

**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».

ISBN 978-5-906883-74-2

Полная электронная копия издания расположена по адресу:

[http://lib.ieie.su/docs/2016/ShafраниkKryukov2016Neftegazovyj\\_Sektor\\_Rossii/ShafраниkKryukov2016Neftegazovyj\\_Sektor\\_Rossii.pdf](http://lib.ieie.su/docs/2016/ShafраниkKryukov2016Neftegazovyj_Sektor_Rossii/ShafраниkKryukov2016Neftegazovyj_Sektor_Rossii.pdf)

A photograph of an oil refinery at night, illuminated by warm orange and yellow lights. In the foreground, a complex network of pipes and valves is visible. In the background, several large white storage tanks are lined up, and a tall distillation column stands against a dark sky. The overall scene is industrial and brightly lit.

## 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»<sup>1</sup>.

---

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 <sup>2</sup>, 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

<sup>2</sup> 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»<sup>3</sup> [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 аккумулирования, 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

---

<sup>3</sup> 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<sup>4</sup>. 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<sup>5</sup>. «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.)<sup>6</sup>.

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

<sup>6</sup> 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 отрасли<sup>7</sup>. 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;

---

<sup>7</sup> 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) <sup>8</sup>.

## **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-

---

<sup>8</sup> 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 биодegradированной 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 приходиться 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.

Нараствание 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, немислимы 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 <sup>9</sup>) 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»<sup>10</sup>. 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»<sup>11</sup>.

<sup>10</sup> 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]).

<sup>11</sup> 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»<sup>12</sup> (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-

<sup>12</sup> 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, темпоскрина 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 скважин<sup>13</sup>. Данная технология является развитием другой, также созданной в нашей стране технологии – кустового бурения (multiwell 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 (термошахтный 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 заначке”, 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 исчерпания 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). Нарращивание 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»<sup>14</sup>.

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-

<sup>14</sup> 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 перегнули американцев, где заводнением добывается 17% нефти»<sup>15</sup>. (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»<sup>16</sup>.

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. Косыгину<sup>17</sup>.

Следует заметить, что усилия геологов, нефтяников и специалистов нефтяной

---

<sup>15</sup> Цит. по: [Гиниатуллин, 2006, с. 55–57].

<sup>16</sup> Цит. по: [Гиниатуллин, 2006, с. 204].

<sup>17</sup> 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»<sup>18</sup>.

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 качества<sup>19</sup>.

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 отдельный отбор нефти из нескольких горизонтов, одновременную отдельную 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].

<sup>18</sup> *Цит. по: [Буксина, 2003, с. 171].*

<sup>19</sup> *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 создалась 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»<sup>20</sup>.

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-

<sup>20</sup> Хасан Татриев: *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.