако, как нам представляется, следует обратить внимание на формирование в этой области исходной, отправной системы мер, которая может привести к нужному результату. Наиболее очевидный и уже опробованный путь – реализация так называемых дорожных карт и программ решения определенных научно-технических проблем. Наша страна имеет серьезные традиции применения программного подхода в рамках индустриальной системы – сначала в СССР, а теперь в России. Основная проблема, которая здесь возникает, это достижение соответствия заданных в программах и дорожных картах показателей происходящим на практике процессам. Приведенные соображения особенно важны в связи с нарастанием степени многообразия и сложности той ресурсной базы, для освоения которой необходимо создавать и продвигать новые технологии и новые технические средства, позволяющие решать возникающие в ходе освоения проблемы.

20 Там же.

Казалось бы, в России найден способ, как сочетать нарастание многообразия подходов и средств решения возникающих проблем с необходимостью повышения общего технического и технологического уровня нефтегазового сектора. Этот способ заключается в дополнении программной составляющей целой системой пилотных полигонов по отработке технологий и приобретению умений и навыков в добыче тяжелых и «неконвенциональных» углеводородов. Такие пилотные проекты предполагается реализовать на отдельных участках в Томской области ²¹ и в Ханты-Мансийском автономном округе ²². Однако особенность неконвенциональных залежей и сосредоточенных в них углеводородов состоит в том, что разнообразие условий в этих залежах значительно превышает те, которые могут встретиться в границах подобных пилотных участков. Поэтому, как нам представляется, речь должна идти не только об отдельных программных документах по созданию новых технологий и производству необходимых для этого технических средств, не только о концентрации усилий на отдельных пилотных участках, но и о формировании «правил игры», единых для территории всей страны.

Суть этих правил – приоритетное применение создаваемых технических средств и технологий при реализации проектов освоения залежей углеводородов. Это возможно только в том случае, если отечественные технические средства и технологии не уступают по своим характеристикам и параметрам лучшим зарубежным образцам и подходам. В основе продвижения созданных разработок и найденных решений – подход к освоению и разработке определенной залежи. Такой подход требует расширения рамок политики в сфере недропользования: не столько важен проект разработки залежи (строительства скважины), сколько важны процедуры согласования относительно применения и собственно применение определенных технологий и технических средств.

Неправомерно полагать, что компании из чувства патриотизма повсеместно будут применять отечественные разработки и решения. Особенно это касается промыслового и бурового оборудования и технических средств. В 2011 г. Научно-промышленная ассоциация арматуростроителей провела пилотную экспертную сессию «Эффективность программ импортозамещения в отраслях топливно-энергетического комплекса

21 См.: Материалы совещания «Томская область как полигон отработки эффективного инновационного этапа развития недропользования в Российской Федерации». 5 марта 2014 г. – URL: <http://tomskgov.ru/Nedropolzovanie-i-TYaK>.

22 См.: Баженовский научный полигон. – URL: <http://www.crru.ru/bazhenov.html>.

России»²³. Были опрошены эксперты из числа разработчиков, производителей и потребителей арматур, а также проектировщиков систем, в которых они используются. Подавляющее большинство экспертов сошлись во мнении, что отечественные производители не в состоянии удовлетворить растущий спрос на трубопроводную арматуру, и при этом подчеркнули, что российские производители проигрывают в качестве продукции и не предлагают современных технических решений, а также нарушают сроки выпуска и завышают цену. Немаловажно, что отечественные производители этого оборудования почти не работают с проектировщиками тех систем, где оно используется (в том числе с зарубежными). Было также отмечено, что российскими производителями освоен массовый выпуск типовой продукции, а выпуск наиболее современной высокотехнологичной арматуры так и не начат.

В настоящее время отечественные производители оборудования поставляют преимущественно массовые «ненаукоемкие» изделия. Очевидно, что при таком положении дел нефтегазовый сектор не может в полной мере реализовать свой потенциал генератора спроса на наукоемкую продукцию.

То, что отечественные производители не настроены улучшать продукцию, находится в явном противоречии с динамикой технического прогресса и растущим спросом на наукоемкие изделия. Заказчики, как правило, предпочитают использовать импортное оборудование и прямо указывают производителей в технических заданиях и опросных листах. Особенно велика импортозависимость в отношении поставок контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации. Если производство простейших измерительных приборов в России налажено, то с анализаторами и средствами автоматизации ситуация гораздо хуже, их основная масса импортируется. Прежде всего это касается оборудования для переработки углеводородов – там доля импорта свыше 90%. То же самое отмечается и в поставках вычислительной техники в целом.

Российские нефтесервисные компании используют в основном буровые установки, выпущенные в советский период. Последний массовый выпуск буровых установок в стране был осуществлен в 1987–1991 гг., когда было введено в эксплуатацию более 1000 единиц. В последующие 20 лет буровых установок произведено в три раза меньше. Максимально разрешенный срок эксплуатации бу-

23 URL: http://npa-arm.org/index.php?id=784&Itemid=120&option=com_content&task=view

ровой установки составляет 25 лет, и сегодня происходит их массовое списание. В связи со значительным падением производства этого оборудования в стране и невозможностью разместить заказы на отечественных предприятиях российские компании переориентировались на приобретение китайских буровых установок. Китайские производители нарастили свои производственные мощности и в состоянии быстро поставлять продукцию в требуемых объемах. Сегодня в ряде сегментов российского рынка буровой техники китайское оборудование, например тяжелые и мобильные буровые установки, уже занимает доминирующее положение. При обновлении парка буровых установок с ориентацией на зарубежных поставщиков основная доля заказов на изготовление оборудования уходит китайским или другим производителям. При производстве отечественных буровых установок на минимальном уровне неизбежно будет происходить сокращение количества рабочих мест и продолжится потеря квалифицированных кадров ²⁴.

Опыт 2000-х годов отчетливо показал, что компании, движимые своими экономическими интересами, предпочитают эффективные решения, обеспечивающие быструю отдачу, а именно применение импортной техники и импортного оборудования. В последние 15 лет доля импортного оборудования в нефтегазовом секторе, прежде всего в его высокотехнологичном сегменте – бурении сложных скважин и повышении степени извлечения углеводородов из пласта, превысила все мыслимые пределы и находится в интервале 90–95%. Это с запоздалым сожалением вынуждены констатировать руководители Минпромторга России, отметив, что в среднем «за последние десятилетия отечественные производители снизили свою долю присутствия на рынке российской добычи до 40%» ²⁵. При этом «в наибольшей зависимости от импорта находятся следующие номенклатурные позиции оборудования, технических устройств, комплектующих и услуг для нефтегазового комплекса РФ: оборудование подземное для закачивания скважин с системой селективного управления, парогенераторы и изолированные термостойкие трубы (доля импорта – 95%); ГРП и другие технологии воздействия на продуктивный пласт и призабойную зону (доля импорта – 92%); роторно-управляемые системы, навигационное оборудование определения положения бурового инструмента, оборудование по

24 См.: Ю.К. Шафраник *Нефтегазовый сектор – катализатор модернизации*. - ИТАР-ТАСС, 13 июля 2010 г. – URL: http://www.energystrategy.ru/press-c/source/itar-tass-14.07.10_Shafir.htm

25 Сергей Кононенко: *Минпромторг предлагает существенно увеличить долю российского машиностроения в нефтегазовой отрасли*. 15.07.2015. – URL: <http://aftershock.su/?q=node/321374>.

управлению буровым устройством (доля импорта – 83%); прикладное программное обеспечение (доля импорта – 90%); инженерное программное обеспечение (ПО моделирования) (доля импорта – 90%); промышленное программное обеспечение (АСУ ТП) (доля импорта – 91%); криогенные насосы высокого и низкого давления для перекачки СПГ (доля импорта – 80%); газораздаточные колонки СПГ с коммерческим учетом (доля импорта – 90%); бортовые топливные системы для автотранспортных средств, использующих СПГ в качестве моторного топлива (доля импорта – 90%), а также еще более 50 наименований»²⁶.

Начатая работа по импортозамещению весьма актуальна, но в то же время предпринимаемые усилия более чем запоздали. Только в мае 2015 г. замминистра промышленности и торговли РФ заявил: «Согласно поручению премьер-министра до 1 сентября мы должны определиться по ряду номенклатуры – какое оборудование для нефтегазодобычи является российским, а какое российским не является. Все виды оборудования нужно будет описать с точки зрения того, производятся ли они на территории РФ, и если производятся, то насколько они локализованы. Если в РФ остаются патенты, конструкторская документация и существует какое-то количество техпеределов, это значит, что такое оборудование можно считать российским. После того как мы определимся по видам оборудования – что является российским, а что нет, мы определим ограничения и определенные льготы. Можно, как в автомобилестроении, обязать госкомпанию покупать только российское оборудование. Можно также стимулировать российских производителей»²⁷.

Вне процедур недропользования – формирования условий предоставления прав на пользование недрами, создания гибкой системы мониторинга и учета специфических региональных условий успешно провести подобную кампанию в нефтегазовом секторе вряд ли возможно. Более сложные и специфичные знания об осваиваемых месторождениях и извлекаемых ресурсах невозможно накопить и использовать на практике без повышения роли регионов в решении вопросов функционирования и развития нефтегазового сектора и в формировании условий для получения от него социально-экономической отдачи. Стремление к получению в чистом виде экономической ренты (значительного по размеру чистого дохода, обусловленного, прежде всего, действием так называемого факто-

²⁶ Там же.

²⁷ Минпромторг за лето определится с тем, какое нефтегазовое оборудование считать российским. 22.05.2015. – URL: <http://www.derrick.ru/?f=n&id=21763>.

ра экономии от масштаба) становится скорее исключением и в мире, и в России.

В этой ситуации резко возрастает значение экономической политики, направленной на достижение широкого спектра эффектов от освоения нефтегазовых ресурсов: «Страны, осваивающие месторождения нефти и газа, стремятся к получению максимальных выгод для экономики от освоения и добычи этих истощаемых ресурсов и формируют политику, направленную на достижение данных целей. Решение проблемы участия (в этих выгодах. – *Авт.*) регионов добычи – один из важнейших элементов такой политики, и связано оно с тем, в какой степени добывающий сектор генерирует последующие выгоды (эффекты) для экономики за пределами прямого влияния создаваемой в его рамках добавочной стоимости» [Tordo et al., 2013, p. xi].

При этом мы далеки от мысли и намерения подменять мерами по расширению участия регионов в формировании условий получения социально-экономических эффектов от освоения нефтегазовых ресурсов использование других элементов экономической политики (как на федеральном, так и на региональном уровне). Успех во многом зависит от взаимодействия и взаимосвязи с политикой экономического развития и от согласования с применяемыми в ней инструментами и мерами.

Расширение участия регионов – необходимость, обусловленная стремительным ростом разнообразия и специфичности тех экономических активов, с которыми во все большей степени будет иметь дело нефтегазовый сектор России. Усиление роли регионального уровня при определении форм и установлении рамок повышения социально-экономической отдачи от освоения нефтегазовых ресурсов основывается на учете вопросов экономической эффективности, поощрения конкуренции и формирования эффективной экономики в целом. На региональном уровне гораздо лучше видно, как и какие условия и стимулы для распространения технологических и прочих эффектов в реальном секторе экономики следует создавать и реализовывать. Это касается не только нефтегазового сектора (глобальные тенденции, конечно, лучше видны на федеральном уровне), но и всей экономики региона в целом, включая создание и поддержание адекватного требованиям времени уровня компетенции и квалификации работников, предотвращение возможности необоснованного роста административных расходов (равно как и теневых выплат).

Роль регионов в этих процессах закреплена в принятой в 1993 г. Конституции РФ – в статье 72 о предметах совместного ведения. Увы, в дальнейшем, особенно на рубеже 1990-х и 2000-х годов, действие данного конституционного принципа

было, по существу, приостановлено. Основная причина – непомерные амбиции отдельных региональных лидеров (в частности, губернатора Ненецкого автономного округа), которые в тот период фактически исключили участие Федерации в решении вопросов, касающихся недропользования. Сейчас ситуация иная: нефтегазовый сектор стал другим, значительно вырос уровень квалификации управленческих кадров на местах, пришло понимание необходимости совместного участия Федерации и ее субъектов в решении вопросов социально-экономического развития страны.

Важнейшая задача – содействие развитию как межрегионального сотрудничества, так и новых внутренних устойчивых связей в экономике региона. Такой подход, как показывает мировая практика, способствует формированию новых знаний и навыков и оказывает колоссальное влияние на процесс создания и использования технологических инноваций: через эффективный доступ к таким общественным благам, как, например, система образования, через лучшую координацию деятельности, через распространение лучших практик и создание возможностей для перетока между компаниями квалифицированной рабочей силы, а тем самым умений и навыков. Результат – переход нефтегазового сектора на новую траекторию развития, основанную на использовании новых знаний, навыков и на реализации творческого и предпринимательского потенциала всех участников.

Резкое изменение качественных характеристик ресурсной базы (уменьшение средних извлекаемых запасов открываемых месторождений нефти до 1,5–2 млн т [Храмов, 2013]) в сочетании с необходимостью наработки опыта и навыков освоения неконвенциональных источников углеводородов делает актуальным наполнение 72-й статьи Конституции РФ реальным содержанием. Речь идет об определении процедур и механизмов участия и Федерации, и регионов в предоставлении прав пользования участками недр. Например, предоставление прав пользования недрами для освоения месторождений нефти (не говоря уже о неконвенциональных источниках) с извлекаемыми запасами до определенного уровня (например, 5 млн т) и для добычи на этих месторождениях вполне может осуществляться на региональном уровне. Опасность вседозволенности и бесконтрольности может быть преодолена только при объединении усилий Федерации, регионов, саморегулируемых профессиональных организаций, финансовых институтов.

Критически важно для отечественного нефтегазового сектора придать ему временный и наукоемкий характер. Для этого надо сформировать новую инно-

вационную среду, в которой будут происходить взаимодействие всех участников освоения нефтегазовых ресурсов, а также получение и монетизация социально-экономических эффектов от функционирования и развития сектора. Успех зависит не только от понимания необходимости выхода на иную траекторию развития и нефтегазового сектора России, и всей отечественной экономики, не только от осознания того, что процесс этот сложен и длителен, но и от таких прагматичных моментов, как:

- наличие ясных и реалистичных целей и приоритетов;
- адекватная оценка издержек и выгод, связанных с реализацией различных направлений проводимой политики (в этой книге предлагается и инструментарий для осуществления подобной оценки);
- эффективная координация усилий различных ветвей и уровней власти (особенно в части распределения полномочий по мониторингу реализации выбранной политики и оценке ее текущих результатов).

Вместе с тем при множественности инструментов осуществления политики расширения регионального участия в нефтегазовом секторе в России, как нам представляется, такой политике нет альтернативы, а потому необходимы ее скорейшее формирование и воплощение. В мире – и в старых, и особенно в новых индустриальных странах нефтегазовый сектор стремительно набирает скорость: нефть и газ добывают в таких местах и такими способами, какие еще несколько лет назад было сложно себе представить.

Нефтегазовый сектор является одним из ведущих по масштабам закупки оборудования и существенно влияет на положение отечественной промышленности, на темпы и динамику ее развития. Понимание необходимости расширения участия отечественных предприятий в поставках оборудования и высокотехнологичных услуг – далеко не новый вектор в экономической политике страны. Сегодня ситуация во многом усложняется в связи с переходом к освоению более сложных месторождений углеводородов – как на суше, так и на шельфе. К сожалению, тот опыт реализации шельфовых проектов, который уже есть в стране, например платформа «Приразломная», пуск которой в работу состоялся в декабре 2013 г., свидетельствует скорее об имеющихся проблемах, нежели о достижениях. Издержки на сооружении этой платформы превысили стоимость объектов-аналогов почти в 2,5 раза, ключевые технологические узлы и агрегаты закуплены по импорту, сроки сооружения превзошли все мыслимые границы (свыше 20 лет) [Лунден, Фьорьтофт, 2013]. В августе 2014 г.

ОАО «Роснефть» совместно с компанией ExxonMobil приступила к разведочному бурению на платформе West Alpha (скважина «Университетская-1») в Карском море. Платформа (о чем говорит ее название) предоставлена американской компанией ²⁸.

Нефтегазовый сектор генерирует значительный спрос и на собственную продукцию, и на продукцию взаимосвязанных с ним отраслей. Для развитых стран мультипликатор составляет от 1,6 до 2,4: для Норвегии – 1,6–1,7, для США – 2,1, для Австралии – 1,8–2,4. В случае России мультипликатор равен 1,6–1,9 [Никитин, Кибиткин, 1999].

Нам представляется, что реализация потенциала мультипликатора (как и многие другие процессы реформирования в нефтегазовом секторе экономики) требует целенаправленного и «точечного» регулирования. Подобный подход тесно связан и с техническим регулированием на уровне отдельных участков недр и проектов их освоения и разработки. Проект должен рассматриваться в качестве основной единицы анализа, оценки и принятия решений (это может быть и проект разработки месторождения, и проект строительства отдельной скважины в случае неконвенциональных источников углеводородов). Очевидно, что однообразие подхода приводит к прямо противоположным результатам. Поэтому обеспечение многообразия в сфере развития отечественного наукоемкого высокотехнологического машиностроения для нужд нефтегазового сектора требует не только наличия адресных программ создания отечественной техники, но и реализации проектного подхода – анализа и оценки решений и их технического оформления применительно к месторождениям и объектам разработки. Повышение технического уровня проектов и реализация потенциальных мультипликативных эффектов должны быть встроены в процессы управления недропользованием.

4.4. РЕСУРСНЫЙ РЕЖИМ: ОТ РАЗРОЗНЕННЫХ ФРАГМЕНТОВ К СИСТЕМНЫМ РЕШЕНИЯМ

Ключевая роль в решении многих проблем, связанных с преодолением «синдрома однообразия», принадлежит системе недропользования. О том, что недропользование (от геологического изучения территории до разработки и завершения

²⁸ Путин дал старт разведочному бурению на платформе West Alpha в Карском море. 09.08.2014. – URL: <http://itar-tass.com/ekonomika/1370442>

процесса освоения источников полезных ископаемых) – процесс комплексный, написано уже немало. Ранее мы детально рассматривали проблемы формирования системы недропользования как феномена, объединяющего в себе права, нормы, правила и процедуры, имеющие многоаспектный характер [Шафраник, Крюков, 1997]. В частности, мы показали, что система прав, норм, правил и процедур, определяющих процессы недропользования, только в том случае является непротиворечивой (следовательно, направленной на обеспечение роста социально-экономической эффективности), если она комплементарна, т.е. ее элементы тесно взаимосвязаны и взаимообусловлены. Это означает, что ни одно изменение отдельного элемента системы прав, норм, правил и процедур не может дать необходимого социально-экономического эффекта, если оно не учитывает особенности других ее элементов.

Однако российская практика идет своим путем – путем частичных и несистемных поправок и дополнений. Например, чтобы улучшить близкую к кризисной динамику почти всех без исключения составляющих процесса недропользования – от разведки до перехода к завершающей стадии разработки месторождений углеводородов, предлагаются в основном меры налогового характера, рассматривается возможность различных преференций для отдельных проектов и их групп. Льготы и преференции, а также учет особенностей освоения месторождений со специфическими характеристиками добываемых углеводородов – в целом шаги в правильном направлении. Однако достижение требуемой для общества отдачи от данных мер заключается не только в увеличении объема добытых углеводородов и росте суммарных налоговых поступлений, но также и в увеличении объема заказов для других секторов экономики, в сдерживании темпа роста издержек, в формировании долгосрочного устойчивого тренда динамики добычи. Все эти результаты одними лишь налоговыми льготами и преференциями не обеспечиваются. Скорее наоборот: полученные льготы в определенном смысле легитимируют издержки компаний (большие, по их мнению, в силу сложности вовлекаемых в освоение и разработку новых запасов), которые затем оказываются отправной точкой для дальнейшего роста издержек. Далее потребуются все новые льготы и все новые преференции. В конечном счете отдача от нефтегазового сектора резко падает – не столько для компаний, сколько для государства и общества.

Как разорвать этот порочный круг? Очевидно, что надо обеспечить снижение темпов роста издержек на всех стадиях освоения и разработки место-

рождений углеводородов. Как известно, есть два пути: административный и экономический. Меры контроля, предусмотренные упомянутыми выше постановлениями и нормативными актами, начиная от учета расходов и заканчивая идентификацией параметров месторождений, носят чисто административный характер. Но, как показывает и мировая, и российская практика, никогда и нигде данные меры в их чистом виде желаемого эффекта не дают. Более действенны меры экономические, обеспечивающие заинтересованность как минимум в снижении темпов роста издержек. Возможность снижения удельных издержек в нефтегазовом секторе России, как правило, расценивается как фантастическая гипотеза. Ведь важнейшее условие результативности экономических мер – наличие конкурентной среды на всех этапах и во всех сферах и видах деятельности, связанных с недропользованием, а также прозрачность всех сделок и транзакций. В дополнение к экономическим мерам необходимы также целенаправленные меры и процедуры административного контроля и регулирования. Поскольку все возможные вариации подходов к освоению месторождений предусмотреть невозможно, большую роль играют (наряду с условиями технического регулирования) процедуры разрешения конфликтных ситуаций в отношениях как между недропользователями и подрядчиками, так и между недропользователями и органами исполнительной власти, осуществляющими регулирование.

Соотношение всех отмеченных элементов и формирует так называемый ресурсный режим. В профессиональный оборот понятие ресурсного режима при анализе институциональной среды в природоэксплуатирующих секторах экономики ввел американский исследователь О. Янг [Young, 1982].

Рассмотрение проблем недропользования в рамках ресурсного режима означает ориентацию процесса освоения участков недр не столько с позиций решения таких узких задач, как, например, наращивание добычи, сколько с точки зрения социально-экономической отдачи от освоения ресурсного потенциала, которым располагает та или иная страна в определенный исторический промежуток времени ²⁹. Из такого определения, в частности, следует, что может иметь место и си-

²⁹ Мы солидарны с подходом, представленным в работе Э.С. Райнерта «Как богатые страны стали богатыми, и почему бедные страны остаются бедными»: «...При наличии в стране промышленного сектора (даже если он не так эффективен, как в богатых странах) реальные зарплаты будут выше, чем если его нет. Так что если промышленный сектор страны слаб, то надо работать над его эффективностью, а не закрывать сектор. Это, вероятно, самое важное правило, которое было забыто после наступления в 1989 году конца истории» [Райнерт, 2011, с. 274].

туация, когда при снижении добычи углеводородов их социально-экономическая отдача растет (это, например, случай современной Норвегии, где нефтесервисный сектор обеспечивает дополнение к валовому внутреннему продукту на сумму свыше 40 млрд долл. США).

В случае если ресурсный режим не сбалансирован (нет тесной взаимосвязи и взаимообусловленности различных его элементов), появляется значительное число дополняющих его новых частных элементов (в рамках прежнего качества ресурсного режима), которые еще больше усложняют ситуацию. Применительно к современным российским условиям можно говорить скорее о фрагментах ресурсного режима, но никак не о целостной и сбалансированной системе [Крюков, 2006]. Дискуссии о развитии горного права, о законодательстве, касающемся недр, и о разработке системных вопросов недропользования, имевшие место в конце 1980-х – первой половине 1990-х годов, увы, сошли на нет. Есть робкие выступления по поводу отдельных поправок (в основном несущественного свойства), а между тем ситуация в сфере недропользования все больше и дальше переходит, по меткому выражению В.П. Орлова, в «системный, но уже кризис» [Орлов, 2009].

Примером несистемных изменений, внесенных в законодательство о недропользовании, является появление в федеральном законе «О недрах» статьи 23.1 «Геолого-экономическая и стоимостная оценки месторождений полезных ископаемых и участков недр» (поправка принята Федеральным законом от 30 декабря 2008 г. №309-ФЗ). Эта поправка свидетельствует о том, что тот, кто ее предложил и на ней настаивал, по меньшей мере, не совсем хорошо владеет понятийным аппаратом современной экономики природных ресурсов, очень плохо представляет себе суть и исторические корни самого понятия «геолого-экономическая оценка запасов» и не совсем отчетливо понимает, кто, как и для чего использует (или может использовать) данную категорию в практической деятельности.

Не будем вдаваться в детали отмеченных выше проблемных моментов, отметим лишь следующее. Во-первых, появление в советской горной науке понятия «геолого-экономическая оценка запасов» было попыткой частичного учета противоречия между нацеленностью геологоразведочных организаций на «вал» физических результатов (метры проходки и «физический» потенциал недр) и необходимостью оценивать экономическую эффективность, т.е. сопоставлять полученные экономические результаты с понесенными затратами.

Во-вторых, понятие «запасы» в современной ресурсной экономике и современной хозяйственной практике означает ту часть ресурсного потенциала участка недр (или более обширной территории), которая может быть не только физически извлечена на поверхность, но и с приемлемыми экономическими результатами. Поэтому в данное понятие уже входит представление об экономической составляющей запасов (отсюда «геолого-экономическая оценка» – дань истории и свидетельство слабого знакомства с современной экономикой).

В-третьих, никакой роли показатель «геолого-экономическая оценка запасов» в современной экономике не играет и играть не может: как только изменились цены, налоги или издержки, автоматически меняется и данный показатель.

Важнейшую роль играет категория «запасы», которая в концентрированной форме отражает действие ресурсного режима в целом. Уровень запасов и их динамика свидетельствуют о целесообразности инвестирования средств в тот или иной проект по освоению и разработке определенного участка недр. Динамика запасов указывает на то, в какой мере ресурсный режим стимулирует принятие недропользователями рисков при реализации проектов. Понятие запасов минерально-сырьевых ресурсов тождественно понятию экономического актива (т.е. материально-вещественного фактора, способного обеспечивать экономическую отдачу). В случае если запасы не растут или очень быстро истощаются, можно говорить о дестимулирующем характере ресурсного режима. Среди причин неудовлетворительного положения дел с подготовкой ресурсов/запасов – несбалансированность прав, норм, правил и процедур.

В России дестимулирующий характер ресурсного режима приводит к таким «изолированным» нормам, как обязательное проведение «геолого-экономической оценки всех запасов» по единой методике, утвержденной Министерством природных ресурсов, а также к введению в оборот таких терминов, как «активные запасы» и проч. Именно дестимулирующий характер ресурсного режима в нефтегазовом секторе отечественной экономики является основной причиной того, что новая классификация запасов рождается долго и мучительно. Нет особой нужды в классификации, ориентированной на «оценку стоимости со стороны арендатора» [Шпуров, 2014], когда арендатор сам финансирует проект. Особенно в ситуации, когда основная часть фонда недр уже находится в руках или частных компаний, или компаний с доминирующим государственным участием. В этом случае внешние финансовые институты не несут никаких рисков, а лишь предоставляют сред-

ства на заемной (или безвозмездной) основе. В частности, по этой причине при разработке новой российской классификации нефтегазовых ресурсов (вступающей в силу с 2016 г.) акцент был сделан на учете интересов собственника недр – государства. Согласно новой классификации проект разработки является частью процесса экспертизы запасов, и с этой точки зрения государство получает определенный дополнительный административный рычаг воздействия на инновационно-технологические процессы в нефтегазовом секторе.

Привлечение в отечественный нефтегазовый сектор внешних прямых инвестиций – скорее исключение, нежели правило (основные источники – заемные средства или собственные средства компаний). Поэтому возвращение понятию «запасы» его реального содержания не является для большинства участников процесса освоения нефтегазовых ресурсов сколько-нибудь важным. Привлечение прямых инвестиций в форме участия новых партнеров требует открытости и прозрачности. В результате становятся очевидными повышенные издержки и неэффективность в различных сегментах бизнеса, сразу ведущие к уменьшению запасов (это и наблюдается повсеместно при аудитах запасов, находящихся на балансе российских компаний, зарубежными специализированными фирмами).

В рамках ресурсного режима его основные составляющие взаимодействуют весьма сложным образом. В то же время лежащие в его основе права, нормы, правила и процедуры находят отражение в праве как совокупности норм и правил, регулирующих взаимоотношения в сфере недропользования, и в соответствующих решениях законодательных органов власти, которые и составляют систему права. Вопросы целостности ресурсного режима и его полноты – это, по сути, вопросы формирования основ современной кодификации законодательства, объединения апробированных временем действующих установлений, находящихся во взаимосвязи и взаимообусловленности.

Жизнь берет свое. Усложнение ресурсной базы, возрастание технологических, геологических и экономических рисков при реализации проектов в нефтегазовом секторе побуждают компании обратиться к имеющейся в мире практике раздела рисков. Так, например, в середине 2015 г. компания «Газпром нефть» «предложила ввести в России распространенные за рубежом юридические схемы создания консорциумов для разведки и добычи углеводородов – в частности, рисковый операторский договор и соглашения о совместной разработке. Это, считает компания, позволит эффективнее привлекать иностранные инвестиции и снизит риски

для участников проектов. Ведомства в целом не против, но в один голос говорят, что предложения придется долго дорабатывать»³⁰.

Как видим, многообразие «стучится в дверь» – простые, жестко администрируемые схемы регулирования процессов освоения и использования потенциала российских недр себя исчерпали. Соответствие же ресурсного режима требованиям нарастающего многообразия не так просто оценить на практике. Критерием может быть, скорее всего, та максимально возможная (при складывающихся внутренних и внешних условиях) социально-экономическая отдача от освоения и использования ресурсной базы, которую получит население нашей страны.

³⁰ Мельников К. Российским недрам рисуют импортные схемы: Газпромнефть предложила добывать нефть по зарубежным правилам. 03.07.2015. – URL: <http://www.kommersant.ru/doc/2759825>.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ: КОНТУРЫ КАРТИНЫ БУДУЩЕГО?

Учет многообразия – не самоцель, основная задача – повышение гибкости нефтегазового сектора и наращивание его конкурентоспособности. Эффективное развитие может быть обеспечено только благодаря деятельности транспарентных и высокотехнологичных компаний. В отсутствие надежной и точной информации об объектах регулирования невозможно создать систему управления минеральными ресурсами, ориентированную на решение социально значимых задач как в текущее время, так и в средне- и долгосрочной перспективе. Сегодня для российского нефтегазового сектора характерны невысокий уровень транспарентности, очень низкий уровень конкуренции и неэффективное государственное регулирование. Нам представляется, что для повышения эффективности функционирования нефтегазового сектора необходимо прежде всего следующее:

- *позиционирование задачи формирования конкурентного и высокотехнологичного нефтесервисного сектора как одной из наиболее важных и приоритетных.* Только в этом случае издержки на поиск, разведку, освоение и добычу углеводородов будут отражать экономические реалии и действительное соотношение различных факторов и условий производства. Не вызывает сомнения, что комплексный подход к развитию нефтесервисного сектора (включая научные исследования, формирование доступа к финансовым ресурсам на приемлемых условиях) приведет к снижению темпов роста издержек;

- *расширение участия регионов в процессах подготовки и принятия решений в сфере недропользования.* Качественное изменение характеристик и состава ресурсной базы освоения и добычи углеводородов делает особо важным значение локальных знаний, умений и навыков. Переход к освоению трудноизвлекаемых запасов с необходимостью влечет за собой значительное упрощение всех процедур и подходов в сфере предоставления прав пользования недрами, а также проведение последующего мониторинга;

- *осуществление новых крупномасштабных проектов на основе прозрачного проектного финансирования силами консорциумов компаний (проектно-технологических альянсов или групп) при обязательном участии отечественной науки (в определенном смысле в русле предлагаемого Р.Х. Муслимовым подхода, предусматривающего создание и развитие «инновационного проектирования»).*

Каждая крупная отечественная нефтегазовая компания должна стремиться к формированию своего уникального научно-технологического профиля. Наличие такого профиля является неременным условием ее становления как глобального игрока. В современном мире только уникальный научно-технологический профиль может служить основой высокой конкурентоспособности компании. Вполне очевидно, что подобный профиль может формироваться на основе реализации проектов непосредственно в России. Например, в таких компаниях, как ПАО «Газпром» и ОАО «Роснефть», основу этого профиля, скорее всего, могут составить технологии и навыки реализации проектов в высоких широтах и при освоении уникальных «русских сланцев».

Ключевое значение имеет вопрос осуществимости предпринимаемых шагов. Если лишь идти в фарватере решения текущих проблем (достижения определенных уровней добычи, недопущения снижения доходов бюджета, исполнения внешнеполитических обязательств), это не даст желаемых результатов. Эффективная регулятивная система должна развиваться постепенно. Решение этих задач отнюдь не предполагает ликвидацию крупных компаний. В обозримом будущем они будут оставаться становым хребтом сектора по добыче и переработке углеводородного сырья и сильными игроками на международных рынках. Такие компании, как ОАО «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпромнефть», должны быть национальными лидерами в освоении и разработке месторождений в разных условиях и иметь свою «национальную специализацию».

Зависимость развития российского нефтегазового сектора от уже пройденного пути очевидна. Не вызывает сомнений, что эта зависимость ограничивает осуществление дальнейших изменений и тормозит развитие эффективного многообразия. В частности, более полному использованию рыночных механизмов препятствуют технологическая структура и состояние основных производственных фондов, созданных еще в условиях централизованного планирования. Современная отраслевая структура все еще уходит корнями в организацию советской экономической системы. В то же время «матрица собственности» и методы ведения деятельности нефтегазовых компаний в значительной степени сформировались во второй половине 1990-х годов, в постсоветский период, при слабом государстве и при отсутствии сбалансированной системы управления ресурсами.

Несмотря на то, что с 2000-х годов все более активную роль в нефтегазовом секторе играет государство, его основные усилия направлены, к сожалению, не на

повышение эффективности функционирования компаний и сбалансированное развитие ресурсной базы, а на упрощение процедур администрирования. Это находится в явном противоречии с особенностями ресурсной базы – нарастанием степени ее зрелости, а также с теми тенденциями, которые явно начинают доминировать в мировом нефтегазовом секторе.

Государство – основное действующее лицо в российском нефтегазовом секторе. Этот тезис не нуждается ни в подтверждении, ни в опровержении. Но в мире формы и методы проведения государственной политики и в условиях нарастающего многообразия кардинально отличаются от используемых в России.

Российский нефтегазовый сектор демонстрирует высокий уровень гомеостаза. Его субъекты хозяйствования и действующие в нем механизмы собственности создавались в 1990–2000-х годах в совсем иных условиях, а сегодня эти субъекты защищают свое положение и манипулируют институтами, наделившими их статусом и властью. Более того, государство и органы власти отнюдь не являются вышестоящими по отношению к субъектам хозяйствования и отраслевым институтам, деятельность которых они, как предполагается, должны регулировать. Напротив, государство и органы власти принимают активное участие в деятельности «подопечных» и управляют ими, защищая их интересы.

Значительная роль государства в установлении правил игры, в формировании внешнеэкономических условий функционирования нефтегазового сектора, в определении форм и рамок воздействия сектора на социально-экономическое развитие страны означает и важную роль в этих процессах профильных министерств и ведомств. Нет необходимости напоминать, к чему приводят слабование и движение в фарватере текущих событий. Многообразие предполагает не командование и мелочную опеку, а наоборот, наличие ясных приоритетов и следование им. При отсутствии приоритетов ни основные отраслевые игроки (ведущие компании сектора), ни органы власти на местах не испытывают особой заинтересованности в развитии ресурсной базы – как на разрабатываемых объектах, так и на новых территориях и новых глубинах. Скорее, компании сами оказывают влияние на потенциальные активы в том смысле, что замкнутый контур отраслевой структуры и сложившегося ресурсного режима всецело определяет возможности развития ресурсной базы, освоения ресурсов и их трансформации в реальные активы.

Российский нефтегазовый сектор и в дальнейшем будет играть существенную роль в экономике страны – но уже не только как поставщик энергетических ресур-

сов и источник получения доходов и обеспечения занятости. Во все большей степени он будет выполнять и другую важную функцию – функцию драйвера и генератора спроса на новую наукоемкую продукцию, новые материалы, новые знания и умения. Ключевыми факторами развития нефтегазового сектора станут:

- экономические условия и возможности (значительная часть которых может быть определена и реализована на основе целенаправленной государственной политики);
- технологические возможности (определяемые в существенной степени развитием отечественной науки в нефтегазовой сфере и собственного сектора высоких технологий);
- экологические ограничения (связанные, прежде всего, с освоением и разработкой трудноизвлекаемых ресурсов нефти и битумов);
- наличие эффективной конкурентной среды на всех стадиях освоения ресурсов углеводородов – от поисков и разведки до добычи и переработки;
- адекватность процедур регулирования процесса освоения и учета особенностей источников углеводородного сырья, расположенных в различных местах и находящихся на различных стадиях освоения.

Эра крупных традиционных месторождений, освоение и разработка которых позволяли реализовывать эффект экономии от масштаба, подошла к завершению. Ресурсная база в дальнейшем будет характеризоваться преобладанием мелких, средних, с трудноизвлекаемыми запасами или сильно выработанных (по современным представлениям) традиционных месторождений. Поэтому мы считаем, что основными направлениями развития ресурсной базы станут следующие:

- освоение тяжелых и сверхтяжелых залежей нефтей и битумов;
- переход к более глубоким горизонтам в районах традиционной добычи – Урало-Поволжье, Западной Сибири и Восточной Сибири;
- доразработка (за счет повышения коэффициента извлечения нефти) ранее введенных в разработку месторождений. К 2050 г. КИН должен приблизиться к значениям, достигнутому в настоящее время на шельфе Северного моря, в США и Канаде, т.е. превысить 40%;
- освоение новых залежей на шельфах и в акватории северных и дальневосточных морей.

Указанные направления не являются взаимоисключающими, ни одно из них не имеет безусловный приоритет. Главным драйвером при реализации этих слож-

ных проектов будут критерии экономической эффективности и социально-экономической целесообразности. Важнейшая предпосылка для движения в данном направлении – формирование условий для перехода ресурсов углеводородного сырья в руки эффективного собственника. Особую роль в этом процессе должны сыграть рынок инвестиционных ресурсов (включая фондовый) и приоритеты государственной научно-технической политики.

Динамика добычи углеводородов в значительной степени будет определяться тем, насколько удастся России создать конкурентоспособный, технологически прогрессивный и эффективный нефтесервисный сектор. Для этого необходимо не только максимально открытое – мерами финансовой, налоговой и прочих форм поддержки – продвижение сервисных компаний (сначала аффилированных в России иностранных компаний, а затем, и во все большей степени, – отечественных), но также и формирование прозрачной, равнодоступной конкурентной среды при предоставлении всех видов сервисных услуг в нефтегазовом секторе.

В современных условиях наукоемкий нефтесервисный сектор является главным двигателем развития ресурсной базы и динамики добычи нефти. Наличие высоко-технологичного нефтесервисного сектора, прозрачная, стабильная и адекватная система налогообложения, наличие процедур эффективного технического регулирования операций, благоприятной среды для притока инвестиций – основные факторы устойчивого функционирования нефтегазового сектора. Все эти элементы тесно взаимосвязаны и взаимообусловлены: ни один из них в отдельности не в состоянии обеспечить необходимую динамику функционирования нефтегазового сектора, многообразие форм и методов содействия росту его эффективности.

Предстоит решить чрезвычайно сложную задачу – переформатировать организационную структуру нефтегазового сектора: от преимущественного доминирования крупных вертикально интегрированных компаний перейти к равноправному взаимодействию и партнерству крупных, средних и малых компаний, а также венчурных стартап-компаний. Нельзя рассматривать вопросы освоения мелких, сложных и сильно выработанных залежей исключительно в контексте деятельности крупных компаний. Эти компании должны сосредоточить свое внимание на новых районах и новых крупных перспективных объектах. При освоении мелких и сильно выработанных объектов велика роль знаний и умений, связанных с оперативным учетом специфических геологических и технологических условий подобных объектов.

Технологии, высокоэффективный наукоемкий сервисный сектор, конкурентная среда и инвестиции – главные источники поддержания добычи нефти и газа в России на стабильно высоком уровне в течение продолжительного времени. При наличии эффективной системы недропользования (от предоставления прав на пользование недрами и до освоения и разработки месторождений) вопросы экологически безопасного ведения работ будут первоочередными.

В огромной степени возрастет роль экологических условий и ограничений: от них все сильнее будет зависеть, разрабатывать ли определенный источник углеводородов или нет. Наличие конкурентной среды и достижение реальной экономической эффективности (в противовес административно заданной) являются необходимыми условиями успешного освоения и разработки месторождений.

Основными факторами, сдерживающими развитие нефтегазового сектора, будут не столько состояние ресурсной базы или нехватка финансовых ресурсов, или отсутствие технологий, сколько отсутствие условий и рамок, обеспечивающих эффективную деятельность самых различных хозяйствующих субъектов – на стадиях разведки месторождений, их разработки, транспорта и переработки углеводородов.

Дорожная карта должна быть направлена на формирование взаимосвязанной системы мер, обеспечивающих эффективное освоение все более сложной и все менее однородной ресурсной базы.

Мир меняется: не только нарастает волатильность цен на углеводороды, меняются также представления о темпах потребления и спросе на данный вид ископаемых ресурсов. Стремительно растут как производство и потребление энергии, получаемой за счет возобновляемых источников, так и энергоэффективность. К сожалению, мы пока не можем в необходимой мере ответить на вызовы современной энергетики, в которой сегодня во все большей степени правят миром гибкость и многообразие. Это касается не только технологий или привлечения инвестиций. В неменьшей степени это касается условий реализации проектов, а также наличия опыта и навыков работы в нестабильной среде.

Время проектов, когда осваивались уникальные месторождения с колоссальными запасами и была возможность получать невиданный эффект от масштаба, ушло в историю, равно как и время высоких цен на углеводороды. Попытки ответить на вызовы современного мира, используя апробированные в прошлом подходы, могут только усугубить ситуацию. Если не учитывать фактор многообразия условий

функционирования и развития нефтегазового сектора и не привести модель его функционирования в соответствие с меняющейся картиной мира (как внешнего, так и внутри самого сектора), обеспечить его поступательное развитие не удастся.

Не удастся, прежде всего, без реализации национального приоритета создания экономических условий для развития всех составляющих нефтегазового сектора, и в первую очередь – для развития отраслевого сервиса. Не менее важно формирование российской доминанты в этой сфере, соответствующей мировому уровню и интегрированной с зарубежными лидерами нефтегазосервиса.

А гибкость и разнообразие государственного участия должны проявляться как в создании условий для высокой эффективности нефтегазового сектора с целью оживления и развития отечественной промышленности, так и в тщательном учете территориальных особенностей для определения форм производственной деятельности и сотрудничества отечественных и зарубежных компаний.

БИБЛИОГРАФИЯ

Анализ процессов приватизации государственной собственности в Российской Федерации за период 1993–2003 гг. (экспертно-аналитическое мероприятие) / Руководитель рабочей группы – Председатель Счетной палаты Российской Федерации С.В. Степашин. – М.: Издательство «Олита», 2004. – 185 с.

Андрианов В. Региональный иммунитет Татнефти // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – №4. – С. 38–45.

Арутюнян Г., Борисов Д., Дзюба Д. Инвестиции Российских ВИНК 2013 // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – №12. – С. 50–53.

Атепаева Е. Союз нефтегазопромышленников России: миром на защиту отечественного сервиса // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – №23–24. – С. 100–106.

Байбаков Н.К. Большая нефть Тюмени. – Свердловск: Средне-Уральск. кн. изд-во, 1965. – 60 с.

Буксина О.В. Владимир Филановский-Зенков. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 328 с.

Вахитов Г.Г. Полвека отечественной нефтедобычи: от взлета к падению // Нефть страны Советов: Проблемы истории нефтяной промышленности СССР (1917–1991 гг.) / Под ред. В.Ю. Алекперова. – М.: РАЕН, Секция нефти и газа, 2005. – С. 491–572.

Виноградова О. Нефтяные компании 2014: Капитальные расходы // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – №9. – С. 5–7.

Волков Ю.А. Суть инновационного проектирования – в организации опережающих научно-исследовательских работ // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – №3. – С. 17–23.

Выгон Г. Стимулирование развития сектора независимых нефтяных компаний в России. – М.: АссоНефть; Энерг. центр «Сколково», 2013. – с.16

Гайдар Е. Гибель империи: Уроки для современной России. – М.: Астрель; CORPUS, 2012. – 592 с.

Галова П., Белоглазова О. Российский нефтесервис: проблемы и решения // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – №23–24. – С. 107–111.

Гельфгат Я.А. К истории развития турбинного бурения наклонных скважин в объединении «Грознефть» // Ветераны (воспоминания): из истории развития нефтяной и газовой промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – Вып. 4. – 156 с.

Геращенко И.О., Липидус А.Л. Сланцевый газ: революция не состоялась // Вестник Российской академии наук. – 2014. – Т. 84, №5. – С. 430–433.

Гиниатуллин М.К. Два миллиарда тонн: выдающееся достижение или грубое насилие? – Казань: Центр-Пресс, 2006.

Гражданкин А., Кара-Мурза С. *Белая книга России. Строительство, перестройка и реформы: 1950–2012 гг.* – М.: Либроком, 2013. – 560 с.

Грайфер В.И., Даниленко М.А. *Малый и средний бизнес в нефтяной промышленности России.* – М.: Джет Пресс Ко, 2000. – 176 с.

Дорогами надежд и сомнений. История поисков месторождений нефти и газа в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: Сб. статей и воспоминаний / Под ред. Е.Л. Теплова. – Сыктывкар, 2000. – 576 с.

Живая легенда: Самотлорское месторождение может остаться в строю до конца века // Нефть и капитал. – 2014. – №3. – С. 16–20.

Жуков С.В., Резникова О.Б., Сейфулмулюков И.А. *Революция неконвенциональных углеводородов: влияние на рынки нефти и природного газа* / Глобальная перестройка / Отв. ред.: А.А.Дынкин, Н.И. Иванова; Институт мировой экономики и международных отношений Российской академии наук. – М.: Весь Мир, 2014. -- С.147-180.

Золина С.А. *Прогнозирование добычи трудноизвлекаемой нефти в США* / Под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2014. – 130 с.

Иванов Н.А. *Сланцевая Америка: энергетическая политика США и освоение нетрадиционных нефтегазовых ресурсов.* – М.: Магистр, 2014. – 304 с.

Иголкин А.А. *Советская нефтяная промышленность в 1921–1928 гг.* – М.: Изд-во РГГУ, 1999. – 184 с.

Иголкин А.А. *Советская нефтяная политика в 1940-м–1950-м годах.* – М.: Ин-т российской истории РАН, 2009. – 324 с.

Капелюшников Р.И. *Свободный ум в несвободную эпоху* // Хайек Ф.А. Индивидуализм и экономический порядок / Пер. с англ. Дмитриева О.А., под ред. Капелюшникова Р.И.. – М.: Изограф, 2001. – С.5-19..

Книжников Ю.А., Уилсон Э. *Управление подрядчиками в нефтегазовой отрасли как фактор экологической безопасности.* – М.: WWF России, 2010. – 52 с.

Колесниченко Г.В. *Братья Рагозины: Начало нефтяного дела в России.* – СПб.: Альфарет, 2009. – 752 с.

Крюков В.А. *Институциональная структура нефтегазового сектора: проблемы и направления трансформации.* – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 1998. – 280 с.

Крюков В.А. *Анализ развития системы недропользования в России (о необходимости ужесточения институциональных условий)* // Вопросы экономики. – 2006. – №1. – С. 86–101.

Крюков В., Севастьянова А., Токарев А., Шмат В. *Эволюционный подход к формированию*

системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2002. – 170 с.

Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Подходы к дифференциации налогообложения в газовой промышленности. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2006. – 172 с.

Крюков В.А., Токарев А.Н. Нефтегазовые ресурсы в трансформируемой экономике: О соотношении реализованной и потенциальной общественной ценности недр (теория, практика, анализ и оценки). – Новосибирск: Наука-Центр, 2007. – 588 с.

Крюков В.А., Шафраник Ю.К., Шмат В.В. О переходе нефтегазового сектора России к инновационной модели развития // Нефтегазовый сектор России в теории и на практике. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2003. – С. 9–43.

Лацис О.Р. Вальтер Ойкен, Карл Маркс и мы, марксисты // Ойкен В. Основные принципы экономической политики: Пер. с нем. / Общ. ред. Л.И. Цедилина и К. Херманн-Пиллата; вступ. сл. О.Р. Лациса. – М.: Прогресс, 1995. – С.5-19.

Лунден Л., Фьорьтофт Д. Двадцать лет освоения, а нефти все нет: Приразломное – первый мучительный арктический шельфовый проект России // ЭКО. – 2013. – №4. – С. 56–77.

Мальцев Н.А., Игrevский В.И., Вадецкий Ю.В. Нефтяная промышленность России в послевоенные годы. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 306 с.

Медоуз Д.Л., Рандерс Й., Медоуз Д.Х. Пределы роста: 30 лет спустя. – М.: Бином. Лаборатория знаний, 2012. – 358 с.

Мельникова С., Сорокин С., Горячева А., Галкина А. Первые 5 лет сланцевой революции: что мы знаем наверняка?: Информационно-аналитический обзор. – М.: ИНЭИ РАН, 2012. – 48 с.

Мещерин А. Дивиденды 2011: скупые и щедрые // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – №13–14. – С. 44–48.

Мещерин А. Уникальная компания // Нефтегазовая Вертикаль. – 2013. – №17. – С. 68–74.

Мещерин А. Пир в преддверии чумы? Нефтегазовый сектор: финансовые итоги 2013 и дивиденды // Нефтегазовая вертикаль. – 2014а. – №13–14. – С. 74–80.

Мещерин А. Стабильность лечит от застоя. Нефть и газ России'2013: предварительные итоги. Ч. 1 // Нефтегазовая вертикаль. – 2014б. – №5. – С. 26–36.

Мулляк В. Инновации в корпоративную практику // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – №2. – С. 8–10.

Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: Уч. пособие. – Казань: ФЭН, 2012а. – 664 с.

Муслимов Р.Х. Развитие инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в современных условиях // Нефть. Газ. Новации. – 2012б. – №2. – С. 30–38.

Налоговое стимулирование геолого-разведочных работ и создание 100 тыс. высококвалифицированных рабочих мест. – М.: Деловая Россия, 2012. – 13 с. - URL:// <http://slidepedia.net/documents/14693/obscherossiyskaya-obschestvennaya-organizatsiya-delovaya-rossiya-nalogovoe-stimulirovanie-geologorazvedochnykh-rabot-i-sozdanie.ppt>

Наталенко А.Е. *Взаимодействие государства и бизнеса в изучении и освоении минерально-сырьевых ресурсов* // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. – 2013. – №1. – С. 12–16.

Нефть Сибири / Шашин А.Д., Щербина Б.Е., Муравленко В.И. и др. – М.: Недра, 1973. – 256 с.

Нефтяная и газовая промышленность СССР. 1989. – М.: ВНИИКТЭП, 1990. – 326 с.

Нефтяная и газовая промышленность СССР. 1990. – М.: ВНИИКТЭП, 1991. – 344 с.

Никитин П.Б., Кибиткин Ю.А. *О методологии экономической оценки ресурсов нефти и газа континентального шельфа России* // Вестник МГУ. – 1999. – Т. 2, №2. – С. 41–46.

Ойкен В. *Основные принципы экономической политики: Пер. с нем.* / Общ. ред. Л.И. Цедлина и К. Херманн-Пиллата; вступ. сл. О.Р. Лациса. – М.: Прогресс, 1995. – 496 с.

Олсон М. *Возвышение и упадок народов: Экономический рост, стагфляция, социальный склероз: Пер. с англ.* – Новосибирск: ЭКОР, 1998. – 432 с.

Орлов В.П. *Сырьевая база углеводородов России на период до и после 2030 года* // Минеральные ресурсы: экономика и управление. – 2009. – №4. – С. 3–6.

Паппэ Я.Ш. *Олигархи: Экономическая хроника, 1992–2000.* – М.: ГУ-ВШЭ, 2000. – 232 с.

Поддубный Ю.А. *Повышение нефтеотдачи: несбывающиеся надежды. Территория действий* // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – №7. – С. 24–34.

Полтерович В.М. *Элементы теории реформ.* – М.: Экономика, 2007. – 447 с.

Прищепа О.М., Халимов Э.М. *Трудноизвлекаемая нефть: потенциал, состояние и возможности освоения: Тематический подбор материалов* // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – №5. – С. 24–84.

Райнерт Э.С. *Как богатые страны стали богатыми, и почему бедные страны остаются бедными.* – М.: ИД ВШЭ, 2011. – 384 с.

Сергеев А., Рябой В. *Нобели для России. Россия для Нобелей.* – Ярославль: Ярослав. Печатный двор, 2003. – 456 с.

Серебровский А.П. *Нефтяная и газовая промышленность в Америке.* – М.: ВСНХ, 1925. – 438 с.

Трифонов В.А. *К вопросу о взаимоотношениях синдикатов с трестами.* – М.: Торг.-промышл. газета «Вся Россия», 1923. – 45 с.

Тюменский индустриальный «взрыв»: история мегапроекта / Карпов В.П., Колева Г.Ю., Гаврилова Н.Ю. и др. – Тюмень: Вектор Бук, 2011. – 260 с.

Уильямсон О. *Экономические институты капитализма: Фирмы, рынки, «отношенческая» контрактация.* – СПб.: Лениздат; CEV Press, 1996. – 702 с.

Уруля разработки нефтяных месторождений (35 лет ЦКР Минтопэнерго РФ). – М.: ВНИ-ИОЭНГ, 1998. – 282 с.

Филатов С.А. *Экономическое регулирование воспроизводства ресурсной базы углеводородного сырья в РФ* // Второй Российский экономический конгресс. 18–22 февраля 2013 г., г. Суздаль. – Суздаль, 2013. – С.18.

Хайек Ф.А. *Индивидуализм и экономический порядок.* – М.: Изограф, 2001. – 256 с.

Халимов Э.М., Гомзилов В.К., Фурсов А.Я. *Управление запасами нефти.* – М.: Недра, 1991. – 284 с.

Хетланд Т. *Не единой нефтью...* // Нефть и капитал. – 1998. – №VI–VII. – С. 60–64.

Храмов Д.Г. *Основные задачи государственной политики в области геологии и недропользования* // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. – 2013. – №1. – С. 6–11.

Черемисин А.Н., Костюченко С.В., Торопецкий К.В. и др. *Алгоритмы обработки результатов многофазной расходомерии в информационном обеспечении интеллектуального месторождения* // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №6. – С. 98–101.

Шафраник Ю.К. *Незавершенность структурных реформ ведет нас к жесткой монополизации отрасли* // БОСС. – 2003. – 2-е пол. – С. 84–87.

Шафраник Ю.К. *Нефтегазовый фактор России.* – М.: ООО «Второй вариант», 2005. – 160 с.

Шафраник Ю.К. *«Черные дыры» отечественного нефтесервиса.* // Нефть и Капитал. – 2014. – № 1-2. – С. 26-28.

Шафраник Ю., Крюков В. *Нефтегазовые ресурсы в круге проблем. О формировании комплексной системы недропользования при вовлечении в оборот ресурсов углеводородного сырья в условиях переходного периода.* – М.: Недра, 1997. – 265 с.

Шафраник Ю.К., Крюков В.А. *Западно-Сибирский феномен. Тюмень на стыке веков: между легендарным прошлым и неясным будущим?* – М.: Нефтегазовая вертикаль, 2000. – 224 с.

Шафраник Ю.К., Малышев Ю.Н., Козовой Г.И. *Реструктуризация угольной промышленности России: Новая парадигма развития.* – М.: Нефть и газ, 2004. – 384 с.

Шпильман А., Толстолыкин И. *Перспективы нефтедобычи в ХМАО – Югре* // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – №12. – С. 16–21.

Шпотов Б.М. *Использование опыта США в реконструкции советской нефтяной промышленности в 1920–1930-е годы* // Российский журнал менеджмента. – 2006. – Т. 4, №1. – С. 163–178.

Шпуров И. Новая классификация запасов углеводородов – средство регулирования инновационных процессов в ТЭК // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – №16. – С.46–55.

Шпуров И., Роженис Я. Три надежды Западной Сибири: Государство увеличивает финансирование ГРП в крупнейшей нефтегазоносной провинции // Нефть и капитал. – 2013. – №11 (205). – С. 28–29.

Щелкачев В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки: 75 лет опыта. – М.: ГУНГ им. И.М. Губкина, 2004. – 608 с.

Это наша с тобой биография / Сост. А.Л. Вычугжанин. – Тюмень: ИД «Слово», 2010. – 400 с.

Alberta Oil Sands: Challenges and Opportunities / Government of Alberta. – 2011. – URL:// <http://albertainnovates.ca/media/19161/ab-oilsands-impianistica-atricle.pdf>

Alberta Oil Sands: Opportunity. Balance / Government of Alberta. – 2008. – 20 p. - URL:// <https://archive.org/details/albertasoilsands00albe>

America's New Energy Future: The Unconventional Oil and Gas Revolution and the US economy. Vol. 1: National Economic Contributions / An IHS Report. October 2012. – 184 p.

Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030. - IEA, 2007. - 242 p. - URL:// <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/archive.cfm>

Annual Statistical Bulletin. OPEC. 2012. – Vienna: OPEC, 2012. – 108 p.

BP Energy Outlook 2030. – London, 2011. – 80 p.

Campbell R.W. The Economy/ Robert F. Byrnes, ed. After Brezhnev: Sources of Soviet Conduct in the 1980s. - Indiana University Press for the Center Strategic and International Studies, 1983. - pp. 68-124.

Campbell C., Laherrère J. The End of Cheap Oil // Scientific American. March 1998. – URL: <http://planetforlife.com/htmlfiles/End%20of%20Cheap%20Oil.htm>.

“*Energy 2020: North America, the New Middle East?*” Citi Global Perspectives & Solutions (GPS)// Morse, Edward L., Eric G Lee, Daniel P Ahn, Aakash Doshi, Seth M Kleinman and Anthony Yuen. - 2012., March. - 90 p.

Enos J.L. Technical Progress and Profits. Process improvements in Petroleum Refining. - Oxford University Press for the Oxford Institute for Energy Studies, 2002. - 318 p.

Exporting the Unconventional Revolution to the World. Where, When, and How Much? / Global Energy Watch. - IHS CERA. – 2013. – 17 p.

Global Unconventional Oil&Gas. Unconventional Rocks – from Deep Water to Deep Land Plays / Global Equity Research. J.P. Morgan Gazenove. – 2014. – 264 p.

Impact of Technology on Conventional Wells (including EOR and Arctic) / Working Document of the NPC Global Oil and Supply Study. – 2007. – 48 p.

Kopits S. Oil and Economic Growth: A Supply-Constraint View / Center on Global Energy Policy; School of International and Public Affairs. – Columbia University Press, 2014. – 60 p.

Mansell L.N., Winter J., Krzhepkowski M., Moore M.C. Size, Role and Performance in the Oil and Gas Sector / SPP Research Papers. – Calgary: University of Calgary, 2012. – Vol. 5, Iss. 23. – 78 p.

Marcel V., Mitchell J. Oil Titans: National Oil Companies in the Middle East. – London: Chatham House; Washington? DC: Brookings Institution Press, 2006. – 322 p.

Mitchell J., Marcel V., Mitchell B. What Next for the Oil and Gas Industry? – London: Chatham House, 2012. – 128 p.

Noreng O. The Concept of Economic Resource Rent and Its Application in UK and Norwegian Petroleum Taxation. – Sandvika: Center for Energy Studies; BI Norwegian School of Management, 1998. – 62 p.

Resources to Reserves – Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future / International Energy Agency. – Paris, 2005. – 130 p.

Resources to Reserves 2013. Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future / International Energy Agency. – Paris, 2013. – 268 p.

Sasson A., Blomgren A. Knowledge Based Oil and Gas Industry: Knowledge Based Norway/ Report No.4. – Oslo, 2011. – 130 p.

Small Business Innovation Research and Small Business Technology Transfer programs. – <https://sbir.nih.gov/>

Stevens P. The «Shale Gas Revolution»: Hype and Reality: A Chatham House Report. September 2010. – London: Chatham House, 2010. – 46 p.

Stevens P. The «Shale Gas Revolution»: Development and Changes: Briefing Paper. September 2012. – London: Chatham House, 2012. – 12 p.

Tordo S., Warner M., Manzano O.E., Anouti Y. Local Content Policies in the Oil and Gas Sector. – Washington, D.C.: The World Bank, 2013. – 197 p.

Watson P. Canada's Oil Sands: Meeting Future Energy Demand // Global Energy Solutions / World Petroleum Council. Official Publications. – 2010. – P. 46–47.

Young O. Resources Regimes: Natural Resources and Social Institutions. – Berkley; Los Angeles, Cal.: University of California Press, 1982. – 297 p.

Ю.К. Шафраник,
В.А. Крюков

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР РОССИИ: ТРУДНЫЙ ПУТЬ К МНОГООБРАЗИЮ

Литературный редактор – В.Р. Боровяк

Технический редактор – Е.Б. Артемова

Редактор инфографики – В.М. Вуколов

Дизайн и верстка – Л.В. Павловой

Корректор – Ю.С. Воронова

Издательство «Перо»
109052, Москва, Нижегородская ул., д. 29–33, стр. 27
Тел.: (495) 973–72–28, 665–34–36 www.pero-print.ru
Подписано в печать 01.08.2016. Формат 60×84/8.
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 34. Тираж 1000 экз. Заказ 487

Охраняется законом РФ об авторском праве. Воспроизведение всей книги или любой ее части воспрещается без письменного разрешения авторов.