

УЧРЕДИТЕЛЬ:
департамент
информационной политики
Тюменской области

Налоги Инвестиции Капитал

Наш адрес в Интернете
<http://tyumedia.ru/>



*№ 4, 2014 г.
июль–декабрь*

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РОСТ: ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КЛАСТЕР

Содержание

Национальный уровень экономики

Возможности роста на основе развития нефтегазового сектора	2
Тюменский энергоресурс страны: история, экономика и политика	13
Проблемы развития нефтесервиса в России	23
Налогообложение добычи нефти в России:	
в ожидании налогового маневра	34
Экономические аспекты освоения ресурсов нефти	
на шельфе арктических морей России	42
Проблемы финансирования инвестиций в сырьевых регионах	44
Эффективность нефтегазовых корпораций:	
экономические аспекты	48

Региональный уровень экономики

50 лет Тюменской нефти: принципиальные изменения	53
в нефтяной промышленности региона	
Ресурсно-сырьевой потенциал Тюменского нефтегазового	
кластера и его использование	58
Опыт применения бюджетного стимулирования освоения	
низкоэффективных месторождений углеводородов	
(на примере Уватского и Тобольского проектов)	60
Нефтегазоперерабатывающая и нефтегазохимическая	
промышленность Тюменской области:	
стратегия и тактика развития	62
Инвестиции в развитие рынка углеводородной продукции	
Тюменской области: эффекты комплексного подхода	
к привлечению инвесторов	65
Инновационный нефтегазовый кластер Тюменской области:	
особенности формирования	67
Локальный рынок нефтепродуктов: состояние	
и регулирование развития	77
Экономические инструменты регулирования локального рынка	
нефтепродуктов: практика и ее совершенствование	86
Региональное законодательство о недропользовании:	
тенденции и перспективы развития	95
Федеральный надзор за деятельностью предприятий	
сферы ТЭК Тюменской области (без автономных округов)	
в части обеспечения экологической безопасности региона	98
Обоснование цены на нефть при оценке ресурсов нефти, газа	
и конденсата в пределах Ханты-Мансийского автономного округа	101
Проблемы и перспективы устойчивого развития:	
региональный аспект	104
Межрегиональная связанность как фактор эффективности	
и устойчивости развития Тюменской области	106
Регулирование спроса и предложения на рынке труда	
Тюменской области	113
Некоторые аспекты мотивов поведения работников	
на рынке труда в Тюменской области	115
Роль государственно-частного партнерства в подготовке кадров	
для нефтегазовой отрасли региона	122
Политика ответственности и ее социальная эффективность	126
Социальное самочувствие населения Тюменской области	128
Доступность жилья как фактор качества жизни населения	133
Студотряды-2014 держат курс на Север	138

ИЗДАТЕЛЬ: ГУП ТО «ТРИА»

Адрес: г.Тюмень,
ул. Осипенко, 81, 1-й этаж
Тел./факс: (3452) 595247, 390121

РЕДАКЦИЯ

Адрес: г.Тюмень, ул. Осипенко, 81, 1-й этаж
Тел/факс: (3452) 595247, 390121
Главный редактор **Т.Д. Акопянц**

При перепечатке материалов ссылка
на «Налоги, инвестиции, капитал»
обязательна

Фото из архива
департамента информационной политики
Тюменской области

Журнал зарегистрирован Западно-Сибирским территориальным управлением (г.Тюмень) Министерства РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций 24 декабря 2002 г. Регистрационный номер – ПИ №17-0534.

Подп. в печать 1.08.2014 г. Тир. 250 экз. Зак. 543. Отпечатано ООО «Вектор Бук», адрес: г.Тюмень, ул. Володарского, 45. Тел. (3452) 465-404. Распространяется бесплатно.



Возможности роста на основе развития нефтегазового сектора

В.А. Крюков, д.э.н., чл.-кор. РАН,
А.Н. Токарев, д.э.н.,
В.В. Шмат, к.э.н.

Институт экономики и ОПП СОРАН

История распорядилась так, что нефтегазовый сектор превратился в ядро российской экономики. Можно сколько угодно сетовать по поводу сырьевого характера нашей экономики, но сегодня это данность, с которой необходимо считаться и которая во многом должна предопределять содержание и формы проводимой экономической политики.

В стороне от мирового «мейнстрима»

Прежде всего нужно четко осознавать, что нынешний опасный сырьевой уклон явился не результатом гипертрофированного роста добычи нефти и газа, других полезных ископаемых, но следствием слишком узкого обрабатывающего сектора, который в 1990–2010 годах сжимался словно шагреновая кожа. Современные США почти вдвое превосходят Россию по масштабам развития и объемам продукции минерально-сырьевого комплекса, но ни у кого не повернется язык назвать американскую экономику сырьевой. Сейчас в России добывается нефти и газа не больше, чем в конце 1980-х годов, однако никогда ранее нефтегазовый сектор (НГС) не давал такой значимой доли в доходах государственного бюджета и в выручке от экспорта. И никогда, не считая период послереволюционной разрухи, в структуре российского экспорта не была столь низкой доля несырьевой продукции – по этому показателю (порядка 10–12%) сейчас мы находимся на уровне 1913 г.

Поэтому дальнейший рост национального НГС сам по себе вряд ли можно назвать неблагоприятным для России

фактором, равно как нет никакого смысла драматизировать прогнозы, согласно которым социально-экономическое развитие нашей страны в перспективе будет во многом связано с этим сектором. **Фундаментальная задача** заключается в другом – **повысить качество роста в НГС и сделать его влияние на экономику максимально позитивным и многогранным**, чтобы дело не сводилось только к потреблению ренты и к сравнительному благополучию небольшого числа рентопотребляющих регионов. Отсюда проблемы:

- Как реализовать все еще недооцененный потенциал НГС для выхода всей отечественной экономики на траекторию устойчивого роста и инновационного развития?

- Что требуется предпринять, чтобы при формировании экономической политики не возникало соблазна противопоставлять ресурсный и нересурсный секторы, видя в них две непримиримые альтернативы?

Нефтегазовый сектор – это не только энергоресурсы и рента (имеющая, кстати, вполне осязаемые пределы роста), но и многочисленные нити связей в экономике, обществе и вообще в окружающей нас всех российской действительности. В течение того времени, что Россия идет по пути «радикаль-

ных экономических преобразований», мир не стоит на месте, а придумывает и развивает новые технологические уклады и новые подходы к решению традиционных, казалось бы, проблем, а в итоге приходит к кардинальному изменению и самой нефтегазовой промышленности – к сланцевому газу и сланцевой нефти, нефти подсолевых отложений акватории Атлантического океана, нефти и газу «высоких широт», подводным полностью роботизированным технологическим комплексам. Мир не решал дилемму: хорошо это или плохо – заниматься освоением все более сложных и менее известных источников углеводородов. Процесс накопления опыта, знаний и умений шел непрерывно по мере появления новых вызовов и формирования новых условий. А вместе с этим изменялось «лицо» нефтегазовой промышленности, складывались новые направления в «мейнстриме» ее развития, в который Россия пока никак не может попасть.

От экстенсивного роста к интенсивному

Минувшую фазу роста отечественного НГС можно охарактеризовать как экстенсивную, связанную главным образом с увеличением производства углеводородного сырья (УВС). Но на этом пути мы уже подошли к определенному пределу. Вряд ли когда-нибудь в обозримом будущем мы сможем добиться темпов роста добычи нефти, которые имели место в совсем еще недавнем прошлом (до 9–11% в год в 2002–2004 гг.), в



результате чего за 15 лет – в период 1998–2013 гг. – нефтедобыча в России выросла почти в 1,7 раза. А точнее говоря, восстановилась после кризисного падения 1990-х. Можно с определенностью констатировать, что экономика НГС, основанная на действии фактора «экономии от масштаба», в значительной степени изжила себя. Ее отличали переход от одной нефтегазовой провинции к другой, более крупной, и переключение с одного гигантского месторождения на другое. Колоссальные запасы недр и низкие удельные издержки с лихвой компенсировали недостатки в технологиях, организационную несогласованность и позволяли с огромной выгодой транспортировать нефть и газ на большие расстояния. В нефтяной отрасли этому пришел конец. Похожий удел, а он не за горами, ждет и газовую промышленность.

Согласно ведомственному прогнозу, озвученному министром энергетики РФ А. Новаком на форуме «Сочи-2013», добыча нефти в России может увеличиться к 2030 г. до 535 млн т (с 518 млн т в 2012 г.), т.е. примерно на 3,3% за 18 лет или менее чем на 0,2% в среднегодовом исчислении. Ожидания Минэнерго РФ в отношении добычи газа более оптимистичны: к 2030 г. предполагается рост до 876 млрд м³ (с 654,5 млрд м³ в 2012 г.) при среднегодовом темпе прироста около 1,6%. Однако эти ожидания не выглядят достаточно надежными, в том числе по причине вероятных спросовых ограничений на внешних рынках.¹

Итоги развития НГС в 2013 г. навевают противоречивые чувства. С одной стороны, не могут не радовать выход на рекордный уровень в нефтедобыче (523,3 млн т), преодоление спада в добыче газа (плюс 2% к показателю 2012 г.), уве-

личение экспорта газа на 10%. С другой стороны, в добыче газа продолжил свое отступление крупнейший российский производитель – «Газпром», сокративший добычу на 0,4%, внутреннее потребление газа уменьшилось почти на 1%, а быстрый рост экспорта газа во многом состоялся благодаря серьезным ценовым уступкам целому ряду стран-импортеров. Но самое главное: минувший год не привнес почти никаких качественных изменений в отечественной экономике, что видно хотя бы на примере товарного экспорта, в структуре которого доли машиностроительной и химической продукции намертво застыли на отметках 5 и 6% соответственно.

В начале 2000-х годов рост показателей НГС статистически во многом предопределил общеэкономическую динамику, увеличение объемов экспорта и бюджетных доходов. Однако на фоне не слишком бурного прогресса в сырьевом секторе достигнутый экономический рост вряд ли можно назвать качественным, не говоря уже о его устойчивости в долговременной перспективе. Сложившиеся ранее тенденции сохраняются и сегодня, с той лишь разницей, что при замедлении роста производства в НГС опустились до опасно низкого уровня (менее 2% в 2013 г.) и темпы роста всей экономики. Т.е. развитие НГС по-прежнему не оказывает должного стимулирующего воздействия на сырьевые отрасли экономики. «Нефтегазовый мультипликатор» в России не работает, а если и работает, то с коэффициентом, в лучшем случае близким к единице, что и говорит о низком качестве роста в НГС. Вызывает беспокойство и устойчивость нарастания издержек, которые поднимаются вверх неумолимо и опережающими темпами по сравнению с пока-

зателями мировой нефтегазовой промышленности.

Может ли устойчиво и с акцентом на инновации развиваться экономика, если ее ядро слишком инертно, не подает достаточно сильных импульсов и демонстрирует нарастающую неэффективность? Этот вопрос, в сущности, звучит риторически, но из него вытекает ряд других вопросов, требующих ответа. Есть ли выход из сложившейся ситуации и где его искать? На наш взгляд, выход может быть найден при переходе НГС от экстенсивного пути развития к интенсивному. А что следует понимать под интенсивным развитием? Таковым можно считать развитие, основу которого образуют **три главные составляющие качественного роста**:

1) поддержание позитивной (с умеренным наращиванием или по крайней мере стабильной) динамики объемов добычи УВС на основе разработки и расширяющегося применения инновационных технологий;

2) опережающее развитие глубокой переработки всех видов УВС (нефти, газового конденсата, природного и попутного газа) с приоритетом нефтегазохимических производств;²

3) формирование и поступательное развитие отечественного наукоемкого нефтесервисного сектора в широком смысле, включая развитие отраслей и производств машиностроительного профиля для обеспечения нужд всех сегментов НГС.

Следует особо подчеркнуть, что необходимость интенсивного наукоемкого развития НГС в обозримом будущем определяется и неблагоприятным изменением структуры ресурсной базы. Условия освоения нефтегазовых ресурсов в России ухудшаются и усложняются:

● поиск, разведка и добыча ресурсов УВС в новых регионах и провинциях требуют



формирования капиталоемких инфраструктурных систем (включая транспортные), мощностей по переработке, выхода с производимой продукцией на новые рынки;

- разработка нефтегазовых месторождений на шельфе связана с привлечением российских и зарубежных инвесторов, разработкой и использованием инновационных технологий, многими из которых мы в настоящее время не располагаем;

- освоение ресурсов недр и в старых, и в новых провинциях требует применения инновационных технологий извлечения углеводородов из недр – методов повышения нефтеотдачи пластов, новых технологий разработки более глубоких горизонтов (прежде всего в Западной Сибири).

Тенденция к ухудшению сырьевой базы и усложнению условий добычи нефти и газа объективна. В дальнейшем она будет лишь усиливаться, подталкивая рост издержек и создавая все более серьезные риски для всех сторон, участвующих в процессах освоения ресурсов УВС.

Будущее начинается с государственного регулирования

Усложнение ресурсной базы углеводородов и необходимость интенсификации в развитии НГС требуют активной государственной политики в различных регуляторных сферах – фискальной, научно-технической, лицензионной (в части предоставления прав на пользование недрами), антимонопольной, экологической, – которые находятся в тесной взаимосвязи и взаимообусловленности. К сожалению, государственная экономическая политика в НГС далеко не в полной мере отвечает вызовам и проблемам современным, а тем более грядущим. В чем это проявляется?

Рассмотрим особенности механизмов регулирования в рамках ключевых политик: налоговой, инновационной (научно-технической), лицензионной (в сфере недропользования) и структурной (направленной на формирование рациональной организационной структуры и конкурентной среды в НГС).

«Лоскутное одеяло» налоговых льгот

Из всех механизмов государственного регулирования в НГС наиболее серьезные подвижки наблюдаются, пожалуй, лишь в вопросах налогообложения. В частности, уровень и порядок налогообложения нефтедобычи в России сейчас зависит от целого ряда **производственных** факторов и условий: района и провинции расположения нефтегазовых месторождений; размера запасов месторождений (существуют льготы для мелких объектов с запасами до 5 млн т); выработанности запасов (льготы для объектов с выработанностью запасов свыше 80%); свойств (вязкости) добываемой нефти.

В основном дифференциация налогообложения привязана к определенным нефтегазовым районам и провинциям (а не к субъектам Федерации, что имело место в 1990-е годы). В соответствии с федеральным законодательством на территории, например Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), объекты, расположенные в разных районах округа, могут разрабатываться при различных налоговых режимах. На начальных стадиях освоения месторождений от налога на добычу полезных ископаемых освобождена нефть, добываемая из участков недр в Восточной Сибири и в Якутии, на шельфе Азовского, Каспийского, Черного и Охотского морей, в Ненецком АО, на севере ЯНАО, а также из морских месторождений Заполярья.

Год от года льгот становится все больше: с 2007 г. ставка налога на добычу приведена в зависимость от выработанности запасов; в 2009 г. предоставлены льготы для ряда новых провинций и районов добычи; с 2012 г. перечень районов добычи, для которых применимы льготы, заметно расширился. Одной из важных новаций 2013 г. стало введение льгот для добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов – залежей с низкой проницаемостью, прежде всего баженовских и абалакских.

Однако характер налоговых новаций в нефтедобыче далеко не в полной мере соответствует современным требованиям к системе налогообложения, которое становится все более эклектичным, представляя собой нечто подобное «лоскутному одеялу». «Заплаты» налоговых льгот не могут заменить комплексное реформирование системы специального налогообложения в НГС. Практически все новые объекты уже разрабатываются или будут осваиваться в рамках исключений из базовой налоговой системы.³ Но количество и размеры льгот для новых районов не устраняют «слабости» так называемого производственного подхода, в рамках которого реализуются все налоговые новации. В пределах одной нефтегазовой провинции, например Восточной Сибири, будут разрабатываться разные по эффективности месторождения: для части объектов уровень предоставляемых льгот может оказаться избыточным, и государство не получит справедливой части рентных доходов; а для части месторождений предусматриваемое снижение налоговой нагрузки может оказаться недостаточным для достижения приемлемой рентабельности, и такие объекты не будут вводиться в эксплуатацию.



Заметная часть льгот носит индивидуальный характер и связана с деятельностью определенной компании в конкретном районе. Так, льготы для месторождений, расположенных на шельфе Каспийского моря, сейчас (да и в обозримой перспективе) затрагивают только интересы «ЛУКОЙла».

Наряду с непосредственным налоговым льготированием нефтедобычи в России применяется и дифференциация экспортных пошлин на нефть, имеющая «точечный» характер, непрозрачная и нестабильная. Между тем необходимы разработка и применение единой, обоснованной методики предоставления льгот при экспорте нефти, добываемой в различных условиях.

В целом можно констатировать, что до сих пор в налоговых изменениях применительно к НГС не просматривается какая-то определенная системность. Отсутствие должной системности создает трудности с привлечением инвестиций в НГС и ограничивает круг потенциальных инвесторов, которые могли бы участвовать в проектах по освоению нефтегазовых ресурсов.

Альтернатива видится в построении целостной, внутренне сбалансированной системы с применением элементов **экономического подхода**, что позволяет напрямую увязывать уровень налоговой нагрузки с рентабельностью добычи УВС. Экономический подход к дифференциации налогообложения предпочтительнее с позиций конечного результата – приближения к справедливому распределению доходов и стимулирования хозяйственной активности в НГС. Однако производственный подход более экономичен по издержкам на формирование налоговой системы и менее сложен с точки зрения администрирования. Последнее обстоятельство

имеет, по всей видимости, решающее значение в российских условиях.

Для эффективного регулирования государству необходимо сконцентрироваться на решении задач по налоговому администрированию и вкладывать средства в систему сбора и контроля данных о каждом отдельном месторождении. Это позволит отслеживать широкий спектр производственных, технико-экономических и финансовых показателей разработки. Только после создания надлежащей системы информационного мониторинга можно будет проводить комплексную налоговую реформу в НГС, нацеленную на построение обоснованной дифференцированной системы обложения доходов рентного характера.

Определенные шаги по формированию налогообложения на основе принципов экономического подхода в России планируются уже давно. Еще в 1990-х годах был разработан законопроект по введению налога на дополнительный доход (сверхприбыль) от добычи углеводородов. Предусматривалось, что ставка этого специального налога должна находиться в зависимости от соотношения между накопленными доходами и накопленными затратами по добычному проекту. Сейчас государству планирует использовать элементы экономического подхода при формировании налоговых условий для новых шельфовых проектов по освоению ресурсов УВС. Фактически предполагается дальнейшее расширение практики дифференцированного налогообложения, но уже с учетом экономических факторов, поскольку налоговые параметры будут определяться в зависимости от рентабельности проектов. Соответственно, встает вопрос: не лучше ли в явном виде ввести экономический

принцип налогообложения для всех новых проектов в нефтегазодобыче?

Инновационные программы есть. Будут ли инновации?

В российском НГС сегодня наблюдается очевидный дефицит новых технологий, без которых практически невозможна реализация многочисленных планов и в геологоразведке, и в инфраструктурном обеспечении, и в добыче, и в переработке углеводородов. Примером тому служат наши трудности в освоении дальневосточного шельфа, Восточной Сибири, глубоких геологических горизонтов Западной Сибири – едва ли не всех новых перспективных ресурсных провинций и объектов. А впереди нас ждет «леденящая душу» Арктика с ее сверхсложными условиями.

Без всякого преувеличения можно сказать, что разработка и широкое внедрение отечественных инновационных технологий, оборудования, материалов, систем управления производственными процессами становятся или уже стали жизненно необходимыми задачами. На импорте технологий и «железа», в котором они реализуются, далеко не уедешь – особенно в достижении амбициозных целей, продиктованных идеей «энергетической сверхдержавности». Поэтому очевидно ущербной выглядит сегодняшняя российская модель инновационного, а точнее говоря, псевдоинновационного развития по формуле «российские ресурсы недр + отечественный капитал + иностранные технологии». Следствием этой примитивной формулы является то, что уже не один год технологическое развитие российского НГС происходит во многом благодаря перетоку иностранных достижений и опыта. Причем сказанное относится ко всем без исключения



сегментам НГС и к решению зачастую далеко не самых сложных технологических задач, с которыми три десятилетия назад мы успешно справлялись самостоятельно, без дорогостоящей заграничной помощи.

Вызывает недоумение тот факт, что официальные отчеты по импортозамещению при реализации нефтегазовых проектов демонстрируют не такие уж плохие цифры – от 60% и выше отечественного «участия» в поставках оборудования. Однако названные весьма благоприятные показатели во многом объясняются несовершенством и недостоверностью учета. С одной стороны, статистика российского участия рассматривает все материально-технические ресурсы для нефтегазовых проектов, не разделяя на высокотехнологичное и наукоемкое оборудование (прежде всего не выделяя активную часть основных фондов) и на сравнительно простые в технологическом отношении, но металлоемкие и трудоемкие в производстве, доставке и монтаже конструкции зданий и сооружений (трубопроводы, основания буровых платформ, емкости и резервуары). С другой стороны, в стоимость поставляемого оборудования и других изделий отечественного производства, а точнее говоря – сборки, включаются расходы на импортируемые материалы и комплектующие. В результате получается: чем дороже импортные компоненты, тем... выше доля отечественного участия в нефтегазовых проектах. Примеры статистических казусов того и другого вида демонстрирует постройка по заказу «Газпрома» буровых платформ для Штокмановского месторождения на Выборгском судостроительном заводе.

Нет особой нужды доказывать, что подобная модель развития не отвечает интересам

России. Однако даже такой путь имеет очевидные преимущества по сравнению с инерционным. Технологическое обновление НГС в любом случае способствует повышению его конкурентоспособности и снижению темпов роста издержек. Соответственно, в рамках национальной экономики расширяются инвестиционные возможности, которые следует использовать в том числе для развития высокотехнологичных отраслей, задействовать косвенные эффекты, стимулирующие экономический и технологический рост. Лучше уж синица в руках, чем вообще ничего. Но все-таки нужно стремиться поймать журавля в небо.

Для российского НГС актуальным является переход к новой модели развития, в основе которой лежит принцип «российские ресурсы и технологии + иностранные технологии и иностранный капитал». Нельзя стремиться к какой-либо автаркии, полному «технологическому самообеспечению». В эпоху глобализации это попросту бессмысленно и невозможно. Речь идет, с одной стороны, об ослаблении нашей сегодняшней импортозависимости, достигшей уже опасной черты; а с другой стороны, о том, что приток зарубежных технологий и компетенций должен активно содействовать развитию собственных. Если следовать такому подходу, то в технологической сфере будет складываться полноценная конкуренция. Как этого добиться? Прежде всего силами государства!

Практически **во всех инновационно успешных странах государство играло и играет** если не главную, то **значимую роль в запуске и сопровождении инновационных процессов, в том числе в нефтегазовом секторе**. При этом нет универсальных подходов и рецептов: политика каждой конкретной страны зависит от мно-

жества национальных особенностей в экономике и ресурсном потенциале. Россия не является исключением из общего правила: имеются особые условия, предпринимаются попытки разработать и применить свои специфические инструменты для активизации инновационной деятельности, главным из которых, похоже, становится принуждение госкомпаний к разработке и реализации программ инновационного развития. Решения видятся в применении ставших у нас обычными схем «ручного управления», или «принуждения к инновациям»: крупным государственным корпорациям поручено разработать соответствующие программы и предусмотреть значительное увеличение расходов на НИОКР. Поставлены задачи по уменьшению инвестиционных программ и снижению тарифов и себестоимости (более 10%), росту производительности труда и экономии энергетических ресурсов (не менее 5% ежегодно) до достижения среднеотраслевых показателей, характерных для зарубежных компаний.⁴ Таким образом, в исправлении ситуации государство главную ставку сделало на крупные подконтрольные ему компании. Однако прежде чем принуждать госкомпании к разработке и реализации инновационных программ, было бы логично сформулировать целостную государственную промышленную и научно-техническую политику, обозначить ее ясные цели, конкретизировать задачи для отдельных отраслей. В некоторой степени эти вопросы отражены в отраслевых стратегиях, в частности, в Энергетической стратегии России, но инновационные разделы подобных документов требуют серьезного уточнения и конкретизации. Что же касается НГС, то разработка отраслевой научно-технической политики способствова-



ла бы координации инновационной деятельности различных компаний (а не только государственных) и широкого круга действительных и потенциальных участников инновационных процессов.

В этом отношении показателен пример Норвегии, где в 2001 г. была принята стратегия OG21 (Oil and Gas in the 21st Century) – национальная научно-техническая стратегия для нефтегазового сектора, основными целями которой стали координация и концентрация исследований для решения отраслевых технологических проблем. По сути стратегия реализуется в формате образования и деятельности площадок для генерации идей, дискуссий и встреч представителей компаний, государства и исследователей. Ее приоритетными направлениями являются энергоэффективность и экологическая безопасность в НГС, воспроизводство запасов, повышение степени нефтеизвлечения, разработка новых эффективных технологий освоения шельфа. По каждому направлению для оценки и реализации конкретных инновационных проектов привлекаются ведущие международные нефтяные компании. Стратегия предполагает тесное взаимодействие представителей университетов, научно-исследовательских институтов, поставщиков оборудования и услуг, нефтяных компаний и правительства.⁵ Примечательно, что одной из задач обновленной в 2010 г. норвежской стратегии стал рост экспорта нефтегазовых технологий, что может быть ориентиром и для России при выходе на траекторию инновационного развития, если таковой состоится.

К сожалению, есть все основания опасаться, что траектория нашего «инновационного полета» окажется слишком низкой и в сфере нефтегазовых

технологий мы не сможем достойно конкурировать с «заграницей». При том подходе, который реализуется в российском НГС, формирование отраслевой инновационной и научно-технической политики фактически отдано в руки крупных госкомпаний (даже если инновационные программы последних разрабатываются во взаимодействии с профильными органами государственного управления и с привлечением отраслевых, читай – корпоративных, научно-исследовательских, проектных и инженеринговых структур). Не следует забывать, что поведение госкомпаний далеко не всегда отвечает национальным интересам, поскольку несмотря на приставку «гос», корпорации остаются корпорациями – со своими коммерческими интересами, стремлением к увеличению прибыли и росту капитализации.

Заставляет насторожиться еще один момент. Позитивный зарубежный опыт зачастую очень плохо приживается (или не приживается вовсе) на нашей родной почве, поросшей «сорняками» монополизма, истощенной некомпетентным управлением и плохо «удобряемой» инвестициями. Да и с объективной точки зрения российские условия заметно отличаются от зарубежных. Приводя выше пример норвежской стратегии по развитию нефтегазовых технологий, мы тем не менее совершенно не склонны считать ее неким безусловным образцом, который может дать аналогичные результаты в России. По многим характеристикам Россия – это не Норвегия. А самое главное объективное отличие заключается в том, что сырьевой сектор нашей экономики непропорционально велик по сравнению с норвежской. Соответственно, даже при равных по силе импульсах, посылаемых «ядрами» (т.е. неф-

тегазовым сектором и в том, и в другом случаях), они распространяются на далеко не одинаковые общие массы «вещества» национальных экономик России и Норвегии. Того, что хватает для норвежской экономики, для российской окажется заведомо недостаточно. И вряд ли имеет смысл рассчитывать на то, что отечественный нефтегазовый сектор как генератор инновационного развития сможет дать больше, чем он может дать.

Оргструктура решает многое

В настоящее время один из самых серьезных барьеров для полноценного развития российского НГС связан с его «зашкаливающей» монополизацией и отсутствием реальной конкуренции. Печальнее всего, что к сооружению этого институционального барьера всерьез приложило руку государство, которое на словах ратует за конкуренцию, а на деле поощряет монополизм, ставя на крупные, подконтрольные себе компании. Выстроив барьер, государство, несмотря ни на что, продолжает его укреплять и возвышать. К примеру, покупку государственной «Роснефтью» частной компании «ТНК-ВР» крайне трудно счесть шагом, способствующим формированию конкурентной среды в национальной нефтяной промышленности. Совокупная добыча нефти у объединенной компании составляет более 35% от общей добычи в России.

На сегодняшний день в НГС сложилась организационно-экономическая структура, сочетающая монополизм крупнейших государственных и частных вертикально интегрированных корпораций, образовалось своеобразное «государственно-частное партнерство» по доминированию в этом ключевом секторе российской экономики – сквозному доминированию,



практически во всех подотраслях и видах деятельности, от скважины до бензоколонки. Ну и притчей во языцех стал уже «естественный» монополизм «Газпрома» и «Транснефти», чуть ли не безраздельно властвующих в соответственных видах магистрального транспорта углеводородов.

Независимые, сравнительно небольшие по масштабам малые и средние компании находятся почти в угнетенном состоянии. К примеру, в нефтедобыче удельный вес независимых производителей за период 2000-х годов снизился примерно в 2 раза и сейчас не превышает 6–7%. Общее количество независимых компаний, занятых в нефтедобыче, составляет всего лишь около 120.⁶ По данным Энергетического центра Сколково, в 2012 г. на долю независимых нефтяных компаний в России приходилось 5,2% российских запасов и 2,8% добычи нефти, но в этой оценке, судя по всему, учтены показатели только малых и средних компаний.⁷ Наиболее показательна ситуация, сложившаяся в главном нефтяном регионе России – Ханты-Мансийском АО (ХМАО), – где в 2012 г. полтора десятка малых и средних компаний добыли менее 1,9 т нефти (всего около 0,7% от общей добычи на территории округа).

В то же время в США феномен «сланцевой революции» обязан своим возникновением активности большого числа независимых нефтегазовых компаний. Организационно-экономическую структуру американского НГС можно уподобить пирамиде: с острой верхушкой в виде пятерки крупнейших компаний («majors»); с серединными ярусами, включающими несколько сотен крупных и средних независимых компаний; и основанием, составленным тысячами малых производителей. Их число превышает 13,8 тыс.,

в то время как число лицензионных участков для целей поиска, разведки и добычи углеводородов составляет порядка 50 тыс. только на суше, не считая морских акваторий.^{3,4}

В газодобывающей отрасли картина выглядит несколько лучше: вклад независимых в суммарные объемы производства достигает 10%. Но при этом львиная доля в добыче по независимому сегменту принадлежит всего одной компании – «НОВАТЭК». Собственно говоря, и в нефтяной отрасли, где половину добычи по группе независимых дает компания «Салым Петролеум Девелопмент», ситуация очень похожа. Причем в российской практике значительная часть независимых компаний в действительности зависима от крупных корпораций. Одни контролируются через участие в акционерном капитале, как тот же «Салым», в котором половиной долей фактически владеет «Газпром нефть», а статус независимой компании поддерживается только благодаря участию «Ройял Датч Шелл». Другой крупный и формально независимый производитель нефти – «Томскнефть» – на равных паях пребывает в собственности двух госкомпаний («Роснефти» и «Газпром нефти»). Да и в независимом газодобывающем «НОВАТЭКе» блокирующий 20-процентный пакет акций принадлежит «Газпрому».

Еще один рычаг контроля над независимыми, находящийся в руках крупных компаний, – монопольное владение специализированной инфраструктурой в регионах деятельности. Мощности по подготовке и доведению добываемых углеводородов до товарных стандартов, внутрипромысловый транспорт нефти и газа, «выходы» для товарной продукции в магистральную «трубу» и многое-многое другое зачастую безраздельно принадле-

жит крупным производителям, превратившимся в своего рода «удельных князей». От этого прежде всего страдают небольшие добывающие компании, которым не по карману создавать собственную инфраструктуру. Как следствие, они попадают в зависимость от крупных нефтегазовых игроков и нередко вынуждены платить ту или иную «дань» в почти полном соответствии со средневековыми обычаями.

Наблюдаемая сегодня в российском НГС тенденция к ослаблению роли малых и средних компаний (равно как независимого сегмента в целом) с очевидностью не соответствует ни общему мировому «мейнстриму» (например, в США доля независимых компаний в добыче нефти и газа составляет порядка 60%, а производителей, не входящих в первую сотню – около 20%), ни особенностям нашей ресурсной базы. Объективные условия в отечественной нефте- и газодобыче далеко не всегда благоприятствуют деятельности крупных компаний, а требуют организационно-структурного разнообразия. Усилия крупных компаний бесспорно необходимы при освоении новых провинций, районов и больших месторождений, которые еще есть, и дают возможность получить серьезные эффекты от масштаба производства во всех случаях, когда нужно привлечь значительные инвестиции. Характерные примеры – ввод в эксплуатацию и разработка Ванкорского месторождения в Красноярском крае «Роснефтью», Талканского (в Якутии) «Сургутнефтегазом», Верхнечонского (в Иркутской области) компанией ТНК-ВР, месторождений на шельфе Каспия «ЛУКОЙлом»; освоение Чаяндинского газоконденсатного месторождения в Якутии «Газпромом».

Усложнение ресурсной базы НГС проявляется не только в



трудностях освоения шельфа и новых провинций на востоке страны, но и в постоянном возрастании доли истощенных запасов, «размельчении», «углублении» и рассредоточении открываемых месторождений в старых нефтегазовых регионах, к числу которых в нашей стране наряду с Северным Кавказом и Урало-Поволжьем сегодня уже относится и Западная Сибирь. Здесь есть где развернуться небольшим независимым компаниям, которые могут эффективно работать в подобных непростых условиях. Это доказывается опытом всех старых нефтедобывающих стран, включая и США, и Канаду, и Россию. При этом их работа оказывается эффективнее, чем нефтегазовых гигантов, для которых освоение различной ресурсной «мелочевки» или «старья» сродни стрельбе из пушки по воробьям. Достойное место независимые компании могут найти и при освоении новых провинций, где структура ресурсов и запасов УВС тоже далеко не однородна и где также есть средние и мелкие месторождения, месторождения-спутники гигантских объектов и т.п. ресурсные «неликвиды». Помимо этого есть такие виды деятельности, как поисково-разведочная стадия (в особенности – поисковая) и нефтегазовый сервис, которые в рыночных условиях традиционно считаются сферами для независимых инновационно-ориентированных компаний.

Подводя некоторый итог, можно сказать, что весь комплекс нынешних и будущих условий развития российского НГС объективно предполагает необходимость диверсификации организационно-экономической структуры в направлении количественного и качественного расширения сегмента независимых компаний, включая малые и средние, неинтегрированные, занятые в

отдельных стадиях производственно-технологического цикла. Следует отчетливо понимать, что именно в независимом сегменте, в противовес сегменту так называемых «majors», происходит «брожение закваски» конкурентности, которая выступает в качестве одной из главных движущих сил в интенсивном развитии нефтегазового сектора вообще. Крупнейшие компании, склонные к монопольному типу поведения, не станут по-рыночному конкурировать, если их не заставить. Заставить же могут только объективные обстоятельства, только общая среда деятельности, но отнюдь не приказы со стороны государства. В свою очередь «широкие массы» независимых компаний, а не отдельные единицы из их числа, смогут стать по-настоящему эффективными и конкурентоспособными лишь при условии, если в отечественном НГС будет хотя бы ослаблено «ярмо монополизма». А вот это уже представляет собой непосредственную задачу для государства, его антимонопольной политики и не только...

Недропользование: нужна лицензия... на конкуренцию

Лицензионная политика в сфере недропользования также может способствовать формированию столь необходимой конкурентной среды в НГС, но увя, не в российском... Сегодня наши госкомпании находятся в привилегированном положении, имеют законную возможность получать права на пользование участками недр (прежде всего на шельфе) без проведения конкурсов и аукционов. Пользуясь законодательно установленными поблажками, «Роснефть» и «Газпром» уже приобрели на внеконкурсной основе целый ряд участков недр с объемами запасов и ресурсов, достигающих поис-

тине огромной величины. Так, по состоянию на конец 2011 г. перспективные извлекаемые ресурсы углеводородов «Роснефти» достигли 21 млрд тонн нефтяного эквивалента (н.э.) против 6,2 млрд т годом ранее, т.е. всего лишь за год ресурсы крупнейшей отечественной нефтяной компании увеличились более чем в 3 (!) раза. Рост связан в основном с бесконкурсным приобретением лицензий на участки шельфа Карского, Охотского и Черного морей. В 2012 г. компания получила от государства еще ряд перспективных участков и нарастила свою ресурсную базу углеводородов до 27 млрд т н.э. Для сравнения: суммарная величина перспективных и прогнозных ресурсов жидких углеводородов в России на начало 2012 г. оценивалась примерно в 63 млрд т.

Без особого преувеличения можно сказать, что **лицензионная политика** – это **регуляторная политика**, которая смотрит в будущее. Она прежде всего оказывает влияние на объемы и темпы роста геологоразведочных работ (ГРП), создающих основу для грядущей добычи нефти и газа. А то, что у нас дела в нефтегазовой геологии обстоят далеко не лучшим образом, ни для кого не составляет особого секрета.

Одним из важнейших показателей работы отрасли является величина прироста разведанных запасов в результате ГРП. Уже несколько лет официальные данные по приросту запасов нефти и газа в России выглядят вполне обнадеживающими, поскольку превышают показатели добычи УВС. Но при этом за счет открытия новых залежей компенсируется всего 15–20% текущей добычи нефти, а остальной прирост дают доразведка уже разрабатываемых месторождений и переоценка запасов в связи с повышением степени нефтеизвле-



чения (за счет применения более современных методов разработки). Другой широко применяемый в настоящее время способ приращения запасов – эксплуатационное и разведочное бурение, благодаря которому на старых месторождениях разбуриваются запасы категории C_2 и переводятся в промышленные категории. Например, в ХМАО в 2012 г. суммарный прирост запасов нефти составил 318 млн т при добыче 260 млн т, но он был обеспечен преимущественно путем пересмотра коэффициента извлечения нефти по месторождениям, открытым в советское время. На основе применения пластового гидроразрыва, бурения горизонтальных скважин и боковых стволов можно существенно увеличить извлекаемую долю геологических запасов.¹⁰

По-настоящему новая нефть выявляется исключительно в результате поискового бурения, однако в ХМАО лишь малая часть геологических запасов ежегодно приращивается за счет ГРП. В 2011 г. на территории округа было открыто всего 5 месторождений и еще 3 поставлено на баланс из числа ранее выявленных с 20,4 млн т извлекаемых запасов по категориям C_1+C_2 . В 2012 г. компанией «Сургутнефтегаз» было открыто 6 месторождений с общими извлекаемыми запасами по C_1+C_2 , равными 10,7 млн т (т.е. средние запасы новых месторождений составляют порядка 1,8 млн т нефти). Всего же в ХМАО в 2010–2012 гг. было открыто 18 месторождений, а самое крупное открытие сделала «Роснефть», в 2010 г. поставив на государственной баланс месторождение им. Московцева, расположенное на юге округа, с геологическими запасами в 33 млн т, а извлекаемыми – 11,7 млн т.¹¹

В другом западносибирском регионе – ЯНАО – самое зна-

чительное за последнее время нефтяное открытие было сделано в 2011 г.: в Надымском районе при испытании ачимовских отложений был получен приток нефти 2,88 м³/сут. на Луцояхском месторождении с запасами категорий C_1+C_2 , равными 18,9 млн т. В 2012 г. в ЯНАО зарегистрировано открытие лишь двух новых месторождений с запасами 6 и 2 млн т.¹²

Выявляемые мелкие нефтяные месторождения серьезный интерес могут представлять для малых компаний, но не для нефтяных гигантов. Поэтому нередко получается, что новые открытые месторождения не вводятся в эксплуатацию, а лежат «мертвым грузом» на балансе крупных компаний. Последние и без того неплохо обеспечены разведанными запасами, имея показатели кратности к текущей добыче на уровне 20–30 лет. Российским нефтегазовым корпорациям новые запасы в значительной степени нужны лишь для роста капитализации, и частично совсем не важно: разрабатываются эти запасы или лежат без дела. Попутно заметим, что крупные компании имеют в своем арсенале еще одно средство наращивания собственных запасов – поглощение других, более мелких игроков. Впрочем, таких независимых производителей, представляющих реальный интерес для крупных корпораций, год от года становится все меньше и меньше.

Ухудшение конечных результатов в деятельности геологической отрасли на территории главного нефтедобывающего региона страны происходит на фоне сокращения объемов работ. По данным НАЦ рационального недропользования им. Шпилемана, если в 2001 г. объем поисково-разведочного бурения в ХМАО превышал 1 млн м, то сейчас он находится на уровне 300 тыс. м. Причем это преимущественно раз-

ведочное бурение, а не поисковое, и весь его объем выполняется нефтяными компаниями. Объемы сейсморазведки 2Д сократились с 38 до 2 тыс. пог. км. И лишь в сейсмике 3Д объемы работ находятся на стабильном – порядка 6 тыс. кв. км – уровне. При этом стоимость 1 км профилей сейсморазведки 2Д и погонного метра бурения за период 2002–2010 гг. выросла в 3–4 раза. Чтобы по физическим объемам ГРП достичь показатели, имевшие место в начале 2000-х годов, потребуется кратное увеличение финансирования.

Можно, конечно, упрекнуть авторов, что они слишком много внимания уделяют проблемам геологоразведки в Западной Сибири, которая уже утратила статус приоритетного региона по развитию нефтедобычи. Но парадокс состоит в том, что на протяжении всех последних лет как раз «неприоритетная» **Западная Сибирь дает львиную (до 3/4) долю прироста разведанных извлекаемых запасов нефти в стране.** Вот и выходит, что в российском НГС приоритеты развития, продиктованные в большей степени политическими мотивами, не подкрепляются должной подготовкой ресурсно-сырьевой базы. Последнее же занятие само по себе становится неприоритетным и малопривлекательным для многих игроков, действующих в НГС, что подтверждается «сухими» статистическими сводками. Так, в 2012 г. Федеральным агентством по недропользованию было объявлено аукционов и конкурсов на право пользования недрами по участкам, содержащим углеводородное сырье, в количестве 601; проведено 574; число признанных состоявшимися составило всего лишь 61, т.е. девять из десяти объявленных аукционов и конкурсов не набрали требуемого «кворума» участников.



В перечни участков недр для геологического изучения на углеводородное сырье за счет средств недропользователей был включен 191 участок; вообще не поступило заявок на 41; поступила одна заявка по 116; две и более заявок – по 34 участкам. Для сравнения скажем: на твердые полезные ископаемые было объявлено 238 конкурсов и аукционов, а состоялось 327 (с учетом аукционов и конкурсов, объявленных годом ранее, но состоявшихся в 2012 г.). Раскладка по участкам для геологического изучения выглядит следующим образом: включено в перечень 49; не поступило заявок на 11; поступила одна заявка по 27; от двух заявок и более – на 11.¹³

Причина сложившейся неблагоприятной ситуации кроется не столько в ухудшении качества геологических ресурсов УВС и в объективных сложностях освоения, вызванных данным ухудшением, сколько в тех труднопреодолимыми институциональных барьерах, которые существуют в российском НГС. Этому соответствует и проводимая лицензионная политика,

в большей степени обслуживающая интересы нефтегазовых монополистов, нежели обеспечивающая конкурентный и справедливый доступ к ресурсам недр, политика, которая смотрит в будущее «с завязанными глазами». Чтобы окончательно не утратить способность видеть, **необходимо** как можно скорее снять повязку с глаз и **встроить «зрячую» лицензионную политику недропользования в систему обновленных регуляторных механизмов**, требующихся для перехода российского НГС на интенсивный путь развития.

Заветный ключ к успеху

Нынешняя государственная политика не создает требуемых предпосылок для перехода отечественного НГС на интенсивный путь развития, который является единственно допустимым в условиях замедляющегося роста физических объемов производства и объективного удорожания добычи углеводородов. Практически о каждом регуляторном механизме можно сказать, что он требует ос-

новательной переделки и перенастройки под новые условия для решения новых задач, стоящих перед НГС (табл. 1).

Но будущее начинается сегодня. И уже сейчас необходимо предпринимать первые (при том неробкие) шаги по выстраиванию обновленных механизмов регулирования, по созданию, с одной стороны, стимулов, которые способствовали бы интенсивному развитию НГС в его тесном взаимодействии со всеми сопряженными секторами национальной экономики; а с другой стороны, ограничений, которые сдерживали бы всяческий корпоративный и ведомственный оппортунизм.

Одной из главных и первоочередных **задач государства** должно стать целенаправленное **создание реальной конкурентной среды в НГС**, которая побуждала бы компании к сокращению издержек, в том числе на основе разработки и использования инновационных технологий. Требуется создать условия, когда любая из нефтегазовых компаний смогла бы сохранять и увеличивать долю на рынке лишь путем поддер-

Таблица 1

МЕХАНИЗМЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НГС: ГДЕ НАХОДИМСЯ И НАПРАВЛЕНИЕ ДВИЖЕНИЯ, ТРЕБУЕМОЕ ДЛЯ РАЗВИТИЯ		
Сфера регулирования	Сейчас	Требуется
Организационная структура	Усиление роли крупных интегрированных компаний, прежде всего государственных	Создание условий для развития конкурентного независимого сегмента во всех видах деятельности НГС
Налогообложение	Фискальный принцип при несистемной дифференциации на основе производственного подхода	Построение гибкой стимулирующей системы с применением элементов экономического подхода
Инновационная политика	Отсутствие целостной парадигмы с акцентированием на роль госкомпаний	Формирование конкурентной бизнес-среды как естественной почвы для инноваций
Лицензионная политика	Недостаточная конкурентность, привилегии для крупных госкомпаний (в том числе на шельфе)	Формирование диверсифицированной конкурентной системы, учитывающей разнообразие условий освоения ресурсов УВС и создающей равные возможности для всех игроков



жания своей рыночной конкурентоспособности, т.е. будучи по крайней мере не менее эффективной, чем другие, а не по праву силы и не за счет привилегий, получаемых от государства. Необходимо переломить сегодняшнюю ситуацию, когда для компаний НГС зачастую более важными и менее рискованными факторами коммерческого успеха являются слияния и поглощения, покупка «готовых к употреблению» активов, а не реальные операции по освоению новых месторождений – с неизбежными дополнительными затратами, рисками, инновационными технологиями. С этой точки зрения речь идет о присоединении к мировому «мейнстриму» в развитии нефтегазовой промышленности, чтобы рост объемов производства, коммерческих и финансовых показателей достигался в основном благодаря внедрению технологических и иных инноваций, расширяющих ресурсную базу и способствующих сокращению издержек.

В современных условиях для успешного функционирования нефтегазовой отрасли **необходим эффективный сервисный сектор**, который оказывает широкий спектр услуг – от проведения геологоразведки до производства оборудования. В российских условиях независимый сервисный сегмент, выполняющий заказы и оказывающий услуги как для крупных компаний, так и для малого и среднего бизнеса, на практике может стать эпицентром формирования конкурентной среды в НГС. По мере развития рынка услуг его ценовые ориентиры могут стать основой для «объективизации» издержек в рамках интегрированных компаний, повышения прозрачности функционирования и развития ведущих нефтегазовых корпораций. Названный путь возрождения (или зарождения?) конкуренции в отечественном НГС вы-

глядит одним из наиболее реалистичных.

В свою очередь без повышения прозрачности функционирования и развития нефтегазовых компаний государству сложно (практически невозможно) реализовывать эффективное регулирование, в том числе взвешенную научно-техническую, инновационную, налоговую политику. Например, не обладая точной информацией об уровне издержек нефтегазовых компаний в новых провинциях, государство – с учетом сложности геологического строения и необходимости формирования инфраструктуры в Восточной Сибири – предоставляет налоговые льготы для всех объектов. При этом велика вероятность, что в регионе есть немалое количество месторождений, освоение которых рентабельно и без каких-либо льгот.

Важнейшим предварительным условием, от которого зависит возможность реализации эффективной регуляторной политики в НГС, является радикальное улучшение системы учета и мониторинга. В качестве основной единицы учета, анализа и управления – не только в поисково-разведочном, но и в добывающем сегменте – необходимо выделить месторождение (объект разработки). Лишь в этом случае регулирующие органы будут располагать достаточно полной и объективной информацией о состоянии дел в НГС, включая данные о величине и степени дифференциации производственных издержек, не завуалированные усреднением по недропользователям. Тогда и решения о введении дифференцированного налогообложения будут более обоснованными.

Альтернативой широкому использованию налоговых льгот в определенной степени может стать внедрение инновационных технологий, позволяющих снизить издержки до уровня, который исключает не-

обходимость льготирования ныне чрезмерно дорогих нефтегазовых проектов. При таком сценарии развития событий интересы государства и недропользователей совпадут: и волки будут сыты (компании смогут выйти на приемлемые показатели коммерческой эффективности реализуемых проектов), и овцы целы (государство сведет к минимуму текущие бюджетные потери из-за льготного налогообложения).

При общем сокращении (хотя бы даже и в относительном выражении) затрат на освоение и добычу углеводородов доля наукоемкой составляющей в издержках будет иметь тенденцию к росту. Соответственно, издержки в НГС будут оказывать более выраженное мультипликативное воздействие на экономику – многие ее отрасли, включая сферу НИОКР, машиностроение. Для достижения сколько-нибудь ощутимых эффектов нужна целенаправленная научно-техническая политика, а в ее рамках прежде всего необходимо:

- усилить роль и значение процедур технического регулирования в применении новых научно-технических решений;
- осуществлять регулярный мониторинг эффективности и обоснованности принимаемых и применяемых технических решений;
- стимулировать компании к финансированию и развитию научно-технических, прежде всего поисковых работ и исследований.

Тенденция к нарастанию в составе ресурсной базы сложных объектов и трудноизвлекаемой нефти вызывает повышение издержек и рисков не только для недропользователей, но и для государства. Противостоять этому поможет развитие форм соучастия в проектах и конкурентных начал на всем пути производственного цикла НГС от поисково-разведочной



стадии до переработки добываемых углеводородов. В первую очередь следует предпринять следующие меры:

- узаконить предоставление прав (лицензий) на пользование недрами группам компаний с обязательным определением статуса и полномочий компании-оператора;

- ввести обязательную процедуру внутреннего перекрестного аудита в консорциумах недропользователей (с целью проверки обоснованности издержек и применяемых решений в деятельности компаний-участников).

В целом же российский НГС будущего должен рассматриваться как высококонкурентный инновационный кластер, способный не только эффективным образом снабжать экономику страны энергоресурсами, но и **быть опорой для экономического роста при движении по пути инноваций и построения прогрессивной институциональной среды**. Мы лишь эскизно обозначили шаги и меры, которые необходимы, чтобы приблизиться к заветному идеалу, чтобы «светлое будущее» все-таки настало. В действительности же **потребуется огромная и кропотливая работа по развитию регуляторной системы**, рассчитанная, по-видимому, на долгие годы. Но нуж-

но двигаться вперед, шаг за шагом, и с чего-то нужно начинать, хотя бы с малого...

Литература

1. Новак А. Сырьевые регионы: стратегия для следующих поколений. – Доклад и презентация на панельной дискуссии. Форум «Сочи-2013». Сентябрь 2013 г. – Минэнерго РФ. – URL: <http://minenergo.gov.ru/press/doklady/16352.html>.

2. Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Российская химия: движение вперед или бег на месте? // ЭКО. – 2010. – № 7. – С. 55–76.

3. Парламентская перемена: налоговая чехарда / Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 3. – С. 58–62.

4. Рейтинг программ инновационного развития госкорпораций и компаний с государственным участием. Сборник аналитических материалов. – М: Эксперт РА, 2012. – 26 с.

5. Oil and Gas in the 21st Century. Norway's Technology Strategy for the 21st Century. – Norway: The research council of Norway, 2010. – 24 p.

6. Независимые нефтедобывающие предприятия РФ. Справочник. – М.: ИЦ «Кортес», 2013. – 45 с.

7. Выгон Г. Стимулирование развития сектора неза-

висимых нефтяных компаний в России / Презентация на ежегодном собрании Ассоциации Нефть, 12 дек. 2013 года. – Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. – URL: <http://energy.skolkovo.ru>.

8. Крюков В. Добыче углеводородов — современные знания и технологии // ЭКО. – № 8. – 2013. – С. 4–15.

9. Шмат В. Нефтегазовый цугцванг. Очерки экономических проблем российского нефтегазового сектора / под науч. ред. В.А. Крюкова. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2013. – 505 с.

10. Южакова В. Белые пятна Западной Сибири // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 12. – С. 50–52.

11. Волков В. Курсом на баженскую свиту // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 12. – С. 26–29.

12. Новенькие неготовенькие: запасы открытых месторождений в России снижаются год от года // Нефть и капитал. – 2013. – № 6. – С. 31–35.

13. Доклад о результатах и основных направлениях деятельности Минприроды России на 2014 год и плановый период 2015 и 2016 годы. – М.: Министерство природных ресурсов РФ, 2013.

Тюменский энергоресурс страны: история, экономика и политика

В.П. Карпов, д.и.н., профессор
ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»

Тюмень по большому счету – не только город или регион. В широком смысле слова это крупнейший нефтегазовый центр, культурный код, символ большой энергетики. Мировую экономику и геополитику со второй половины XX века невозможно рассматривать без учета тюменского фактора.

Спасение – в Тюмени

Создание на базе открытых тюменских месторождений

крупнейшего в мире Западно-Сибирского нефтегазового комплекса изменило ход не

только отечественной, но и мировой истории. И это не преувеличение. Если говорить о значении «события века» в страновом аспекте, то без нефти и газа Западной Сибири государство вполне могло уйти на периферию мирового прогресса – не было бы ресурса для развития. В 2004 году, че-



рез 40 лет после начала эксплуатации сибирских месторождений, легендарный нарком (министр) нефтяной промышленности СССР и председатель Госплана СССР (1965 – 1985 гг.) Н.К. Байбаков написал о роли Тюмени в экономической истории страны: «...было очевидно, что добиться хотя бы небольших приростов нефтедобычи в «старых» районах – цель труднодостижимая. А в дальнейшем там неизбежно резкое падение добычи. Тюмень при этой сложившейся к середине 1960-х годов опасной ситуации становилась особенно перспективной. **Это было спасением!**» [1].

Геополитический аспект тюменского феномена – в колоссальном усилении международных позиций СССР. Не случайно многие западные эксперты главными в мотивации сверхбыстрых темпов освоения нефтегазового Тюменского Севера увидели военно-политические и стратегические цели советского руководства [2]. Действительно, в условиях холодной войны нефть и газ Тюмени стали очень важным ресурсом в противостоянии с Западом.

«Советской нефтью можно взорвать полмира» – написал один из английских журналов после открытия большой нефти в Урало-Поволжье в начале 1930-х гг. [3]. Реакция на открытие тюменской нефти была не столь эмоциональной – большинство западных аналитиков в 1960-е годы считало, что у СССР не хватит сил, чтобы взять тюменскую нефть. Тем не менее известие об открытии месторождений за Уралом обсуждалось на сессии Совета НАТО, съезде американских нефтепромышленников, комментировалось в зарубежной прессе. Анализ геологии Западно-Сибирской нефтегазовой провинции вызвал значительный интерес на VI (1963 г.,

Франкфурт) и VII (1967 г., Мехико) мировых нефтяных конгрессах.

Советские руководители тоже не сразу поверили в нефтяную Тюмень [4], но уже в конце 1960-х гг. стало ясно, что существенным может быть выигрыш не только в экономике, но и в политике. «Когда имеешь дело с явлениями масштабов, подобных тюменским, – отмечал первый секретарь Тюменского обкома КПСС Б.Е. Щербина, – надо отчетливо сознавать, что находки здесь сказываются не только на экономике СССР, но вторгаются и в политику» [5]. Объяснение простое: нефть и газ залегают в недрах планеты и распределяются между государствами очень неравномерно, а нуждаются в них все страны без исключения. Поэтому известный историк нефти Дэниел Ергин назвал углеводороды (УВ) «стратегическим товаром, имеющим решающее значение для национальных стратегий и международной политики» [6].

Экономика versus политика

Диалог Москвы с Западом в сфере энергетики знал и хорошие, и плохие времена, однако риторика противников сотрудничества с нашей страной за рубежом мало изменилась за прошедшие десятилетия. Если в середине XX века говорилось об опасности господства «красной нефти», то в начале XXI века возник образ России как «красного медведя с трубой» [7].

Целостное и объективное изучение прошлого позволяет глубже, нежели только наблюдение современных событий и процессов, объяснить происходящее, так как современные события в известном смысле есть следствие прошлого, сформировавшего геокультурные, институционально-политические и экономические

ландшафты настоящего [8]. На торговлю углеводородами, ее масштабы, географию, условия сделок, сопровождение их научно-техническими и иными договорами непосредственное влияние оказывали и оказывают смены господствующих политических представлений в деловых кругах Запада относительно возможностей партнерства с Россией. Каждая такая смена в той или иной степени влияла и продолжает влиять на заключение контрактов.

Можно выделить несколько этапов в развитии сотрудничества с Западом в сфере экономики вообще и энергетики в частности. На первом – со второй половины 1940-х до середины 1960-х годов – в капиталистическом мире господствовала позиция отказа от торговли и сотрудничества с «красным» Востоком. Ее сторонники исходили из конфронтационной модели развития мира, считая, что отношения Запад – Восток в принципе не могут выйти из рамок противоборства. Списки КОКОМ – международной организации стран НАТО, созданной с целью экспортного контроля над товарами и технологиями, запрещаемых к ввозу в СССР, включали в этот период более 2,8 тыс. товарных позиций [9].

На втором этапе – во 2-й пол. 1960-х–1970-е годы – верх взяла позиция содействия торговле Запад – Восток. Ее сторонники исходили из того, что: 1) политика запретов вряд ли осуществима ввиду наличия у соперника мощного экономического потенциала, а также из-за разногласий между Западной Европой, Японией и США; 2) рост сотрудничества Запада со странами СЭВ позволил бы Западу влиять на эти страны; 3) угрозы применения эмбарго способствуют укреплению экономического союза стран Востока; 4) Россия с ее богатейшими природными ресурсами представляет собой в долго-



временной перспективе интересный и открывающий широкие перспективы рынок [10].

Первая половина 1980-х гг. – третий этап. Позиция противников сотрудничества усиливается после ввода советских войск в Афганистан в декабре 1979 г. СССР оказался в международной изоляции, а президент США Р. Рейган в начале 1980-х гг. называет нашу страну «империей зла». Поэтому с точки зрения Запада лучший способ ослабить противника, отстающего в экономическом, научно-техническом и военном отношении – эмбарго и ограничение торговых связей.

На следующем, четвертом этапе, в годы перестройки М. Горбачева (1985–1991) и президентства Б. Ельцина (1990-е гг.) верх берет позиция сторонников сотрудничества с Москвой. Большую часть 90-х гг. Россия, потерявшая за годы либеральных реформ почти половину своего промышленного потенциала, главные надежды возлагала на экономическую помощь Запада. Однако развитие мировой геополитической ситуации показало, что страна не может ходить на одной, «западной ноге» (Е. Примаков) [11], не менее важно восточное направление.

Близки к защитникам концепции сотрудничества с нашей страной сторонники **«взаимовязанных уступок»**: сохранять и развивать торгово-экономические отношения при условии, что партнер пойдет на уступки внешне- и внутриполитического характера в ответ на шаги Запада по расширению торговли. Эта позиция предусматривает применение частичных и ограниченных во времени **санкций**, связанных с политическими требованиями. Она нашла отражение в установках правительства ФРГ и администрации США с середины 1980-х гг. [12]. Идея **санкций** во внешней политике Запада стала вновь

актуальной по отношению к РФ в связи с украинским кризисом 2014 года.

В орбите международных отношений

Тюмень оказалась в орбите международных отношений со второй половины 1960-х гг. Для лучшего понимания геополитической ситуации тех лет следует помнить не только о холодной войне, но и о положении на мировом нефтяном рынке, где господствовал западный картель, объединявший крупнейшие нефтяные компании Западной Европы и США. Вторым центром мировой нефтяной политики стал социалистический лагерь, координировавший с 1949 г. свою сырьевую политику в рамках Совета экономической взаимопомощи (СЭВ). Третий центр – Организация стран-экспортеров нефти (ОПЕК) – был образован в 1960 г. Таким образом, три ключевых субъекта мировой нефтяной политики составили своеобразный треугольник. Нефтяной экспорт СССР был ориентирован до конца 1960-х гг. прежде всего на идеологических друзей по социалистическому лагерю.

Продажа сырой нефти за рубеж стала заметно расти при Н.С. Хрущеве и особенно быстро – после мирового энергетического кризиса 1973 г.: во-первых,кратно выросли цены на нефть; во-вторых, стремительно росла нефте- и газодобыча в Западной Сибири. За 1970-е годы производство черного золота в регионе выросло в 10 раз, газа – в 16. Тюменская энергетика значительно увеличила возможности международного сотрудничества СССР не только с социалистическими, но и с капиталистическими странами. На фоне политической конфронтации двух мировых систем нефть и газ Тюмени становились весомым фактором мировой политики. Если

в 1960 г. вывоз сырой нефти из страны составлял 17,8 млн тонн, то в 1980 г. – уже 119 млн т., или треть всей добываемой нефти [13]. Преобладающий вывоз сырой нефти объяснялся тем, что: 1) завоевать новые рынки, предлагая более дешевую по сравнению с продуктами переработки сырую нефть, легче; 2) для идеологических союзников (помимо возможности реэкспорта) выгодней покупать сырье по низкой цене и развивать национальную промышленность (еще в большей степени это касается стран Запада); 3) отечественная нефтеперерабатывающая промышленность отставала от стремительного роста нефтедобычи, технологически уступала зарубежной.

Учитывая большой спрос на сибирскую нефть и возможные результаты поставок ее на внешние рынки, советское руководство предполагало эффективно использовать этот источник: 1) импортировать современное оборудование для эффективной разработки ресурсов Тюмени и создания мощной экспортной базы в добывающих отраслях; 2) создать при помощи промышленно развитых стран на условиях компенсации сырьем и готовой продукцией современное производство в обрабатывающей промышленности с ориентацией на мировой рынок; 3) использовать увеличивающиеся в результате расширяющегося экспорта валютные поступления для решения социально-экономических задач [14].

Заинтересованность в дешевом сырье и гарантированных поставках подтолкнула довольно крупные западные фирмы и банки к выделению кредитов под разработку сибирских месторождений. С 1964 года многие западные страны отказываются от соблюдения Бернского соглашения (подписано в 1958 г. государственными



ми и частными кредитно-финансовыми учреждениями США и Западной Европы), согласно которому срок предоставления кредитов социалистическим странам не превышал 5 лет, и перешли к долгосрочному кредитованию (10–15 лет). С начала 1960-х устанавливаются долгосрочные контакты с отдельными зарубежными банками и фирмами, заинтересованными в разработках сибирских ресурсов (компенсационные сделки по поставкам нефти и газа в Западную Европу), а позднее расширяется сотрудничество на международном уровне.

Единства действий зарубежных участников тюменских проектов сложиться не могло, так как политика ограничений в торговле Восток – Запад не опиралась на единство интересов. Поэтому советское руководство использовало в своих интересах имеющиеся в западном мире расхождения и различные ориентации. Запад никогда не был единым: свои интересы были и есть у каждой страны, у политических партий внутри Евросоюза и США. Параллели с сегодняшним днем – разногласия между Европой и Северной Америкой в связи с украинским кризисом: как наказать Россию? Ежегодный торговый оборот РФ с США – около 35 млрд долл., тогда как с ЕС – более 400 млрд долл. [15]. В случае принятия против РФ жестких мер, на которых настаивают США, европейцы теряют много больше, чем их американские «друзья».

При обсуждении межгосударственных соглашений по сотрудничеству в сфере ЗСНГК экономические соображения в большинстве случаев брали верх над политическими и геостратегическими. Вопреки американским запретам Советский Союз заключил компенсационные соглашения «газ–трубы» с ФРГ, Францией, Италией и Австрией. В 1960–70-х годах СССР

закупил на компенсационной основе (в счет кредитов, погашаемых продукцией) оборудование и материалы для 60 крупных объектов нефтегазовой, химической и целлюлозно-бумажной промышленности [16].

В рамках сделки «газ–трубы», включавшей поставку тюменского газа в Германию, особый резонанс как в СССР, так и за рубежом вызвало строительство экспортного газопровода Уренгой – Помары – Ужгород протяженностью почти в 4,5 тыс. км. В июле 1981 года консорциум немецких банков во главе с Deutsche Bank и AKA Ausfuhrkredit GmbH согласился предоставить 3,4 млрд немецких марок в виде кредитов для строительства компрессорных станций. Позже были подписаны соглашения с группой французских банков и японским экспортно-импортным банком. В 1981–1982 гг. заключены контракты о поставке компрессоров и труб с Creusot-Loire, John Brown Engineering, Nuovo Pignone, AEG-Telefunken, Mannesmann, Dresser Industries, Walter Kidde и Japan Steel Works. Трубоукладчики были приобретены у компаний Caterpillar и Komatsu. Построенный в короткие сроки (1982–1984 гг.) газопровод создал трансконтинентальную систему транспортировки газа Западной Сибири в Западную Европу.

С углублением международного сотрудничества в разработке сибирских нефтегазовых месторождений появился стабилизирующий фактор в отношениях Восток – Запад. В то же время в западном мире компенсационные соглашения по сибирским программам сыграли роль дестабилизирующего фактора. Геополитическое положение Европы подталкивало ее к посредничеству между СССР и США. Возникли разногласия и трения между союзниками. Для стран Западной Европы расширение сотрудниче-

ства с СССР по сибирским проектам означало достижение лучших условий обеспечения сырьем на выгодной обоим сторонам долгосрочной основе, так как позволяло диверсифицировать источники поставок и увеличить мобильность производства. К тому же для них открывался обширный и емкий рынок сбыта соответствующих видов материалов и оборудования. Частично этим объясняется некоторая «строптивость» европейских союзников США в вопросе о поставках труб, компрессорных станций и другого оборудования для ЗСНГК.

Политика и научно- технический прогресс

С первых шагов нефтяная Тюмень стала своего рода передовым плацдармом, где проходили практическую проверку и получили признание сотни и тысячи технических и технологических новинок в добыче, бурении, строительстве. Стремительный взлет нефтедобычи в Западной Сибири был достигнут также благодаря интенсивной выработке лучших по качеству и местоположению запасов минерально-сырьевых ресурсов. Так, на территории Ханты-Мансийского округа из почти 500 месторождений нефти и газа всего 12 месторождений в течение 1964–1995 гг. обеспечили 80% добычи региона [17].

Однако в начале 1980-х гг. крупнейшие сибирские месторождения прошли свой пик добычи, и для многих руководителей в министерстве и правительстве резкий спад в отрасли региона стал неожиданным. Среди основных причин быстрого выхода месторождений «на полку» – внедрение принципов основополагающего экономического критерия нефтедобычи (ОЭКН) в СССР – выполнение производственных планов при минимизации капи-



таловложений в нефтедобывающий район. Яркий пример – эксплуатация Самотлора. Если на аналогичных месторождениях за рубежом предпочтение отдавалось длительному комплексному геолого-физическому изучению объектов разработки и компьютерному моделированию технологических процессов перед вводом месторождения в разработку, то при освоении Самотлора все делалось в спешке. Добыча нефти на 4 года опережала обустройство промыслов. Не было построено объектов, предусмотренных проектом, почти на 1,5 млрд рублей [18].

ОЭКН можно объяснить ограниченными экономическими возможностями СССР в послевоенные пятилетки. Но как объяснить «голодный паек» ЗСНГК в 1970–80-е годы? Во-первых, львиная доля валютных поступлений от продажи нефти и газа уходила на поддержку стагнирующей экономики. Во-вторых, говоря о нехватке средств, следует помнить, что СССР обеспечивал дешевой нефтью большое число государств – социалистических и развивающихся. За такие поставки наша страна недополучала огромные суммы нефтедолларов, которые могли быть направлены в развитие ТЭК. В 1993 г. известный в стране нефтяник А.Т. Шмарев (в прошлом начальник ПО «Татнефть») с горечью констатировал: «Отрасль (нефтяная – авт.), на которой держалась вся жизнь страны, сама почти ничего не получила для своего обновления и развития...» [19].

Внешнеэкономические связи обеспечивали вклад в развитие научно-технического прогресса в самых разных отраслях хозяйства, особенно с большой долей нового промышленного строительства. Использование в этих случаях зарубежного опыта, документации, технологий, оборудования и мате-

риальных средств выводили производство на возможность выработки продукции, отвечающей требованиям мирового рынка. В то же время чрезмерное увлечение закупкой импортного оборудования не стимулировало собственные разработки, особенно создание техники и оборудования в северном исполнении, столь необходимые на промыслах Западной Сибири. Экспорт готовой продукции из региона ожидался в отдаленном будущем, причем значительная часть продукции должна была вывозиться в счет погашения кредитов. Поэтому уже в восьмой и девятой пятилетках наметилась тенденция к увеличению экспорта сырья для получения валюты, которая использовалась для масштабных закупок техники и оборудования, покрытия отставания отечественного машино- и приборостроения за счет увеличения импорта. Вместо предполагаемого увеличения в структуре экспорта готовых изделий шел обратный процесс: удельный вес машин, оборудования и вообще готовой продукции в советском экспорте уменьшался, сырья и полуфабрикатов – стремительно рос. Только за восьмую пятилетку (1966–1970 гг.) для оплаты импортных закупок страна увеличила вывоз топлива, промышленного сырья и полуфабрикатов на 44 процента [20].

Сырьевая направленность экономики, с одной стороны, не обеспечивала должного развития высоких технологий, которые приходилось ввозить из-за рубежа, а с другой – обрекала страну на роль сырьевого придатка западного мира. С 1970 по 1985 г. стоимость импортных машин и оборудования выросла почти в 7 раз, а их доля в оборудовании, связанном с реализацией капитальных вложений, увеличилась с 13 до 37% [21].

В постсоветский период зависимость нефтегазового

комплекса РФ от импортных технологий и оборудования не только не сократилась, но и заметно увеличилась. Модернизация отечественных нефтеперерабатывающих заводов базируется на разработках зарубежных компаний и закупленном за рубежом оборудовании [22]. Многие эксперты жалуются на то, что ведущие зарубежные нефтегазосервисы диктуют цены, вытесняют российские компании с отечественного рынка, экономят на российском персонале, ограничивают доступ к технологиям и нередко действуют с оффшорных территорий. Свыше 65% нефтегазосервисного рынка РФ принадлежит иностранным компаниям, что представляет национальную угрозу, заявляет губернатор Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) Н. Комарова [23].

Для успешной конкуренции с мировыми лидерами российским машиностроителям нужны инвестиции и правительственная поддержка. Государство должно четко определить приоритеты в данной области, как это сделали Казахстан, Норвегия и Китай.

Восточная программа «Газпрома»

Основная идея Восточной программы – обеспечение масштабного экспорта газа в Китай и другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). В связи с украинским кризисом, вызвавшим охлаждение отношений Россия – Запад, Москва все большую заинтересованность проявляет в развитии сотрудничества с Востоком. Визит президента РФ в КНР завершился подписанием крупного контракта в сфере энергетики. Однако, перефразируя Е. Примакова, ходить на одной, теперь уже «восточной ноге», так же плохо, как и на одной «западной». Нельзя уходить из



Европы и Северной Америки, иначе КНР будет использовать геополитическую ситуацию в своих интересах, навязывая невыгодные России условия партнерства.

Для всех участников Шанхайской организации сотрудничества (ШОС), созданной в 2001 г. (Россия, Китай, Казахстан, Киргизия, Таджикистан и Узбекистан), приоритетным является сотрудничество в сфере ТЭК. Благодаря объединению политических ресурсов России и Китая ШОС способна потеснить интересы США в Азии. Однако нельзя забывать о конкуренции внутри самой Шанхайской организации. Активность центрально-азиатских республик и КНР может обернуться для России потерей части экспорта. Так, в конце 2005 г. был открыт 1000-километровый трубопровод Атасу (Казахстан) – Алашанькоу (КНР), ставший первым центрально-азиатским экспортным маршрутом, который не проходит по территории РФ. В ноябре 2011 г. между КНР и Туркменистаном был подписан договор, по которому туркмены увеличивают поставки газа в Поднебесную на 25 млрд куб. м, то есть в ближайшем будущем туда будет направляться в общей сложности 65 млрд кубов газа в год. Таким образом, Ашхабад: 1) снижает свою зависимость от российского рынка; 2) составляет серьезную конкуренцию «Газпрому» на китайском направлении; 3) прокладывает дорогу газу из Казахстана и Узбекистана, также готовым подпитывать туркменскую трубу в КНР соответственно 12–15 млрд и 10 млрд кубометров [24].

Казахстан, Туркменистан и Узбекистан ищут возможности маневра. К этому подталкивала и сама Россия, предлагавшая в 2000-е годы условия экспорта углеводородов, не всегда отвечавшие интересам этих

стран. Так, «Газпром» экспортировал газ в Европу по мировым ценам, а Туркменистан и Узбекистан вынуждены были продавать его «Газпрому» по цене существенно ниже мировой. Для казахстанских экспортеров нефти транзитные тарифы были вдвое выше, чем для российских нефтяных компаний (НК) [25].

Трудно прогнозировать масштабы присутствия России на нефтегазовом рынке Азии, поскольку он привлекателен для многих стран и компаний. Неумолимо развивающаяся глобализация, сближая страны, в то же время на участке энерго- и ресурсоснабжения все больше разъединяет их, превращая в игроков разных команд на мировом рынке. По мнению многих западных экспертов, Россия – временный транспортный посредник между Азией и Европой, и со временем у Казахстана, Узбекистана и Туркменистана появятся более выгодные собственные экспортные маршруты. Дальнейшая переориентация центрально-азиатских потоков нефти и газа на Китай и Азербайджан может нанести удар по экспортным возможностям РФ и перспективам роста добычи тюменских углеводородов.

Проекты в высоких широтах

В тюменском секторе Арктики – Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) сосредоточены колоссальные природные богатства – водные, минерально-сырьевые, энергетические. Крайний Север региона переживает вторую волну индустриализации и является самым подготовленным российским плацдармом для дальнейшего продвижения в высокие широты. Согласно последним данным, газовые ресурсы ЯНАО составляют около 147 трлн м³ [26]. В зависимости от конъюнктуры (спрос на внутреннем и

мировом рынках) в регионе ежегодно добывается до 600 млрд м³ газа или почти 90% всего газа РФ.

В 2012 г. на полуострове Ямал началась эксплуатация Бованенковского нефтегазо-конденсатного месторождения (БНГКМ), в 2018 г. планируется старт Харасавэйского месторождения. Это превращает полуостров в новую крупнейшую нефтегазовую провинцию РФ. Ведь только БНГКМ, разработку которого ведет ООО «Газпром добыча Надым» (в советском прошлом – объединение «Надымгазпром»), располагает запасами около 5 трлн кубометров газа.

На территории ЯНАО реализуется ряд крупномасштабных проектов, которые изменят экономику не только Тюменской области, но и всей РФ. Во-первых, это создание центра по производству сжиженного природного газа (СПГ) на полуострове Ямал (проект «Ямал СПГ»). Пока объемы производства СПГ в России не соответствуют имеющимся ресурсам и статусу РФ как энергетической державы: текущая доля РФ в мировой торговле СПГ – 4,5% (восьмое место в мире) [27]. С выходом на проектную мощность – 16,5 млн т ежегодно – ямальский завод будет давать треть всего объема российского СПГ (вместе с проектами на Сахалине и Штокманом – около 45 млн т), что покроет значительную долю мирового спроса [28].

Географическое положение «Ямал СПГ» позволяет ему, в отличие от других СПГ-проектов, ориентированных на страны АТР, снабжать газом и Азию, и Европу, и Северную Америку. СПГ будет обладать очевидными преимуществами перед трубным – отсутствием зависимости от стран-транзитеров, снятием претензий Третьего энергопакета относительно трубопроводных поставок, марке-



тинговой гибкостью и выходом на новые рынки.

В соответствии с проектом «Ямал СПГ» в июле 2012 г. началась реализация другого **мегапроекта – строительство морского порта Сабетта**, которое расценивается экспертами как начало возрождения Северного морского пути (СМП) [29]. Порт находится в северо-восточной части полуострова, на западном берегу Обской губы, в 5 километрах к северо-востоку от вахтового поселка Сабетта, служившего перевалочной базой для газодобывающих еще в советское время. Уникальное местоположение ямальского порта позволяет обеспечивать круглогодичные поставки СПГ на рынки Европы, Америки и АТР по СМП. Первое судно из Сабетты планируется отгрузить в первом квартале 2017 года [30]. Бесперебойность поставок должны обеспечить 4 ледокола и флотилия до 20 судов вместимостью 140–160 тыс. кубометров газа.

Учитывая уникальное расположение морского порта – самый центр российской Арктики – было бы нерационально использовать Сабетту только как монопорт для транспорта СПГ. Поэтому для раскрытия потенциала нового порта реализуется третий по счету масштабный **инфраструктурный проект – «Северный широтный ход»**. Это объединяющее название нескольких участков железной дороги и мостовых переходов, которые требуют строительства или реконструкции. Маршрут станция Обская-2 – Салехард – Надым – Пангоды – Новый Уренгой – Коротчаево должен разгрузить ветку Транссиба Новый Уренгой – Сургут – Тобольск – Тюмень, которая сейчас перегружена. Формирование Северного широтного хода соединит Свердловскую и Северную железные дороги, позволит в будущем довести «же-

лезку» до Сабетты, а значит – до СМП, тем самым обеспечив доступ единой транспортной системы России к инфраструктуре Арктики.

О широких перспективах Сабетты, не связанных исключительно с нефтегазовым комплексом, уже мечтают областные и окружные власти. Например, о транспорте тюменского зерна на Дальний Восток через Ямал. «Мы связываем большие надежды со строительством морского порта Сабетта на Ямале, – сказал тюменский губернатор В. Якушев. – Потому что если мы будем отгружать наше зерно через Новороссийск, его цена вырастет вдвое. Направление Тюмень – Сабетта и дальше по Севморпути может быть вполне актуальным» [31].

Перспективы Сабетты как многофункционального терминала отмечает и губернатор ЯНАО Д. Кобылкин: «Для всей страны это новые возможности раскрыть дополнительные ресурсы для достижения стратегических государственных задач в Арктике» [32]. И конечно, это новые возможности для самого Ямала. По мнению авторов разработанной в ЯНАО «Стратегии-2020», в ближайшие 10 лет экономику округа ожидает прорыв, какого в полярном крае не бывало со времен разработки первых месторождений нефти и газа [33].

Конечно, нельзя забывать о техногенной нагрузке мегапроектов на природу Арктики. Ученые утверждают, что пока разработки в области высокотехнологичной ликвидации возможных аварий и чрезвычайных ситуаций в районах Крайнего Севера невелики. Сегодня не существует их и в мире. Поэтому, по мнению властей ЯНАО, наиболее актуальны сегодня проблемы обеспечения экологической безопасности всех крупных инфраструктурных проектов, включая освоение шель-

фовой зоны Баренцева и Карского морей, «Ямал СПГ», освоение БНГКМ и других промышленных гигантов. Не случайно третий международный форум «Арктика – территория диалога», посвященный экологическим проблемам в Арктике, прошел в 2013 г. в столице ЯНАО – Салехарде.

Перспективы развития мирового энергетического рынка демонстрируют, что газ ЯНАО будет востребован как в Европе, так и в странах АТР. По прогнозу Международного энергетического агентства, к 2020 г. в странах Европы спрос на газ достигнет отметки в 800 млрд куб. м, из них более 500 млрд куб. м будет импортироваться. В странах АТР потребление природного газа возрастет до 660 млрд куб. м, из которых импортироваться будут более 200 млрд куб. м [34].

Все **ямальские проекты** кроме экономической эффективности **имеют важный геополитический аспект**. Межгосударственная конкуренция за право владения богатствами высоких широт растет, и подтверждать прежние достижения в Арктике можно, лишь наращивая свое присутствие в регионе, демонстрируя миру не только исторические основания, но и возможности работать в Арктике.

Разработка «бажена» как альтернатива сланцевой революции

Один из серьезных вызовов отечественному НГК – сланцевая революция в США. Ряд стран уже пытается следовать американскому примеру, есть предложения взять данный опыт на вооружение и в России. Но у нас есть свои нетрадиционные углеводородные ресурсы. Большие **надежды в ХМАО связаны с отложениями баженской свиты (БС)**,



которые являются аналогом североамериканских нефтяных сланцев (НС). Их отличие в высоком содержании в залежи вместе с легкой нефтью органического вещества керогена (около 1/4), процесс преобразования в нефть которого не завершен. Согласно последним научным данным, отложения БС распространены в центральной части Западно-Сибирской низменности на площади более 1 млн км², а ресурсы БС составляют от 50 до 150 млрд т [35]. Крупнейшие российские компании «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпром нефть» и «Сургутнефтегаз» приступили к разведке месторождений, содержащих запасы БС.

Успех в деле освоения БС будет определяться как темпами технологического прогресса, так и налоговым режимом освоения запасов. Как отмечают представители администрации ХМАО, до обнуления НДС для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в Югре ежегодно добывалось около 1 млн т нефти из отложений БС. По прогнозам, при сохранении прежней налоговой системы этот показатель к 2020 г. составил бы 2–2,5 млн т, а после введения налоговых льгот он увеличится до 20–30 млн т в год [36].

Генеральный директор компании «Сургутнефтегаз» В. Богданов давно доказывает необходимость изменения налоговой политики в сфере ТЭК. «Природу не обманешь, – поясняет он. – Для разработки трудноизвлекаемых запасов требуются новые технологии, что увеличивает капитальные и операционные затраты, а следовательно, себестоимость добычи» [37]. Отмена на добычу полезных ископаемых (НДПИ) при разработке баженновской свиты позволит «Сургутнефтегазу» к 2030 году дополнительно добыть 195 млн т нефти, соответственно госу-

дарство получит 2,5 трлн руб. доходов [38].

Тобольск, Уват и другие южные проекты региона

Известно, что основное производство углеводородов Тюменской области сосредоточено на севере, однако добыча полезных ископаемых с недавних пор активно развивается и на юге региона. С 2007 по 2012 г. она выросла (без ХМАО и ЯНАО) почти в 5 раз. Это произошло за счет реализации Уватского проекта. По словам В. Якушева, здесь будет создана нефтедобывающая инфраструктура с объемами производства свыше 15 млн т ежегодно [39].

Перспективы реализации Тобольского нефтяного проекта не хуже, чем у Уватского. В районе к сегодняшнему дню открыто шесть месторождений – восемь лицензионных участков. Среди потенциальных нефтепользователей – основные нефтедобывающие компании, которым интересны такие запасы, а также возможность получения налоговых льгот. В Уватском, Тобольском и Вагайском районах готово 26 месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Теперь, когда НДС для данных месторождений обнулен, у южнотюменских проектов есть хороший шанс превратиться в крупную нефтяную провинцию с ежегодной добычей в 30 млн т [40].

Мультипликативный эффект нефтяных проектов – в увеличении объемов производства машиностроения, металлургии, нефтепереработки, стройиндустрии и других отраслей экономики региона. На юге области сформирован нефтесервисный кластер, в который входят заводы «Нефтемаш», «Сибнефтемаш», «ГазТурбоСервис», «Электрон», Halliburton, Schlumberger и Baker Hughes.

Большие перспективы связаны с нефтехимией, базирующейся на переработке широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), получаемой из попутного нефтяного газа и газового конденсата. На предприятии «Тобольск-Нефтехим», входящем в «СИБУР Холдинг», в 2011 г. завершен проект по модернизации действующей центральной газодифракционирующей установки (ЦГФУ) с увеличением ее мощности до 3,8 млн т ШФЛУ в год. Активно ведется строительство второй ЦГФУ производительностью 2,8 млн т. В 2013 г. в Тобольске «СИБУР» ввел в эксплуатацию крупнейший в России и один из крупнейших в мире комплекс по выпуску полипропилена – «Тобольск-Полимер» – мощностью 500 тыс. т в год. Это позволит России не только полностью покрыть собственные потребности в основных марках полипропилена, но и стать крупным экспортером данной продукции [41].

На площадке, где сейчас находится «Тобольск-полимер», еще в советские годы планировалось реализовать проект по строительству крупного нефтехимического производства, но он так и не был осуществлен. Сегодня развитие тюменской нефтехимии тем более актуально, что Россия по объемам спроса на основные нефтехимические материалы значительно отстает от других государств. Среднедушевое потребление полипропилена, например, у нас в три раза меньше, чем в Европе и США, а существующие потребности превышают производство более чем на треть [42].

Тюменская область занимает лидирующие позиции среди российских регионов по созданию благоприятного инвестиционного и предпринимательского климата. Подводя итоги сделанному за последние восемь лет, В. Якушев отметил,



что с 2006 по 2013 г. экономика области (без округов) выросла в 2,3 раза, в 2,5 раза – объем инвестиций в основной капитал, количество предпринимательских субъектов удвоилось [43].

Благодаря привлечению инвесторов объем инвестиций в Уватский проект составил более 180 млрд руб. За время его реализации (2003–2013 гг.) поступления в бюджетную систему составили 338 млрд руб., увеличившись с 3 млрд руб. в 2003 г. до 60 млрд руб. в 2013 г. «Неважно, будет государство поддерживать трудноизвлекаемые запасы (нефти – авт.) или нет (нефтяники как раз считают, что это очень важно), мы, не имея нормативной базы в Тюменской области, обкатали этот проект за счет тех стимулов, которые могли представить за счет регионального бюджета», – поделился опытом В. Якушев [44]. Уватский проект при сохранении действующих условий его реализации позволит компании «Роснефть» в ближайшие 20 лет добыть более 100 млн т нефти и обеспечить уплату 1 трлн руб. налогов в казну РФ [45].

Лекарство против «голландской болезни»

«Голландской болезнью» называют такое состояние экономики, при котором добыча и экспорт сырья гасят развитие национальной экономики. Названный эффект сначала проявился в Голландии, после того, как в ней были открыты газовые месторождения. В известной мере «голландской болезнью» страдал и «поздний» СССР, в котором экономика держалась на плаву в решающей степени благодаря успехам ТЭК. И по альтернативным (ЦРУ США) и по официальным данным вторая половина 1970-х гг. характеризуется замедлением темпов роста основных макро-

экономических показателей развития народного хозяйства СССР [46]. Это замедление происходило на фоне стремительно растущей добычи нефти и газа в Западной Сибири и быстрого наращивания экспорта углеводородов, колоссальными доходами от которого руководство страны прикрывало неэффективную работу экономики, а значит – и собственную неэффективность.

В постсоветский период так называемая «голландская болезнь» отечественной экономики усугубилась. Рост мировых цен на углеводороды и быстрое увеличение их добычи в РФ после провальных 1990-х годов привели к самоуспокоенности власти и общества. «Тучные» нулевые годы не были использованы для модернизации самого нефтегазового комплекса и экономики в целом. Ее сырьевой перекос вырос еще больше: 70% продукции нефтяной промышленности и 30% газа направляются за рубеж. В 2005 г. доходы от поставок нефти, нефтепродуктов и газа за рубеж составили 60% всех поступлений от российского экспорта [47], в 2010 г. – почти 70% [48]. В Европе уже более 30% всего импорта нефти и около 35% ввозимого газа приходится на Россию.

В 2013 г. Россия установила очередной рекорд по добыче нефти, произведя 523,3 млн т черного золота (58% в Западной Сибири), что является наивысшим показателем с 1990 года. Производство газа в РФ выросло в 2013 г. по сравнению с предыдущим годом на 2,2%, до 668 млрд м³ [49]. С одной стороны, это выдающийся производственный успех многотысячного коллектива нефтяников и газовиков; с другой – эксперты задаются вопросом: насколько рост добычи УВ полезен для российской экономики, имея в виду пресловутую «голландскую болезнь»? И существует ли лекарство против нее?

Как отмечается в недавно опубликованном докладе Российской академии народного хозяйства и государственной службы при президенте РФ, «сырьевое проклятье» действует не автоматически: оно проявляется лишь в тех странах, где система государственного управления далека от совершенства [50]. Более качественная институциональная среда в богатых природными ресурсами странах обеспечивает и более высокие результаты социально-экономического развития, например, в Австралии, Канаде, Норвегии. Россия, к сожалению, не относится к названной группе стран. Она исчерпала потенциал существующей модели роста с опорой на экспорт сырьевых ресурсов при нынешнем уровне развития государственных институтов. Об этом свидетельствует драматическое замедление темпов экономического роста в 2012–2013 гг. – до уровня ниже 2% [51].

Премьер-министр России, отчитываясь в апреле 2014 г. в Государственной Думе, отметил, что качество институтов государственного управления не отвечает современным требованиям. Вот конкретная иллюстрация. Всемирный банк (ВБ) опубликовал данные о том, как менялись ключевые индексы государственного управления в России, США, Франции, Канаде, Великобритании и Австралии с 2002 по 2012 г. В РФ по всем индексам произошло снижение. Максимальный индекс – 40,7, минимальный – 19,9 (индекс учета интересов общества). Для сравнения: во всех других, названных выше, государствах все (!) индексы колеблются вокруг 90 пунктов. В результате неэффективного управления экономика не растет, динамика прибыли в добывающих отраслях в 2013 г. по сравнению с 2012 г. снизи-



лась на 10%, а в обрабатывающих – на 35%, по экономике в целом – на 20% [52].

Неприятно быть сырьевым придатком развитых стран. Никто не спорит и с тем, что основой экономики должны служить не добыча и экспорт сырья, а наукоемкие, высокотехнологичные производства. Но развивать их нужно **не вопреки нефтегазовому комплексу, а на его основе, не отказываясь от преимуществ страны в виде уникальных природных ресурсов.** Речь идет о выпуске широкого спектра продукции – от высококачественного топлива до таких товаров высоких переделов, как композитные материалы и изделия из них. В Тюменском регионе первые шаги на этом пути уже сделаны.

В обозримой перспективе нефть и газ сохраняют важнейшую роль в народнохозяйственном комплексе страны, мировой экономике и геополитике. Россия будет сильной державой, если научится экономически рационально и политически достойно распоряжаться своими природными ресурсами. Внимательное прочтение истории Западно-Сибирского нефтегазового комплекса и опыт современного развития Тюменского региона могут быть очень полезны в решении этой важнейшей национальной задачи.

Литература

1. Байбаков Н.К. В череде великих свершений // Нефтегазостроители Западной Сибири. В 2-х кн. / Гл. ред. Ю.П. Баталин. – М., 2004. Кн. 1. – С. 12.

2. Карпов В.П. «Это было спасением!» (к 50-летию Западно-Сибирского нефтегазового комплекса) // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 119.

3. Фурсенко А.А. Нефтяные тресты и мировая политика. – М.-Л., 1965. – С. 433.

4. Подробнее: Карпов В.П., Колева Г.Ю. Трудный старт Тюмени // Родина. – 2013. – № 6. – С. 24-25.

5. Карпов В.П. История создания и развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса (1948–1990 гг.). – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2005. – С. 69.

6. Ергин Д. Добыча: Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть. Пер. с англ. – М.: Альпина Паблшер, 2012. – С. 21.

7. Симонов К. Ключи к энергетическому ларчику // Нефть России (НР). – 2006. – № 7. – С. 20.

8. Алексеев В.В., Алексеева Е.В., Побережников И.В. и др. Актуализация потенциала исторической науки. – Екатеринбург: РИО УрО РАН, 2013. – С. 3.

9. Тимошенко В.П., Карпов В.П. Западно-Сибирский нефтегазовый комплекс в орбите международных отношений: обретения и потери // Горные ведомости. – 2014. – № 4. – С. 85.

10. Тимошенко В.П. Нефть и газ Ямала как фактор международного сотрудничества СССР (1960–80-е гг.) // Горные ведомости. – 2011. – № 3. – С. 88-89.

11. Примаков Е.М. Международные отношения накануне XXI века: проблемы, перспективы // Международная жизнь. – 1996. – № 10. – С. 5.

12. Карпов В.П., Тимошенко В.П. Энергетика и геополитика: тюменский фактор // Вестник Тюменского государственного университета. – 2014. – № 2. – С. 86.

13. Карпов В.П., Гаврилова Н.Ю. Нефть во внешней политике и торговле Советского Союза в 1960–1980-е годы // Нефть и газ. Известия вузов. – 2002. – № 4. – С. 119.

14. Тимошенко В.П. Индустриальное освоение Азиат-

ской России в оценках зарубежных экспертов (1960–1980-е) // Известия Уральского государственного университета. – 2011. – № 4 (96). – С. 165.

15. Конюхов В. Крымский восход // Тюменская правда. – 2014. – 7 июня. – С. 6.

16. Малькевич В.Л., Митрофанов И.Л., Иванов А.С. Внешняя торговля СССР при Н.С. Патоличеве. 1958–1985 годы // НР. – 2011. – № 2. – С. 111.

17. Экономическое развитие Западной Сибири в XX веке (дискуссионные материалы) / В.В. Кулешов, В.А. Крючков. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 2000. – С. 31.

18. Карпов В.П. Нефть, политика и научно-технический прогресс // ЭКО. – 2013. – № 9. – С. 59.

19. Цит. по: Вахитов Г.Г. Нефтяная промышленность России: вчера, сегодня, завтра. Опыт разработки месторождений углеводородов в 1950–2012 гг. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – С. 216.

20. Тимошенко В.П. Российский Север в мирохозяйственном измерении: Причины сырьевой специализации // Ямал в панораме Российской истории. – Салехард – Екатеринбург, 2004. – С. 121.

21. Алексеев В.В. Ответственный потенциал истории. – Екатеринбург: Уральский гуманитарный институт, 2004. – С. 366.

22. Завьялов Д. Российские рекорды на импортных технологиях // НР. – 2013. – № 12. – С. 34.

23. Рябкова Н. В поиске стимулов. Нефтяники не получают льгот, но им помогут // Вечерняя Тюмень. 2014. № 8 (528). С. 1.

24. Мишин В. На переломе // НР. – 2012. – № 1. – С. 93.

25. Карпов В.П. Нефтега-



зовое сотрудничество России и Казахстана в геополитической динамике постсоветского периода // Известия Уральского федерального университета. – 2012. – № 2. – Серия 2. – Гуманитарные науки. – С. 207.

26. Кобылкин Д. Освоение Арктики: стандарты Ямала // НР. – 2013. – № 12. – С. 14.

27. Белова М. Место России – за праздничным столом. В следующем году СПГ-индустрия отметит свой полвековой юбилей // НР. – 2013. – № 12. – С. 42.

28. Бруй А. Газовый резерв России // НР. – 2013. – № 12. – С. 18.

29. Карпов В.П. Северный морской путь – инструмент освоения Арктики // Уральский исторический вестник. – 2014. – № 2 (43). – С. 112.

30. Сытник О. Сабетта становится глубокой // Ямальский меридиан. – 2013. – № 9. – С. 17.

31. Цит. по: Васильев Р., Аксенов А. Конкурентоспособность российской экономики: вызовы и риски // Тюменская правда. – 2013. – 15 окт. – С. 2.

32. Цит. по: Вишнякова Е. Ямал как арктический фасад

России // Вечерняя Тюмень. – 2013. – № 16. – С. 7.

33. Карпов В.П. Тюменский сектор Арктики: новый этап освоения // Гуманитарные науки в Сибири. – 2012. – № 1. – С. 29.

34. Колесников А.А. Газовая промышленность Ямала в социально-экономической системе страны // Проблемы модернизации сибирского Севера. Сб. науч. тр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – С. 205.

35. Ресурсные альтернативы становятся реальностью. Ред. статья // НР. – 2013. – № 12. – С. 21.

36. Там же. – С. 22.

37. Природу не обманешь // Тюменские известия. – 2014. – 18 июня. – С. 4.

38. Там же.

39. Гуртовой Д. Территория энергии (Интервью с губернатором Тюменской области В. Якушевым) // НР. – 2014. – № 1-2. – С. 26.

40. Удвоим добычу! // Тюменские известия. – 2014. – 18 июня. – С. 4.

41. Гуртовой Д. Территория энергии... – С. 29.

42. Чеботарев А. «СИБУР» против кризиса // НР. – 2014. – № 1-2. – С. 51.

43. Якушев В. «Мы – единая команда» // Тюменская правда. – 2014. – 30 мая. – С. 1.

44. Там же.

45. Гуртовой Д. Территория энергии... – С. 27.

46. Славкина М.В. Великие победы и упущенные возможности: влияние нефтегазового комплекса на социально-экономическое развитие СССР в 1945–1991 гг. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – С. 300.

47. Конторович А., Коржубаев А. В чем ошибки российского ТЭКа? // НР. – 2006. – № 7. – С. 23.

48. Коржубаев А. Вслед за подъемом экономики // НР. – 2011. – № 5. – С. 12-13.

49. Андрианов Н. Надежды и страхи 2014 года // НР. – 2014. – № 1-2. – С. 9, 10.

50. Валентинов А. Лекарства от «сырьевого проклятья» // НР. – 2014. – № 1-2. – С. 12-15.

51. Ясин Е.Г. и др. Состоится ли новая модель экономического роста в России? – М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2013. – С. 4.

52. Огнев И. Анемичное государство топит и экономику // Тюменская правда. – 2014. – 30 мая. – С. 2.

Проблемы развития нефтесервиса в России

А.Н. Токарев, д.э.н.,
Институт экономики и ОПП СО РАН

Для того чтобы нефтегазовый комплекс был конкурентоспособным, необходим эффективный сервисный сектор, который оказывает широкий спектр услуг – от проведения геологоразведки до производства оборудования. При этом именно в нефтесервисе лежат предпосылки и возможности решения многих проблем добычи, повышения ее эффективности как с позиций отдельных компаний, так и с точки зрения государства. Поэтому не случайно, что в настоящее время проблемы нефтесервиса активно обсуждаются на самом высоком уровне: в Совете безопасности России, Государственной Думе [1].

Конкурентоспособный сервис является источником инноваций в нефтяном секторе. Его эффективное развитие требует выстраивания тесных связей не только с добычей углеводородного сырья, но и с научно-образовательным комплексом. В определенном смысле с развитием сервиса (прежде всего наукоемкого) связываются новые роль и значение ресурсного сектора в экономике как сы-



рьевых регионов, так и на государственном уровне. Ресурсный сектор (в том числе через нефтесервис) становится ключевым потребителем наукоемкой высокотехнологичной продукции. Учитывая роль нефтегазового комплекса в экономике России, следует признать, что **нефтегазовый сервис может стать одним из важнейших драйверов для перехода страны на траекторию инновационного развития.**

Роль сервиса в нефтегазовом секторе

Сервис в нефтегазовом секторе (нефтесервис) включает целый ряд направлений деятельности: сейсмические исследования и геофизические работы; бурение скважин; строительство инфраструктуры; текущий и капитальный ремонт скважин; применение методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи; услуги технологического транспорта; производство, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. В структуре нефтесервиса в России основное место занимает эксплуатационное бурение, а также капитальный и текущий ремонт скважин. В связи с усложнением условий добычи постоянно растет доля высокотехнологичных услуг, например, горизонтального бурения, которое в 2012 году выросло до 14% от эксплуатационного бурения. При этом горизонтальное бурение изменяется качественно: в начале 2000-х годов горизонтальные участки скважин составляли 200–400 м, а сейчас достигают 1 тыс. м и более. Разработка сложных месторождений требует увеличения объемов горизонтального бурения.

В настоящее время общий объем рынка нефтесервиса в России оценивается на уровне 20–25 млрд долл. в год (более

700 млрд руб. в 2012 г.) с тенденцией к росту в силу целого ряда объективных причин, связанных в том числе с необходимостью освоения новых нефтегазовых провинций, истощением ресурсной базы в «зрелых» районах. Рост роли сервисного сектора связан также с тем, что мировой нефтяной бизнес движется в таком направлении, когда основную часть работ по разведке, освоению и разработке месторождений выполняют сторонние сервисные компании. Эта трансформация обусловлена в том числе и возрастанием технологической сложности добычи нефти и газа [2].

При работе в условиях риска и высокой конкуренции нефтяные компании не могут позволить себе иметь высококвалифицированный персонал и наукоемкое оборудование, предназначенное для выполнения высокотехнологичных работ, когда потребности в них не постоянны. Таким образом, использование услуг сервиса позволяет нефтяным компаниям перенести риски недоиспользования персонала и специализированного оборудования на данные компании. Такой подход позволяет нефтесервису сконцентрироваться на выполнении отдельных (часто наиболее сложных) технологических операций и в полной мере использовать имеющийся персонал и собственные технические решения, инновации в организации и технологиях. Результаты такой специализации проявляются в сокращении издержек для производителей (сервиса) и, соответственно, цен на услуги для потребителей – нефтедобывающих компаний.

В современных условиях разработка и использование значительной части новых технологий в добыче углеводородного сырья происходит либо по инициативе, либо с участием сервисных компаний. Интеллек-

туальный, наукоемкий сервис даже при более высокой стоимости позволяет значительно снизить как издержки прироста единицы запасов, так и себестоимость добываемой продукции. Например, благодаря современным технологиям, использованию точной информации о свойствах и структуре залежей вместо трех скважин бурится одна, но она обеспечивает более высокую производительность и, соответственно, рентабельность добычи. Роль таких технологий очень высока, поскольку стоимость бурения составляет около половины от общего объема инвестиций в нефтедобычу. В рамках сервисного сектора создаются предпосылки для более быстрого применения новых технических решений и инноваций, увеличивается спрос на высококвалифицированные кадры [3].

Развитие сервисного сектора представляется важным также в силу следующих обстоятельств.

- Устойчивое функционирование нефтяного комплекса при приемлемом для добывающих компаний уровне рентабельности и при рациональном с позиций государства использовании ресурсов недр может быть обеспечено только в условиях эффективного развития всех видов нефтесервиса – от геологоразведки до производства оборудования [4].

- Сокращение удельных издержек на разведку и добычу (во многом именно на это направлена деятельность нефтесервиса) фактически ведет к приросту ресурсной базы добычи углеводородов. Это связано с тем, что возникают предпосылки, во-первых, для продления добычи на «старых» объектах (что определяет значительные положительные социальные эффекты, прежде всего на региональном уровне); во-вторых, для вовлечения в хозяйственный оборот новых



участков недр (субрентабельных и трудноизвлекаемых запасов) и новых провинций.

- Сокращение издержек на добычу (при прочих равных условиях) ведет к росту прибыли и, соответственно, налога на прибыль, направляемого в бюджеты (при этом большая часть этого налога направляется в региональные бюджеты). Приросту налоговой базы способствует и увеличение ресурсной базы для добычи углеводородов вследствие расширения круга рентабельных объектов.

- Нефтесервис обеспечивает условия для формирования и эффективного развития малых и средних нефтедобывающих компаний. Такие компании обычно разрабатывают сложные объекты и могут быть конкурентоспособными только при наличии развитого, конкурентного рынка нефтесервиса (рис. 1).

Основные игроки на рынке нефтесервиса в России

В результате реструктуризации нефтяных компаний, образования новых компаний, прихода зарубежных игроков в российский нефтесервисе в настоящее время работает около 300 компаний. Их количество довольно подвижно: идут процессы слияний и поглощений, с рынка уходят мелкие неконкурентоспособные компании, появляются новые игроки. Все компании, работающие в нефтесервисе России, можно разделить на несколько групп:

- подразделения вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), к примеру «РН-Бурение» – дочернее предприятие «Роснефти»;

- крупные российские сервисные компании, в том числе с участием иностранного капитала (буровая компания «Евразия», «Интегра», IG Seismic Services – IGSS);



Рис. 1

Источник: здесь и далее составлено автором, если не представлено иное.

- крупные международные компании (например, Шлюмбергер / Schlumberger, Халибартон / Halliburton);

- малые и средние сервисные компании.

Сервис в рамках ВИНК. В 2000-е годы в нефтяной отрасли начался процесс выведения из структуры ВИНК сервисных подразделений, не связанных непосредственно с нефтедобычей. В целом данный процесс соответствует общемировой тенденциям в нефтяном бизнесе. Выделение сервисных подразделений из состава ВИНК обусловлено рядом причин, в частности, качественное управление нефтесервисом требует большого опыта, знаний и усилий, отвлекая нефтяные компании от основной деятельности; конкуренция на сервисном рынке способствует росту качества предоставляемых услуг, снижению стоимости работ; повышение прозрачности нефтегазовых компаний (прежде всего для инвесторов)

ведет к росту их капитализации; происходит эффективное распределение ответственности, риска и выгод между добывающей компанией и подрядчиками.

При этом российские ВИНК реализуют разные стратегии применительно к своим сервисным подразделениям. К примеру, «Сургутнефтегаз» и «Татнефть» преимущественно сохраняют в своем составе сервисные подразделения и относительно редко пользуются услугами сторонних компаний. «ЛУКОЙЛ», «Русснефть» и малые добывающие компании в основном ориентированы на внешний сервис. «Роснефть» и «Газпром нефть» используют смешанный подход: имеют свои дочерние сервисные подразделения и активно используют внешних подрядчиков. «Роснефть» сохраняет свои сервисные подразделения («РН-Бурение», «РН-сервис», «РН-ремонт») и в то же время стремится создать условия для кон-



курении собственных подразделений и внешнего сервиса, чтобы обезопасить себя от необоснованного завышения цен со стороны своих структур.

Показателен пример компании «Газпром нефть». В сентябре 2007 года «Газпром нефть» создала дочернее предприятие «Газпром нефть-Нефтесервис», объединившее нефтесервисные активы компании. В период с 2007 по 2011 г. ООО «Газпром нефть-Нефтесервис» осуществляло управление девятью предприятиями, которые предлагали широкий спектр услуг в ключевых нефтедобывающих регионах России: ЯНАО, ХМАО, Томской области. Для осуществления планов компании по выходу из непрофильного бизнеса в 2011–2012 гг. был продан ряд нефтесервисных активов «Газпром нефти». В 2011 г. были завершены сделки по продаже 8 из 10 предприятий. В 2012 году в управление «Газпром нефть-Нефтесервиса» было передано 3 предприятия: «Ноябрьскэнергонефть», «Ноябрьсктеплонефть» и «Транссервис».

На начальных этапах перехода добывающих компаний на использование внешнего сервиса (после продажи собственных подразделений) существуют определенные риски, которые во многом связаны с неразвитостью рынка нефтесервиса в России. К примеру, вполне может реализоваться на практике риск частичной потери управляемости процессом добычи нефти. Может происходить снижение качества выпол-

нения работ, темпов модернизации и технического перевооружения оборудования в новой сервисной компании. Возможно также в ее рамках перефилирование отдельных подразделений на выполнение других (финансово более выгодных) видов сервисных работ, которые не отвечают текущим производственным потребностям для бывшей материнской компании. Имеется риск ухода дефицитных квалифицированных работников (из выделившихся сервисных предприятий) в другие организации из-за возможного снижения заработной платы и потери социальных гарантий. Однако опыт ведущих мировых нефтедобывающих компаний говорит о том, что выведение из своего состава сервисных подразделений является экономически эффективной стратегией для нефтяных компаний, позволяет существенно повысить прозрачность своего бизнеса.

При этом наличие сервисных компаний в структуре ВИНК создает определенные перекосы на рынке из-за предпочтений для собственных подразделений и искусственного повышения их конкурентоспособности за счет материнских компаний. Этот дисбаланс приводит к снижению рентабельности сервиса, ограничивающего возможности независимых компаний инвестировать в развитие и модернизацию и, как следствие, к его отставанию от зарубежных конкурентов в технологическом развитии [5].

Независимые крупные игроки: разные пути становления и развития.

Каждая из крупных российских сервисных компаний (к которым в том числе следует отнести буровую компанию «Евразия», компании «Интегра», IGSS) имеет свою специфическую историю возникновения, что во многом определяет ее современную рыночную нишу и перспективы развития. К примеру, буровая компания «Евразия» возникла в результате реструктуризации системы управления «ЛУКОЙла» – одной из крупнейших российских нефтяных компаний. В середине 1990-х годов начался процесс реорганизации и вывода вспомогательных и непрофильных производств из состава предприятий и перехода на сервисное обслуживание. Данные мероприятия были направлены на повышение капитализации компании и уменьшение удельных затрат на добычу нефти. В результате такой реструктуризации была создана компания «ЛУКОЙл-бурение», на основе которой затем сформирована буровая компания «Евразия» (БКЕ).

В настоящее время БКЕ (сейчас входит в состав компании Eurasia Drilling Company – EDC) является крупнейшей компанией в России по объему бурения, занимающейся строительством и ремонтом нефтяных и газовых скважин на лицензионных участках большинства ВИНК, прежде всего «ЛУКОЙла», «Роснефти» и «Газпром нефти». В 2013 г. компанией пробурено более 5 млн м горных пород, закончены бурением 1672 сква-

Таблица 1

ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОМПАНИИ БКЕ								
Показатель	Ед. изм.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Проходка бурением	тыс. м	3268	4020	3750	4078	4247	4918	5089
Пробурено скважин	шт.	1174	1472	1329	1416	1431	1674	1672
Выполнено ремонтов	шт.	1326	1025	1119	10901	11368	12733	12958



жины, проведено более 12,9 тыс. ремонтов (табл. 1). Сейчас доля БКЕ в эксплуатационном бурении в России составляет около четверти – 23%.

Резкий рост ремонтных работ в 2010 г. был связан с завершением обмена активами между Eurasia Drilling Company и Schlumberger в рамках созданного в 2010 году стратегического альянса. EDC приобрела у Schlumberger все ее буровые и ремонтные установки, а взамен отдала свои подразделения, занимающиеся сервисными работами при бурении скважин [6]. До настоящего времени основной объем заказов для компании БКЕ обеспечивает «ЛУКОЙл» (около 57% в 2012 г. по сравнению с 77% в 2007 г.). При этом изначально компании были связаны долгосрочным контрактом, призванным сократить риски сторон. После своего выделения из «ЛУКОЙла» буровая компания боялась остаться с многотысячным коллективом (численность сотрудников компании составляла более 16 тысяч человек) без заказов. «ЛУКОЙл» в свою очередь опасался, что не будет гарантировано выполнение его программы буровых работ.

Зарубежный опыт показывает, что значительная часть крупных сервисных игроков создавалась в результате слияния и укрупнения относительно мелких компаний. Ряд российских крупных игроков также был образован по этому сценарию. Например, компания «Интегра» была образована, а затем развивалась на основе консолидации малых и средних сервисных компаний. Компания основана в 2004 г. (преимущественно на базе нефтесервисных активов ТНК-BP, впоследствии объединившей несколько независимых сервисных компаний, а также производителя бурового оборудования «Уралмаш-ВНИИБТ») с целью формирования высоко-технологичной нефтесервисной

и машиностроительной группы. С момента образования «Интегра» консолидировала около 20 приобретенных стратегических активов: нефтесервисных компаний и предприятий по производству оборудования для нефтегазового сектора в России и СНГ. При этом «Интегра» не является полностью российской компанией, поскольку значительная часть ее основных акционеров – иностранные частные инвесторы.

К конкурентным преимуществам «Интегры» относится то, что компания предоставляет широкий набор нефтесервисных услуг. Она предоставляет услуги в области бурения, капитального и текущего ремонта скважин, интегрированного управления проектами, технологических сервисов, а также производит буровые установки, буровой инструмент и оборудование для цементирования. «Интегра» имеет более диверсифицированный портфель заказов, чем, например, БКЕ, это является ее конкурентным преимуществом и создает основы для ее устойчивого функционирования в дальнейшем. Например, в 2013 г. основными заказчиками компании являлись ТНК-BP (34% заказов по стоимости), «Роснефть» (13%), «Газпром нефть» (10%), «ЛУКОЙл» (8%), «НОВАТЭК» (5%).

В 2011 г. «Интегра», «Геотек» и «Шлюмберже» объединили свои геофизические и сейсмические активы в России. Объединение произошло на базе совместного предприятия «Интегры» и «Шлюмберже» – IGSS. При этом контроль над новой компанией остался у российских участников: «Шлюмберже» в новой компании принадлежит всего 12% акций. IGSS может занять около 70% российского рынка (не считая «внутренних» рынков интегрированных компаний). Сейчас компания является крупнейшей в своем сегменте рынка в России и стра-

нах СНГ. В перспективе она может стать заметным игроком и на глобальном рынке.

Объединяя свои активы с «Интегрой» и «Геотеком», Schlumberger стремится повысить конкурентоспособность своего полевого сервиса. Геофизический блок Schlumberger был востребован только на ограниченном сегменте российского рынка, поскольку предлагал услуги более высокого качества и, соответственно, за более высокую цену. Участие крупного зарубежного игрока представляется очень важным с точки зрения трансфера новых технологий, способов организации работ. Так, например, ранее Schlumberger уже принесла в совместное предприятие новые технологии, в том числе технологию, позволяющую получать более детальные и качественные сейсмические данные; программное обеспечение по обработке данных и услуги по его поддержке. В рамках совместного предприятия создан единый центр по обработке и интерпретации морских и наземных сейсморазведочных данных с производственными центрами в Москве, Тюмени, Томске [6].

Следует признать, что до сих пор даже крупным российским игрокам сложно конкурировать с мировыми лидерами, которые имеют историю длительного развития, выполняют более широкий спектр и объем работ. Зарубежные лидеры значительно превосходят российских коллег и по финансово-экономическим показателям (выручке, рентабельности). При этом наши компании ориентированы в основном на внутренний российский рынок (с выходом в страны СНГ). Серьезным преимуществом крупных западных игроков является то, что они имеют международный характер. Это позволяет им диверсифицировать риски, использовать свои иннова-



НАЦИОНАЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ ЭКОНОМИКИ

ции в разных регионах мира с учетом местных особенностей. К важным предпосылкам для успешного функционирования и развития зарубежных компаний следует отнести существенно лучшие условия для финансирования своей деятельности, эффективную поддержку со стороны государства.

Иностранные компании: имеются опасения. Среди иностранных сервисных компа-

ний в настоящее время в России представлены как мировые лидеры – Halliburton, Schlumberger и Baker Hughes, так и относительно небольшие компании. Международные сервисные компании позиционируют себя в России как носители высокотехнологичных услуг. Обычно их услуги высококачественны, что наряду с повышенной наукоемкостью работ определяет и высокий уро-

вень цен. Новые технологии во многом направлены на сокращение издержек нефтяных компаний, повышение качества услуг, увеличение их ресурсной базы (например, за счет проведения геологоразведки, применения методов повышения нефтеотдачи). При этом западный высокотехнологичный сервис получает более высокую прибыльность по сравнению со средним уровнем по России.

Таблица 2

ОПАСЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНО РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИНОСТРАННЫХ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ В РОССИИ		
Опасения	Позиция иностранных сервисных компаний	Современная ситуация
Иностранные компании захватывают нефтесервисный рынок России	До сих пор нет точной оценки объема всего рынка. Максимальная оценка доли иностранных компаний составляет около 30%	Доля иностранных компаний на сервисном рынке растет, причем особенно заметно в высокотехнологическом сегменте
Скупка российских компаний иностранными	Доля на рынке не является приоритетом. Главный критерий успешности бизнеса – качество обслуживания заказчиков	Имеет место тенденция увеличения доли зарубежных инвесторов в капитале российских нефтесервисов
Доступ к закрытой информации о недрах	Компании работают с той информацией, которую получают сами или предоставляют заказчики	На основе обработки полученной информации сервисные компании владеют детальной информацией об участках недр
Иностранные компании «отбирают» заказы у более слабых российских компаний	На тендерах значительную долю его участников и победителей составляют российские сервисные компании. Российские компании – сильные игроки на сервисном рынке	Конкуренция, вытеснение с рынка низкотехнологичных игроков способствуют росту эффективности сервиса и нефтедобычи
Иностранные компании приходят со своим оборудованием, из-за чего формируется технологическая зависимость России	Все материалы и оборудование для выполнения работ, которые можно купить в России, покупаются у российских компаний. Иностранные компании строят в России несколько заводов	Передача технологий российским компаниям происходит в редких случаях
«Утечка мозгов» в иностранные сервисные компании	Иностранные компании имеют в России учебные, научные и технологические центры, заключают контракты с НИИ и вузами	Происходит развитие человеческого капитала, при этом часть российских высококвалифицированных специалистов работает за рубежом

Источник: составлено автором с использованием [1].



Его доля на рынке сейчас оценивается на уровне 23–25%. Рост доли иностранного сервиса обеспечен в том числе за счет покупки российских компаний.

Относительно новой тенденцией становится то, что иностранные сервисные компании стали создавать производственные мощности в России. Так, в Тюменской области уже создали свои производства «Шлюмберже», «Бентек». Более 12 тыс. специалистов подготовил Сибирский учебный центр компании «Шлюмберже». Компания «Бэйкер Хьюз» реализует проект по организации кабельного производства и производства оборудования для заканчивания скважин. Планируется создать около 200 рабочих мест. Объем инвестиций составляет более 1,5 млрд руб. Предприятие будет выпускать до 8 тыс. км нефтепогружного кабеля в год. Рассматривается возможность строительства второй очереди производства, а также создание обучающего центра [7].

Присутствие на российском рынке зарубежных сервисных компаний в целом отвечает интересам и нефтедобывающих компаний. Но у российских экспертов, участников рынка и политиков имеется ряд опасений относительно результатов деятельности международных сервисных компаний на российском рынке (табл. 2).

В настоящее время российские сервисные компании по финансовым возможностям, технологиям и кадровым ресурсам уступают крупным зарубежным корпорациям. Иностранные компании имеют возможности расширять свое присутствие, прежде всего в высокотехнологическом сегменте сервисного рынка и, соответственно, оказывать влияние в целом на функционирование и развитие нефтяной промышленности России. Следует признать,

что часто границы российских и зарубежных компаний во многом размыты: иностранные компании владеют акциями российского нефтесервиса, отечественные компании размещают свои акции за рубежом [8]. Наверно, сейчас следует делать больший акцент на уровень локализуемых в России социально-экономических эффектов от деятельности тех или иных компаний. Где компания платит основные налоги? Какую часть персонала (особенно высококвалифицированного) составляют российские специалисты? Развивает ли компания научно-исследовательскую, учебную и производственную базу в России? Осуществляется ли трансфер технологий? В какой мере привлекаются российские подрядчики, поставщики и смежники? Используются ли технологии, минимизирующие отрицательное влияние на экологию в местах добычи? Вероятно, ответы на эти вопросы даже более важны, чем «порт приписки» той или иной компании.

Есть ли ниша для малых и средних компаний нефтесервиса? Заметное место на российском рынке занимают малые и средние сервисные компании. Часть из них появилась в результате реструктуризации ВИНК, часть существовала и ранее, а некоторые компании были созданы заново. При этом для независимых «малышей» барьеры входа на капиталоемкие и высокотехнологичные сегменты рынка представляются очень высокими, поскольку требуются значительные инвестиции в оборудование и квалифицированный персонал.

В целом отношение к роли и месту малых и средних компаний далеко не однозначное. Современные особенности их функционирования связаны с тем, что для получения заказов им часто приходится прибегать

к демпингу. В свою очередь низкие цены на услуги создают препятствия для технического перевооружения, разработки и покупки новых технологий. При этом одной из основных тенденций нефтесервиса в мире является конкуренция в большей степени даже не цен, а технологий (в том числе таких, которые позволяют выполнить работы с более высоким качеством). Поэтому с точки зрения крупных (по нашим меркам) сервисных компаний, работу на российском рынке существенно осложняют мелкие, некомпетентные компании, которые в определенной степени даже мешают нормальной работе. Часто у них нет собственных реальных мощностей. При этом себестоимость их услуг очень низкая. У таких компаний мало перспектив для развития: даже получив заказы сегодня, при отсутствии необходимых ресурсов на обновление и новые технологии высока вероятность того, что уже в краткосрочной перспективе эти компании исчезнут с рынка. Если малая компания использует только относительно небольшой набор простых технологий, то велика вероятность, что она будет поглощена более крупными игроками.

Однако следует понимать, что слой малых и средних компаний нефтесервиса также является необходимым для эффективного функционирования соответствующего рынка (к примеру, они выполняют подрядные работы для более крупных игроков). Данные компании обычно более гибкие и потенциально могут быстрее реализовать новые идеи, отвечающие потребностям рынка. Стабильность функционирования малой сервисной компании может обеспечить наличие 1–2 уникальных, в том числе высокотехнологичных операций. В целом структура сервисного сектора в России, основные



преимущества и слабые стороны различных групп компаний представлены в табл. 3.

Современные проблемы развития нефтесервиса в России

Список проблем развития российского нефтесервиса сформировался уже достаточно давно: устаревание и износ оборудования; низкие темпы инновационного развития; высокая конкуренция со стороны крупных западных компаний; отсутствие источников долгосрочного финансирования; непрозрачность рынка; отсутствие требуемой поддержки со стороны государства [9]. Эти проблемы в разной степени затрагивают отмеченные выше типы сервисных компаний, но так или иначе они относятся ко всем компаниям.

Одной из важнейших проблем является ограниченное применение долгосрочных контрактов, хотя в России сейчас имеются предпосылки для их заключения – реализуются масш-

табные проекты (например, освоение нефтегазовых ресурсов в Восточной Сибири). На практике такие контракты часто получают связанные компании, что также ограничивает возможности независимого сервиса по техническому перевооружению и модернизации. Инвестициям в модернизацию оборудования и технологий могла бы способствовать инвестиционная составляющая в долгосрочных сервисных контрактах [5]. В случае краткосрочных контрактов (до 1 года) сервисная компания, закупив новое современное оборудование, не имеет гарантий, что оно будет эффективно использоваться после окончания этого контракта. В результате этого рациональная политика для нефтесервиса, не отвечающая стратегическим задачам отрасли, – работать максимально долго на имеющемся, часто уже устаревшем оборудовании. Поэтому необходимо побуждать заказчиков переходить на средне- и долгосрочные (3–5 лет) договоры с квалифицированными компаниями, что будет

создавать основу для технической модернизации сервиса.

Примеры долгосрочных контрактов интегрированных нефтедобывающих компаний и крупных сервисных игроков уже имеются. Так, в 2014 г. группа компаний EDC и «Газпром нефть» заключили соглашение по оказанию услуг бурения и реконструкции скважин в регионах деятельности компании на территории России. Соглашение сроком на три года предусматривает использование современных и высокоэффективных мощностей EDC, определяет минимальное гарантированное количество буровых станков в работе, а также закрепляет порядок расчета стоимости работ. Заключение соглашения позволит EDC проводить плановое инвестирование в обновление и расширение парка буровых установок. Другой пример – подписание в 2013 г. «Интеграл» долгосрочного контракта (на период до 2018 г.) на буровые работы в рамках реализации комплексного проекта «Ямал СПГ». Его стоимость

Таблица 3

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА И СЛАБЫЕ СТОРОНЫ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ			
Категория сервисных компаний	Доля рынка / перспектива	Основные проблемы и слабые стороны	Преимущества
Сервисные компании в рамках ВИНК	40% / сокращение	Не лучшее соотношение цены и качества услуг; возможна их продажа	Поддержка со стороны материнских компаний; относительная стабильность заказов; возможность выхода на внешний рынок
Крупные независимые российские компании	25% / рост	В целом неустойчивые позиции на высокотехнологичной части рынка	Относительно высокая конкурентоспособность; средний уровень цен; приемлемое соотношение цены и качества
Средние и малые компании	10% / стабилизация	Объекты для поглощения; часто слабая техническая база и невысокое качество услуг	Быстрый ответ на запросы рынка; подряды у крупных сервисных компаний; хорошее знание местного рынка
Иностранные компании	25% / стабилизация	Высокие цены на услуги; протекционизм со стороны государства	Высокое качество; сильные позиции в высокотехнологичном наукоемком сервисе



составляет около 100 млн долл. Предполагается, что дополнительное буровое оборудование будет закуплено по предоплате от заказчика (около 30%).

Для развития малых и средних компаний нефтесервиса требуется государственная поддержка. Для таких компаний в частности важно обеспечить компенсацию затрат на получение банковских гарантий для участия в тендерах, а также части процентных ставок по кредитам, взятым для обновления своих основных фондов [10].

Одной из проблем для сервисного бизнеса является отсутствие авансовых платежей: средства за оказанные услуги нефтесервисные компании получают через 2–3 месяца (а иногда и 5 месяцев) после подписания актов выполненных работ. Все заказы выполняются подрядчиками на свои оборотные средства, что повышает издержки. В большинстве случаев рентабельность нефтесервиса не достигает 10%. Следует понять, что **низкая прибыльность создает угрозы для развития всей нефтяной промышленности**. В условиях крайне низкой рентабельности нефтесервис не может эффективно выстраивать технологические звенья, не может решать все более трудные задачи в связи с усложнением структуры месторождений, извлечение запасов которых требует применения инновационных технологий и, соответственно, регулярного технического перевооружения. Одно из предложений нефтесервиса – включать в стоимость услуг инвестиционную составляющую. Например, согласовать минимальную базовую суточную ставку работы буровой установки, включающую в себя платежи при использовании оборудования, которые позволят обновлять и модернизировать его, и заработную плату высококвалифицированного персо-

нала исходя из среднего уровня, сложившегося в отрасли по региону. Также предлагается предусмотреть для данной ставки региональные коэффициенты и ежегодно ее индексировать [11].

Другая проблема развития нефтесервиса (прежде всего для средних и крупных игроков) связана с демпингом. В тендерах нередко побеждают неквалифицированные малые компании, которые предлагают самые низкие цены на услуги. А такие цены часто не могут обеспечить качественных услуг, не создают предпосылок для развития сервисного сектора. Поэтому необходимо ужесточить процедуры квалификации сервисных подрядчиков, чтобы убрать с рынка компании, работающие на списанном оборудовании с привлечением неквалифицированного персонала.

Решение отмеченных проблем во многом связано с объединением усилий самих сервисных компаний и повышением роли государства, в том числе в стимулировании развития полноценного прозрачного рынка, с широким представительством на нем высокотехнологичных игроков.

Драйверы для развития: консолидация усилий и государственное регулирование

Укрупнение компаний и консолидация усилий. Одним из ответов на проблемы и вызовы, стоящие перед нефтесервисом, является консолидация, которая может быть рассмотрена в двух аспектах:

- укрупнение компаний (вслед за укрупнением основных заказчиков – добывающих компаний);

- создание новых и активизация работы действующих

ассоциаций нефтесервисных компаний.

В России должны быть свои крупные игроки в нефтесервисе. Это обусловлено рядом обстоятельств.

- Процессы укрупнения добывающих компаний (здесь мы не рассматриваем обособленность этого процесса) требуют наличия соответствующих игроков в нефтесервисе. Расширение сферы долгосрочного сотрудничества между крупными игроками будет способствовать и технологическому развитию сервиса.

- Формирование и развитие исследовательских подразделений могут себе позволить только крупные игроки. Научно-образовательный комплекс того или иного региона является важным потенциальным источником инноваций для сервиса, но наличие корпоративных исследовательских центров также представляется необходимым для превращения сервиса в высокотехнологичный сектор.

- Только крупные российские игроки имеют перспективы в конкуренции с западным сервисом в России и на зарубежных рынках (прежде всего в его высокотехнологичных сегментах).

Одним из «источников» создания новых компаний и укрупнения существующих являются сервисные активы, выводимые из состава крупных нефтедобывающих компаний. По этому пути сейчас идет развитие, например, холдинга «РУ-Энерджи Групп». Он объединяет несколько производителей и поставщиков нефтегазопромыслового и бурового оборудования, а также инструментов. Один из основных активов – тюменский завод «Нефтепромаш» по производству нефтегазового оборудования. Сейчас холдинг переходит к оказанию нефтесервисных услуг. Для реализации этой цели «РУ-Энер-



джи» формирует свой нефтесервисный блок для работы на территории Западной и Восточной Сибири. Помимо ряда подразделений «Газпром нефти» он купил дочернюю структуру «Славнефти» – «Мегион-Сервис» и планирует дальнейшее приобретение сервисных предприятий.

С точки зрения защиты интересов российских компаний (прежде всего малых и средних) важное значение должны играть их ассоциации. Например, на территории Тюменской области сейчас работает несколько таких организаций. Одна из них – Тюменская ассоциация нефтегазосервисных компаний, объединяющая относительно небольших игроков, работающих на Юге области.

В 2013 г. была создана ассоциация нефтегазосервисных компаний Югры (ХМАО). Основные направления ее работы связаны с объединением усилий и технологическим развитием. Так, к ее задачам отнесены:

- объединение производственных и технологических возможностей, усилий, материальных и интеллектуальных ресурсов членов ассоциации;
- представление и защита интересов членов ассоциации перед заказчиками и потребителями нефтегазосервисных услуг и продукции, а также организация конструктивного сотрудничества;
- объединение и развитие научно-технического потенциала членов ассоциации;
- обмен опытом, технологиями и оборудованием в сфере оказания нефтегазосервисных услуг.

Подобные задачи ставит перед собой и ассоциация буровых подрядчиков, имеющая общероссийский статус. К основным видам ее деятельности отнесены:

- координация деятельности членов ассоциации в части

эффективного осуществления буровых работ;

- разработка стратегии и приоритетных направлений научно-технического развития буровых работ, создание новых видов техники и технологии, проектирования, строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин;

- организация взаимодействия членов ассоциации с потенциальными контрагентами, среди которых научно-исследовательские, снабженческие организации и производители оборудования, материалов, инструмента, химических реагентов;

- разработка и проведение согласованной с членами ассоциации научно-технической политики, внедрение ноу-хау в области проведения буровых работ.

Наличие ассоциаций нефтесервисных компаний и их работа с той или иной степенью интенсивности еще не гарантируют эффективной защиты их интересов, проведения необходимой научно-технической политики. В любом случае повышается вероятность того, что проблемы нефтесервиса будут услышаны заказчиками и государством и будут приняты меры, учитывающие долгосрочные интересы всех участников процессов освоения нефтегазовых ресурсов.

Развитие системы государственного регулирования. Создание крупных национальных игроков, в том числе с участием государства на рынке нефтесервиса, может быть признано оправданным. Особенно если иметь в виду положительный опыт Норвегии по использованию протекционистских мер в период создания собственной нефтяной промышленности. Но в любом случае для эффективного развития сервисного рынка необходима более развитая система регулирования, которая должна

включать стимулирование с использованием механизмов налоговой политики и кредитования, меры технического регулирования (нормы и регламенты), антимонопольную и научно-техническую политику.

Необходимо формирование и поддержание спроса на услуги (прежде всего высокотехнологичные, наукоемкие). К таким мерам следует отнести формирование и развитие механизмов технического регулирования. Механизмы эти вместе с развитием системы мониторинга и контроля геологоразведки и разработки месторождений будут стимулировать повышение качества предоставляемых услуг, развитие технологической базы нефтесервисных предприятий. Вплоть до настоящего времени государству не удалось организовать современную и эффективную систему контроля за разработкой месторождений нефти и газа, а также системы стимулирования добычи из трудноизвлекаемых запасов. Такое положение приводит к тому, что **спрос на новые технологии и оборудование явно ниже уровня, который требуется для рационального освоения недр** с позиций их собственника – государства [12].

Для стимулирования спроса на услуги важно, как представляется автору, обеспечить формирование реальной конкурентной среды в нефтедобыче, которая бы стимулировала компании к сокращению издержек, использованию новых технологий. Существующий в настоящее время в России фактически олигопольный рынок далеко не в полной мере способствует сокращению издержек. Одной из сфер, где государству удалось сделать реальные шаги, направленные в том числе на рост спроса на нефтесервисные услуги, является стимулирование освоения новых нефтегазовых провинций (мы име-



ем в виду меры по налоговому стимулированию добычи нефти в новых районах, прежде всего в Восточной Сибири). Аналогичным образом необходимо использовать инструмент стимулирования ввода в эксплуатацию простаивающих скважин, освоения мелких малорентабельных объектов. Это будет способствовать воспроизведению и упрочению производственной связи «малые добывающие компании – независимые сервисные компании», что особенно важно для создания полноценного рынка в нефтяной промышленности России. При этом важно отметить, что стимулирующие меры необходимо использовать с учетом особенностей функционирования предприятий данного сектора экономики (как с точки зрения производственного процесса, так и современного состояния нефтесервиса в России). Например, важное значение для развития наукоемкого сервиса должно играть льготное налогообложение НИОКР.

В связи с рядом опасений относительно результатов деятельности международных сервисных компаний роль государства видится в создании условий для трансфера технологий российским компаниям, стимулировании развития отечественных сервисных компаний, в мониторинге ситуации на рынке нефтесервиса. Похожей политики придерживалась, например, Норвегия в начале освоения нефтегазовых ресурсов на шельфе Северного моря: применялись действенные протекционистские меры до тех пор, пока местные компании не стали конкурентоспособными игроками на внутреннем и мировом рынке сервисных услуг. На федеральном уровне необходимо разработать государственную программу по техническому перевооружению нефтегазового сервиса, усилению НИОКР и оснащению машино-

строительных мощностей современным технологическим оборудованием с привлечением финансовых средств как государственного бюджета, так и российских нефтегазовых компаний.

Следует учитывать, что сервисный сектор играет важную социально-экономическую роль, прежде всего в регионах добычи углеводородного сырья. Оказываемые услуги – это налоги, дополнительные рабочие места (причем часто высокооплачиваемые), дополнительные заказы на оборудование для бурения и добычи у машиностроителей. Поэтому **развитие конкурентоспособного сервисного сектора должно быть сферой пристального внимания и региональных органов власти.** К тому же применительно к сервису (в отличие от нефтедобычи) они обладают более широким набором инструментов, способных повлиять на ситуацию на региональных рынках. На региональном уровне уже имеются определенные успехи в стимулировании российских производителей. Например, **в Тюменской области есть опыт по компенсации части налогов нефтегазовым компаниям при покупке оборудования у отечественных производителей. Такой опыт может быть распространен и на услуги сервисных компаний.** Для нефтесервиса важным инструментом стимулирования могло бы стать субсидирование части затрат по кредитам, используемым для финансирования мероприятий по техническому перевооружению.

В ряде нефтегазовых регионов, прежде всего там, где уже имеется развитый научно-образовательный комплекс (например в Татарстане, Самарской, Томской и Тюменской областях), необходимо выстраивание связей между инноваторами и сервисом. Тесные

связи сервиса и научно-образовательных учреждений будут способствовать созданию новых технологий, которые ведут к расширению ресурсной базы нефтяной промышленности, сокращению издержек на добычу, что будет способствовать росту социально-экономических эффектов от развития нефтегазового сектора. Таким образом, сервисный сектор будет способствовать формированию новой роли недропользования в экономике – роли драйвера инновационного развития как на государственном уровне, так и на уровне нефтегазовых регионов.

Литература

1. Проблемы законодательного регулирования отечественного сервисного рынка в области природопользования. – Материалы круглого стола комитета Государственной Думы по природным ресурсам и природопользованию. 11 октября 2007 г. – URL: <http://www.duma.gov.ru>. – 2007. – 15 декабря.

2. Бушуев В.В., Крюков В.А., Саенко В.В., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шафраник Ю.К., Шмат В.В. Нефтяная промышленность России – сценарии сбалансированного развития / Ин-т энергетич. стратегии. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 159 с.

3. Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Минерально-сырьевой комплекс России: реализация преимуществ и возможностей развития // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 5. – С. 28–37.

4. Крюков В.А., Токарев А.Н., Шмат В.В. Как сохранить наш «нефтегазовый очаг»? // ЭКО. – 2014. – № 3. – С. 5–29.

5. Атепаева Е. Миром на защиту отечественного сер-



виса // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 23–24. – С. 100–106.

6. Нобатова М. Нефтесервис: консолидация и новые игроки // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 4. – С. 74–79.

7. Якушев В. Локомотив развития региона (интервью с губернатором Тюменской области) // Нефть и газ Сибири. – 2013. – № 2. – С. 4–6.

8. Шульман Д. У нефтесервиса в России хорошие перспективы. – Агентство нефтегазовой информации.

– URL: <http://angi.ru/news.shtml?oid=2786867>. – 2012. – 26 марта.

9. Галова П., Белоглазова О. Российский нефтесервис: проблемы и решения // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 23–24. – С. 108–111.

10. Борисов В. Тюменская ассоциация нефтегазовых компаний // Нефть и газ Сибири. – 2013. – № 2. – С. 20–21.

11. Канашук А. Текущие цены на нефтесервисном

рынке не позволяют иметь инвестиционную составляющую у буровых подрядчиков. – Агентство нефтегазовой информации. – URL: <http://angi.ru/news.shtml?oid=2787640>. – 2012. – 13 апреля.

12. Токарев А.Н., Кирпиченко В.Н. Проблемы формирования инновационной политики в нефтегазовом секторе // Сибирская финансовая школа. – 2013. – № 1. – С. 121–127.

Налогообложение добычи нефти в России: в ожидании налогового маневра

В.В. Понкратов, к.э.н.,
директор центра финансовой политики
института финансово-экономических исследований
ФГБОУ ВПО «Финансовый университет
при правительстве Российской Федерации»
(г. Москва)

В статье проанализированы варианты налогового маневра в нефтяной отрасли и последствия их реализации для российской экономики. В ближайшие годы страны Таможенного союза должны выработать единую политику в сфере топливно-энергетического комплекса и гармонизировать системы вывозных таможенных пошлин на нефть и продукты ее переработки. Автором сформулированы предложения по совершенствованию системы налогообложения добычи нефти в России.

Существенными особенностями российской системы налогообложения является то, что ставка налога на добычу полезных ископаемых (далее – НДПИ) для углеводородного сырья является специфической и слабодифференцированной. Двенадцатилетняя практика применения НДПИ показала, что действующая система ресурсных налогов ни в фискальном, ни в регулирующем плане не адекватна той роли, которую нефтегазовая отрасль занимает в экономике России. Система эта направлена на изъятие текущих сверхдоходов, вызванных благоприятной ценовой

конъюнктурой на рынках углеводородного сырья. Такой подход может быть оправдан только в отношении проектов, не связанных с большими капиталовложениями. Но он совершенно не пригоден для реализации таких капиталоемких проектов, как проекты разработки месторождений в новых нефтегазовых провинциях, на шельфах северных морей. Отсутствуют стимулы разработки малодебитных скважин, сохраняется множественность налоговых платежей, не решая в целом проблему изъятия в бюджет природной ренты. До сих пор отсутствуют реальные стимулы

привлечения инвестиций в поиск, разведку и разработку месторождений углеводородного сырья. Основные задачи ресурсных налогов – изъятие в бюджет рентного дохода и стимулирование рационального ресурсопользования – решаются неэффективно. Новации по НДПИ 2008–2014 годов повлекли резкое доминирование фискальной функции этого налога. Это обусловлено в первую очередь высокой степенью зависимости российской экономики в целом и доходов бюджета в частности от сырьевого экспорта. Наличие экспортных пошлин является наиболее существенным отличием российской системы налогообложения нефтегазового сектора с точки зрения международной практики.

В 2013 году добыча нефти в России составила 523,3 млн тонн, что на 1% выше, чем в 2012 г. Добыча природного газа в 2013 г. выросла на 2,1% относительно 2012 г. – до 668,024 млрд м³. В 2013 г. сто-



имостной объем экспорта топливно-энергетических товаров возрос по сравнению с 2012 г. на 3,6%, а физический – на 6,1%. При этом среди товаров топливно-энергетического комплекса возросли физические объемы экспорта в страны дальнего зарубежья керосина в 10,8 раза, жидкого топлива – на 86,2%, автомобильного бензина – на 52,0%, природного газа – на 22,5%, каменного угля – на 7,4%. Экспорт нефти составил 206,8 млн тонн, это на 2,2% ниже уровня 2012 г. Средняя цена нефти марки Urals в 2013 г. составила 107,88 \$/баррель, снизившись на 2,39% по сравнению с уровнем 2012 г.

Согласно данным Федеральной таможенной службы РФ, в 2013 г. общий объем экспорта товаров из Российской Федерации в стоимостном выражении составил 526,39 млрд долларов США, в том числе: нефть сырая – 173,67 млрд долларов США, нефтепродукты – 109,17 млрд долларов США, газ природный – 67,23 млрд долларов США. Таким образом, углеводородное сырье и продукты его переработки составляют 66,5% российского экспорта – это наглядно показывает, что российская экономика по-прежнему является преимущественно сырьевой и ори-

ентированной на экспорт энергоносителей.

В консолидированный бюджет Российской Федерации в 2013 г. поступило 11 327,2 млрд руб., или на 3,4% больше, чем в 2012 г. НДПИ в консолидированный бюджет России в 2013 г. поступило 2 575,8 млрд руб., или на 4,7% больше, чем в 2012 г. (табл. 1), что обусловлено индексацией ставок НДПИ.

Доля НДПИ в консолидированном бюджете России значительна, но не доминирующая – складывается обманчивое впечатление, что бюджет не столь зависим от углеводородных доходов. Ситуация меняется, если добавить в бюджетное уравнение экспортную пошлину на вывоз нефти, нефтепродуктов и газа. Напомню, что в 2005 г. она была исключена из состава налогов и теперь учитывается в разделе «Доходы от внешнеэкономической деятельности». В 2013 г. вывозные таможенные пошлины на сырую нефть, горючий природный газ и товары, выработанные из нефти, принесли в федеральный бюджет 4 019,5 млрд руб. Прочие вывозные таможенные пошлины (на вывоз металлов, вооружений и военной техники, машин и оборудования, древесины, продукции легкой промышленности, сельского хозяй-

ства и прочих отраслей российской промышленности) составили лишь 38,5 млрд руб. (или 0,7%) [1].

Согласно основным направлениям бюджетной политики на 2014 год и плановый период 2015–2016 годов доля нефтегазовых доходов на этот период заложена на уровне 46%, что соответствует докризисным показателям и свидетельствует о критической зависимости бюджета от ценовой конъюнктуры на рынках углеводородного сырья. Особенно сильно это проявилось в острой фазе мирового финансово-экономического кризиса 2008 г. Учитывая нарастание неопределенности относительно ценовой конъюнктуры рынка углеводородов, появляются серьезные угрозы для финансовой стабильности государства и экономического роста в целом. Следует отметить, что в течение последнего десятилетия биржевые цены на нефть изменяются по законам рынка производных финансовых инструментов, а не рынка традиционных сырьевых товаров, поэтому практически невозможно прогнозировать ее динамику с достаточной степенью вероятности.

Уместно поставить вопрос – в состоянии ли Россия обеспечить уровень благосостояния

Таблица 1

ПОСТУПЛЕНИЕ ДОХОДОВ ОТ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА В БЮДЖЕТНУЮ СИСТЕМУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ в 2008–2013 гг.							
(млрд руб.)							
Наименование показателя	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013/ 2012, %
Администрируемые ФНС доходы консолидированного бюджета РФ НДПИ,	7 948,9	6 288,3	7 695,8	9 720,0	10 959,3	11 327,2	103,4
в том числе:							
нефть	1 708,0	1 053,8	1 406,3	2 042,5	2 459,4	2 575,8	104,7
природный газ	1 571,6	934,3	1 266,8	1 845,8	2 132,6	2 190,2	102,7
газовый конденсат	90,5	75,0	85,1	136,3	257,4	311,7	121,1
	8,8	6,9	9,4	6,4	9,8	12,6	128,6

Источник: данные Министерства финансов России и Федерального казначейства Российской Федерации об исполнении федеральных бюджетов РФ за 2008–2013 годы, расчеты автора.



своих граждан, соответствующий стандартам развитых стран, осуществив только лишь перераспределение ресурсов от добычи углеводородов? Мировой опыт показывает, что возможно два базовых сценария:

«Нефтяное проклятие» – это отрицательные последствия «голландской болезни», признаками которого являются опережающий рост заработной платы по сравнению с ростом производительности труда, рост издержек, удорожание национальной валюты в результате притока валютной выручки в страны-экспортеры нефти. Вследствие этого происходит потеря конкурентоспособности национальными производителями и утрата политической элитой стимулов к повышению качества экономической и социальной политики.

«Нефтяное благополучие» – подобное демонстрируют такие страны, как Норвегия, Объединенные Арабские Эмираты, Кувейт, Катар, Саудовская Аравия. Высокий уровень жизни в этих странах поддерживается в основном благодаря финансовым дотациям государства, имеющим откровенно патерналистский характер, – путем выплаты собственным гражданам безвозмездных пособий и предоставления широкого спектра социальных услуг. Между тем цифры свидетельствуют, что сравнение России с вышеперечисленными нефтяными государствами с позиций модели построения социально-экономической политики системно некорректно [2]. Основная причина этого – существенно большая численность населения.

Характерная особенность успешных «петрогосударств» заключается в том, что численность населения в каждой из них – не более 5 млн человек (исключение составляет Саудовская Аравия, где 28 млн жителей, но ее нефтегазовый потенциал несравненно больше) и на каждого гражданина ежегодно приходится более 25 тонн добычи углеводородов.

Абсолютная доля России в общемировом производстве нефти составляет почти 12%, газа – более 25% (в совокупности более 1,1 миллиарда тонн нефтяного эквивалента в год). Но добыча нефти на душу населения в России в 2012 году составила всего 3,67 тонны. Также следует учитывать, что Россия является страной с огромной территорией и индустриальным экономическим укла-

ДОБЫЧА НЕФТИ В ОСНОВНЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СТРАНАХ МИРА в 2012 г. [3]

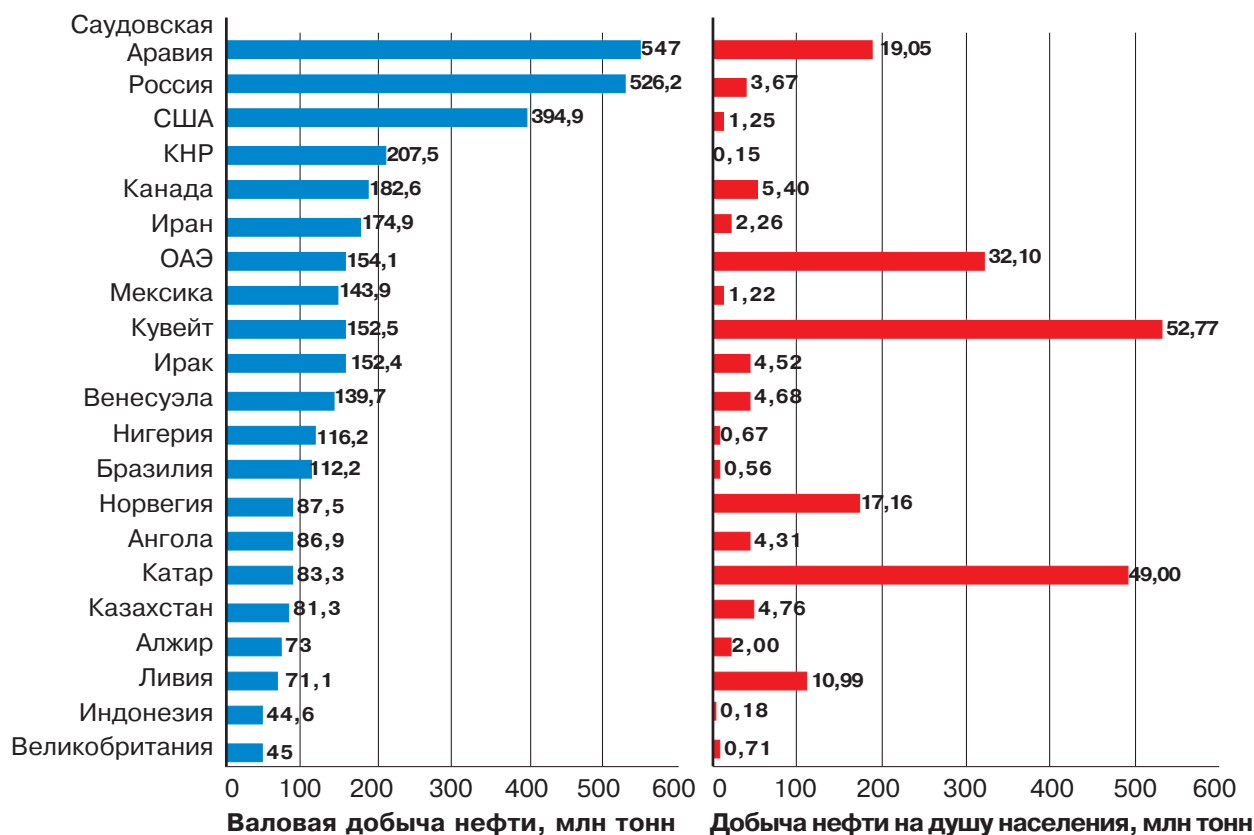


Рис. 1

Источник: [3].



дом, что требует поддержания ресурсоемкой транспортной инфраструктуры и обуславливает повышенный внутренний спрос на энергоносители. В совокупности российская экономика потребляет почти 550 млн т углеводородов в год. Неудивительно, что в результате годовой физический объем чистого экспорта нефти и газа составляет около 4 т нефтяного эквивалента на одного россиянина (по итогам 2012 г.). А это значит, что наши возможности в области конвертации национального углеводородного потенциала в национальное процветание заведомо ограничены. Элементарный расчет показывает, что даже при сегодняшней сверхвысокой мировой цене экспортной российской нефти в 100 долларов США за баррель выручка от экспорта этих 4 тонн составит лишь 3200 долларов в год, а с учетом издержек – менее 2500 долларов.

Сырьевая база российской нефтяной промышленности оценивается примерно в 10% мировой, по этому показателю страна уступает Саудовской Аравии, Канаде и Ирану. При этом перспективы наращивания сырьевой базы России рассматриваются как очень значительные – ресурсы нефти составляют более трети мировых, а наиболее достоверная их часть – перспективные ресурсы (категории C_2) – оцениваются более чем в 12 млрд т. Распределение запасов и ресурсов нефти и конденсата по нефтегазоносным регионам России неравномерно. Две трети добычи российской нефти в 2012 г., как и ранее, пришлось на Западно-Сибирский нефтегазовый бассейн; большая ее часть получена из недр Ханты-Мансийского АО. Следует, однако, отметить, что как объем, так и доля ХМАО в добыче нефти в последние годы уменьшаются. Причиной этого является сокращение дебитов скважин

на эксплуатируемых месторождениях, многие из которых разрабатываются 40 лет и более, а также относительно худшие промысловые характеристики вводимых в строй объектов. Более половины (56% в 2012 г.) нефти Западно-Сибирского бассейна добывается на 20 месторождениях, 18 из которых находятся на территории Ханты-Мансийского АО, одно – на территории ЯНАО и одно (Ванкорское) – в Красноярском крае. Лидером по объемам добычи нефти с 2007 г. является Приобское месторождение; в 2011 г. на нем добыто 39,3 млн т, или 8% российской нефти. Самоловское месторождение, которое в течение многих лет давало максимальные объемы нефти, занимает вторую строчку – 26,3 млн т. Запасы его выработаны более чем на 70%. Волго-Уральский НГБ ежегодно поставляет около 20% суммарного объема нефти, добытой в Российской Федерации. В 2012 г. его доля составила 22,7%, или 110,2 млн т. Главную роль в Республике Татарстан в добыче нефти продолжает играть крупнейшее Ромашкинское месторождение: несмотря на то, что его запасы выработаны уже на 88%, на нем было добыто 15,2 млн т. Остальную добычу обеспечивает почти тысяча месторождений [4].

Необходимо отметить следующие проблемы нефтегазового комплекса промышленности России: нерациональное недропользование (низкие коэффициенты извлечения нефти и газа), отсутствие комплексных технологий добычи углеводородов (сжигание попутного нефтяного газа); приближающееся истощение основных нефтяных и газовых месторождений западносибирской нефтегазоносной провинции; рост себестоимости добычи углеводородов в новых провинциях; наличие инфраструктурных ог-

раничений, в т.ч. для диверсификации экспортных поставок углеводородов; высокий износ основных фондов транспортной инфраструктуры и перерабатывающей промышленности; низкая глубина переработки.

Поддержание достигнутых объемов добычи углеводородов потребует разработки:

- месторождений в новых нефтегазоносных провинциях, где отсутствует необходимая инфраструктура, в том числе шельфы северных и дальневосточных морей, территории севернее 65° северной широты [5];

- трудноизвлекаемых залежей нефти, в т.ч. высоковязкой; газоконденсатных месторождений ачимовских и валанжинских залежей; месторождений сланцевого газа, низконапорного газа, высокосернистого газа, а также месторождений с высокой долей содержания гелия.

В сентябре 2013 года в России был начат «налоговый маневр» в нефтяной сфере, заключающийся в повышении базовой ставки НДС при добыче нефти и одновременном снижении ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть, а также ставок вывозной таможенной пошлины на светлые нефтепродукты (кроме бензинов). Данные новации были закреплены с принятием Федерального закона от 30.09.2013 г. № 263-ФЗ «О внесении изменений в Главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе». При добыче обессоленной, обезвоженной и стабилизированной нефти ставка НДС установлена в размере 493 рубля (на период с 1 января по 31 декабря 2014 г. включительно), 530 рублей (на период с 1 января по 31 декабря 2015 г. включительно), 559 рублей (на период с 1 января 2016 г.) за



1 т добытой нефти. При этом указанная налоговая ставка умножается на ряд коэффициентов – подробнее см. ниже.

Наиболее существенные изменения коснулись способа исчисления ставок НДС в отношении горючего природного газа и газового конденсата. Если в настоящее время определены абсолютные величины этих ставок, с 1.07.2014 г. вводятся формулы для их расчета. При добыче горючего природного газа и газового конденсата с 1 июля 2014 г. вводятся следующие ставки НДС:

- 42 рубля за тонну добытого газового конденсата из всех видов месторождений углеводородного сырья;

- 35 рублей за 1 000 м³ газа при добыче горючего природного газа из всех видов месторождений углеводородного сырья.

При этом указанная налоговая ставка умножается на базовое значение единицы условного топлива ($E_{\text{ут}}$) и на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи горючего природного газа и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья (K_c), определяемые в соответствии со статьей 342.4 НК РФ. В отношении горючего природного газа полученное произведение суммируется со значением показателя, характеризующего расходы на его транспортировку (T_r) [6].

Попытки рассчитать величины налоговых обязательств газодобывающих компаний показали, что механизм определения ставки НДС, основанный на исчислении многозначных коэффициентов, взаимно влияющих на величину друг друга, сложно применить на практике и вызовет проблемы в налоговом администрировании. Кроме того, не все значения показателей, необходимых для расчета величины налоговой ставки, доступны добывающим компаниям.

Ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть снижены с существовавшего с 2012 г. уровня 60% до 59% в 2014 г., 57% – в 2015 г. и 55% – в 2016 г.

Следует отметить, что и до начала налогового маневра правительство Российской Федерации в последние годы уделяло повышенное внимание вопросам совершенствования системы налогообложения добычи углеводородного сырья. Например, с целью стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти 3 мая 2012 г. было принято постановление правительства № 700-р, предполагающее градацию проектов по сложности исходя из геологических условий с установлением пониженных ставок НДС в зависимости от категории сложности, а также пониженной ставки экспортной пошлины для сверхвязкой нефти [7]. Конечной целью налоговых новаций является вовлечение в активную разработку дополнительно 2,5 млрд т запасов. Постановление содержит антикризисный потенциал. В частности, предусматривается возможность применения дополнительно пониженных ставок НДС, вывозных таможенных пошлин и других мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования в случае существенных изменений конъюнктуры мирового рынка, включая снижение стоимости нефти марки «Юралс» на мировом рынке до уровня меньше 60 долларов США за баррель, а также в случае наступления форс-мажорных обстоятельств, определяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.

С целью стимулирования новых шельфовых проектов 12 апреля 2012 г. принято постановление правительства № 443-р, также предполагающее градацию проектов по сложности, исходя из географического

расположения. В числе основных новаций – освобождение компаний, добывающих углеводороды на новых морских месторождениях от вывозной таможенной пошлины, введение адвалорных ставок НДС в зависимости от категории сложности [8]. Конечной целью налоговых новаций является начало активной геологоразведки в регионе с прогнозными ресурсами углеводородов 100 млрд т условного топлива.

Согласно проекту основных направлений налоговой политики Российской Федерации на 2015 год и плановый период 2016–2017 годов будет продолжена работа по дальнейшей реализации налогового маневра. При этом дальнейшие шаги будут определяться с учетом достигнутых договоренностей между Российской Федерацией, Республикой Беларусь и Республикой Казахстан по принципам функционирования общих рынков нефти и нефтепродуктов в рамках Единого экономического пространства [9].

В части акцизного обложения предполагается, что ставки акцизов на моторное топливо будут определяться с учетом комплекса факторов, в том числе прогнозируемого уровня инфляции, недопущения значительного роста цен, принятых соответствующими нормативными правовыми актами ограничений сроков производства и обращения моторных топлив 3 и 4 классов и необходимости формирования доходов дорожных фондов. С учетом предусмотренного техническим регламентом перехода с 2016 г. на производство автомобильного бензина и дизельного топлива не ниже 5 класса на 2017 год предлагается установить единую ставку акциза на автомобильный бензин, не соответствующий 5 классу, в размере 13 332 рубля за тонну, на авто-



мобильный бензин 5 класса – в размере 10 858 рублей за тонну, на дизельное топливо, не соответствующее 5 классу – 7 735 рублей за тонну, на дизельное топливо 5 класса – 5 970 рублей за тонну. На прямой бензин на 2017 г. предполагается установить ставку акциза с учетом планируемого уровня инфляции на уровне, превышающем максимальную ставку акциза на автомобильный бензин, в размере 15 325 рублей за тонну.

В настоящее время в правительстве обсуждается изменение параметров реализуемого налогового маневра в нефтяной отрасли. Связано это с тем, что согласно достигнутым ранее договоренностям с 1 января 2015 г. Россия утрачивает возможность устанавливать для других стран-участниц Таможенного союза какие-либо квоты или компенсации. Сейчас ежегодная российская помощь, по оценке различных ведомств, составляет от 6,5 до 10 млрд долларов США, после снятия ограничений она может вырасти до 30–40 млрд, что является непосильной нагрузкой на бюджет с учетом демонстрируемых российской экономикой околонулевых темпов роста. Возможны следующие сценарии:

1) умеренный – страны-участницы Таможенного союза договорятся о гармонизации таможенных пошлин. В этом случае сохранятся запланированные ранее темпы снижения ставок вывозных таможенных пошлин и компенсирующего роста ставок НДС;

2) шоковый – все ограничения отменяются, Беларусь и Казахстан не гармонизируют пошлины с российскими, а фиксируют их на существенно более низком уровне. К примеру, Казахстан с 1 апреля 2014 г. повысил вывозную экспортную пошлину на нефть с 60 до 80 долларов США за тонну (напомним, что в этот период в Бела-

руси и России она составила 387 долларов США за тонну). В этом случае можно ожидать резкого снижения экспортной пошлины на сырую нефть при одновременном резком повышении НДС по нефти до уровня, позволяющего компенсировать выпадающие доходы бюджета. Тогда базовая ставка НДС по нефти вырастет с запланированных 520 до 1000–1100 руб. за тонну. Это сразу приведет к существенному повышению внутрироссийской цены на бензин и дизельное топливо.

Фактически эти два сценария находят свое отражение в позициях Министерства энергетики и Министерства финансов России, которые были представлены на правительственном заседании 27 мая 2014 г. [10]

Минфин предлагает форсировать снижение экспортной пошлины на нефть, светлые нефтепродукты и масла, сократив соответствующие ставки более чем вдвое уже в 2016 г., а также отказаться от повышения пошлины на темные нефтепродукты до 100% уже в 2015 году, как это заложено в бюджете, ограничившись 75%. Для компенсации выпадающих доходов бюджета Минфин предлагает вдвое повысить ставку НДС по нефти: до 1005 руб. за тонну в 2016 г. против текущих 493 рублей. Для купирования роста стоимости автомобильного топлива вследствие роста внутрироссийских цен на нефть, вызванного резким ростом НДС, предлагается существенное сокращение акцизов. По расчетам Минфина, бюджетные последствия будут невелики: –7 млрд руб. в 2015 г. и +87 млрд руб. в 2016 г. В результате предложенных новаций Минфин ожидает роста розничных цен на топливо в следующие два года примерно на 1,5–2 рубля за литр. Сокращение акцизов вынуждает Мин-

фин искать для пополнения региональных дорожных фондов новый источник, которым, видимо, станет целевое отчисление 8–10% нефтяного НДС.

Министерство энергетики предложило вариант, близкий к действующим параметрам реализуемого в настоящее время налогового маневра.

Следует отметить, что Россия является страной с огромной территорией, расположенной в северной части континента, и индустриальным экономическим укладом, что предопределяет повышенный внутренний спрос на энергоносители. При кратном росте базовой ставки НДС и неизменной формуле расчета налоговых обязательств нефтедобывающих компаний существенно возрастут, что немедленно отразится на стоимости топливно-энергетических ресурсов внутри страны и вызовет мультипликативный рост цен в базовых отраслях промышленности, транспорта и сельского хозяйства.

Напомним, что в настоящее время применяется следующая формула определения ставки НДС по нефти: $\text{НДС} = 493 \times K_{\text{ц}} \times K_{\text{в}} \times K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}}$, где $K_{\text{ц}}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти;

$K_{\text{дв}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья.

За исключением $K_{\text{ц}}$ все остальные коэффициенты в указанной выше формуле являются понижающими. Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть



[11], в июне 2014 года составляет 12,4078. Рассмотрим типичную ситуацию, когда у нефтедобывающей компании нет оснований для применения прочих коэффициентов к ставке НДС по нефти. Тогда ставка НДС составит $493 \times 12,5297 = 6177,14$ руб. за 1 тонну добытой обессоленной, обезвоженной и стабилизированной нефти. В случае принятия предложений Минфина по повышению базовой ставки НДС до 1005 руб. за тонну реальная ставка НДС составит 12 592,35 руб. за тонну нефти. Таким образом, рост НДС составит 6415,21 руб., что незамедлительно приведет как минимум к пропорциональному росту цены на нефть на внутреннем рынке.

Уровень совокупной налоговой нагрузки на нефтегазовые компании существенно превышает аналогичный показатель компаний других отраслей экономики. Это обусловлено действующей налоговой политикой государства. До определенного предела повышенную налоговую нагрузку на нефтедобывающие компании следует воспринимать как стремление государства изъять природную ренту, возникающую у компании-недропользователя при добыче углеводородного сырья. С помощью рентных доходов необходимо придать импульс технологическому развитию отечественной экономики, обеспечить ее отход от узкой топливно-сырьевой специализации в мировом разделении труда.

Ставя стратегические цели и предпринимая тактические меры, как, к примеру, ревизию использования природной ренты, важно не подорвать конкурентоспособность топливно-сырьевых отраслей. Для этого важно соблюдать баланс между интересами государства и бизнеса, стимулировать в интересах общества привлечение

инвестиций, повышающих отдачу для экономики от ее природно-ресурсного потенциала. Из самого по себе факта отнесения этой ренты к государственной собственности не следует, что интерес общества воплощается в максимальное изъятие полученной природной ренты из рентообразующих отраслей. Долгосрочным целям и государства, и бизнеса отвечает реинвестирование части природной ренты самими отраслями [12].

Одна из важнейших проблем на сегодня – создание стимулов освоения новых месторождений, характеризующихся более высокими операционными и капитальными затратами, более сложными геологическими условиями, необходимостью создания инфраструктуры, большей удаленностью от рынков сбыта. Расчеты проектных нефтегазовых институтов показывают, что для их рентабельного освоения недостаточно льгот по НДС. По моему мнению, система налогообложения доходов от добычи нефти в Российской Федерации может быть основана на следующих инструментах:

1. Налог на добычу полезных ископаемых. Необходимо вернуть НДС характер роялти, то есть платежа собственнику ресурса за пользование данным ресурсом – в нашем случае добычу нефти из недр Российской Федерации. В существующем виде по своему экономическому содержанию он представляет собой сбор, а не налог, так как имеет выраженный возмездный характер. Необходимо отказаться от используемой в настоящее время практики привязки к мировым ценам на нефть. Варианты отказа от корректировки базовой ставки НДС в зависимости от мировых цен на нефть могут быть следующими:

- привязка ценового коэффициента в расчете ставки НДС к внутрироссийским ценовым индикаторам. Основным источником информации может стать российская нефтяная биржа;

- изменение порядка применения коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть ($K_{\text{ц}}$). Экономически целесообразно применять $K_{\text{ц}}$ к базовой ставке НДС только по экспортируемому углеводородному сырью. С точки зрения администрирования несложно отследить направление товарных потоков по добытой нефти, так как транспортная инфраструктура принадлежит государственной компании «Транснефть». Потребуется вменить в обязанность компании-недропользователя предоставлять соответствующие сведения, необходимые для обоснования применения ставки НДС без увеличения на $K_{\text{ц}}$;

- полный отказ от применения ценового коэффициента при определении ставки НДС при добыче нефти. В этом случае следует несколько повысить базовую ставку НДС и перенести основной фискальный эффект на механизм возмездной таможенной пошлины на нефть и продукты ее переработки.

Наиболее предпочтительным, на мой взгляд, является третий вариант, хотя он может стать невыгоден для отрасли при резком снижении цены на нефть и потребует оперативных действий со стороны правительства и законодателей.

В качестве базового сценария развития системы налогообложения добычи нефти целесообразно продолжить дифференциацию НДС по нефти, основываясь на базовых критериях. Необходимо расширить льготы в отношении добычи трудноизвлекаемых запасов нефти [13].



2. Налог на прибыль.

Этот налог является базовым в российской налоговой системе и уплачивается всеми хозяйствующими субъектами (кроме работающих на специальных режимах налогообложения) при возникновении объекта налогообложения – прибыли. Необходимо рассмотреть возможность введения в российское налоговое законодательство налоговой льготы в виде скидки на истощение недр. Развитые страны активно применяют подобный механизм, тем самым поддерживая рентабельность деятельности и уменьшая налогообложение прибыли отдельных отраслей добывающей промышленности.

3. Экспортная пошлина.

При реализации добытого углеводородного сырья за рубеж у компании возникает дополнительный доход ввиду существенной разницы между внутренними и мировыми ценами на энергоносители. Необходимо расширить верхнюю границу интервала мировой цены нефти в установленной п. 4 ст. 3.1 Закона РФ «О таможенном тарифе» формуле, добавив еще несколько изменений: интервалы цены от 182,5 до 290 \$/тонну, от 290 до 450 \$/тонну, от 450 до 600 \$/тонну и выше 600 \$/тонну. Это позволит действующему механизму эффективнее работать при существующем и прогнозируемом на среднесрочную перспективу уровне мировых цен на нефть – около 95 \$/баррель (692 \$/тонну), а также снизить эффект выхолаживания тенденции возрастания доли таможенной пошлины в экспортной цене.

4. Система платежей, установленная законом «О недрах» – ренталс. Данная система может быть дополнена платежом за право добычи полезного ископаемого, учитывающим горно-геоло-

гические и технико-экономические критерии разработки месторождения. Либо второй вариант – необходимо существенно повысить эффективность оценки и изъятия рентных доходов через механизм предоставления лицензий на право добычи полезных ископаемых.

Предложенные меры позволят **перераспределить налоговую нагрузку** на разных типах месторождений и **повысить экономическую эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов.**

Литература

1. Информация об исполнении консолидированного бюджета центрального правительства Российской Федерации за 2013 год [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.roskazna.ru/konsolidirovannogo-byudzheta-rf/> (дата обращения: 6.07.2014).

2. Милов В. Может ли Россия стать нефтяным раем // Pro et Contra. – 2006. – № 2-3. – С. 13–18.

3. BP Statistical Review of World Energy – June 2013.

4. Аналитический доклад «Состояние минерально-сырьевой базы нефти и конденсата Российской Федерации на 1.01.2013» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.mineral.ru/Facts/russia/156/506/3_01_oil.pdf (дата обращения: 6.07.2014).

5. Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2030 года.

6. Федеральный закон от 30.09.2013 г. № 263-ФЗ «О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе».

7. Распоряжение от 3 мая 2012 г. № 700-р «О предложении Минэнерго России о классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, определенных на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://правительство.рф/gov/results/18899/> (дата обращения 6.07.2014).

8. Постановление правительства Российской Федерации от 12 апреля 2012 года № 443-р «О стимулировании новых шельфовых проектов».

9. Проект основных направлений налоговой политики Российской Федерации на 2015 год и плановый период 2016 и 2017 годов [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.minfin.ru/ru/tax_relations/policy/index.php (дата обращения 7.07.2014).

10. Налогового шока для нефтяников не будет [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.vedomosti.ru/finance/news/27057241/nalogovogo-shoka-dlya-neftyanikov-ne-budet> (дата обращения 7.07.2014).

11. Письмо Федеральной налоговой службы от 17 июня 2014 г. № ГД-4-3/11642@ «О данных, необходимых для исчисления НДС в отношении нефти, за май 2014 года».

12. Понкратов В.В. Совершенствование системы налогообложения добычи нефти и газа с учетом углеводородного потенциала российской экономики // Налоги и финансовое право. – № 7. – С. 223–229.

13. Понкратов В.В. Совершенствование налогообложения добычи нефти // Финансы. – № 6. – С. 38–40.



Экономические аспекты освоения ресурсов нефти на шельфе арктических морей России

Т.В. Москвина,
ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет»

Россия относится к странам, располагающим самыми большими шельфовыми территориями, при этом их особенностью является расположение преимущественно в зоне Арктики. В качестве наиболее ценного размещенного здесь природного ресурса обычно рассматривается углеводородное сырье, являющееся основой современной энергетики.

В недрах материковой части Российской Федерации содержится значительный объем углеводородного сырья, однако структура и качество указанных ресурсов постепенно ухудшаются. В настоящее время более 75% месторождений нефти и газа уже вовлечены в промышленное освоение, их средняя выработанность приближается к 50%. При этом возможности расширения ресурсного потенциала районов суши ограничены. В среднем ежегодный прирост запасов нефти по стране несущественно покрывает добычу и в значительной степени происходит не за счет открытия новых месторождений, а вследствие пересчета запасов уже разрабатываемых объектов. В некоторых регионах даже отмечается ежегодный дефицит разведанных запасов, и в целом по России существует недостаток эффективных для промышленного освоения месторождений на материковой части страны [1].

Существует объективная необходимость интенсификации геологического изучения и последующего вовлечения в освоение новых крупных нефтегазоносных провинций. Одним из приоритетных направлений такого рода деятельнос-

ти является освоение континентального шельфа Российской Федерации. В течение последних нескольких лет активизировались работы по изучению потенциальных запасов углеводородных ресурсов на континентальном шельфе, а государственная политика стала стимулировать разведку и добычу нефти и газа на шельфовых месторождениях. Это соответствует мировой тенденции развития нефтяной промышленности, при которой увеличивается доля производства на морских и океанических участках. Процесс связан с двумя важными обстоятельствами. Во-первых, площадь водной поверхности Земли примерно в три раза превышает ее сухопутную часть, во-вторых, материковые территории характеризуются высокой степенью изученности.

Площадь континентального шельфа Российской Федерации составляет 6,2 млн км², причем значительная часть указанной территории приходится на Арктический регион. Около 4 млн км² являются перспективными на нефть и газ. Извлекаемые ресурсы углеводородов на континентальном шельфе страны оценочно составляют около 100 млрд. т, в том числе

более 13,5 млрд т – нефти и около 73 трлн м³ – газа [2]. Из указанных объемов основная часть (около двух третей) приходится на шельфы Баренцева и Карского морей, т.е. непосредственно прилегают к территории Тюменской области. Разведанность ресурсов углеводородов континентального шельфа является сравнительно низкой и в большинстве районов не превышает 9–12 %.

Главной экономической проблемой освоения ресурсов нефти на шельфе арктических морей России являются исключительно высокие затраты на разведку и разработку месторождений. Выделим наиболее крупные факторы, влияющие на удорожание работ [3].

1. Сложная ледовая обстановка вызывает необходимость использовать специальные для работы платформы, к тому же сроки их создания длительные. К примеру, «Приразломная», введенная в эксплуатацию компанией «Газпромнефть» в конце 2013 г., строилась почти 10 лет, и только потом началось эксплуатационное бурение скважин. Это обуславливает затягивание сроков окупаемости инвестиций до 12–15 лет.

2. Для вывоза продукции необходимо использовать специальные дорогостоящие танкеры ледового класса.

3. При использовании платформ практически все бурящиеся скважины должны иметь большую длину горизонтального участка ствола, что требует повышенных затрат (как финан-



совых средств, так и времени).

4. Требуется высокий уровень затрат на доставку материальных ресурсов и персонала в сравнении с работами, выполняемыми на материке.

5. Дополнительные требования к надежности и экологической чистоте производства в связи с особой уязвимостью арктических природных систем.

Эти и другие факторы влияют на то, что уровень удельных капитальных вложений в расчете на одну скважину оказывается крайне высоким. Если в среднем по нефтяной промышленности России в 2013 г. указанный показатель составил 155 млн руб., то на шельфе арктических морей он превысит 1 млрд руб. Это обуславливает высокие требования к экономическим условиям освоения месторождений, в частности, их размеры должны быть достаточно большими (десятки миллионов тонн), а производительность каждой скважины составлять сотни тонн в сутки. Для сравнения можно отметить, что в 2013 г. в целом по стране средний дебит одной новой нефтяной скважины был менее 30 т в сутки [4].

Относительно низкая инвестиционная привлекательность континентального шельфа Российской Федерации объясняется также следующим:

- недостаточной развитостью нормативной базы, ее неадаптированностью к специфике проведения работ на континентальном шельфе;

- низкой развитостью инфраструктуры, обеспечивающей добычу и транспортировку ресурсов недр континентального шельфа;

- неблагоприятным географо-экономическим размещением большинства месторождений и перспективных районов;

- сложной системой государственного управления и предоставления права пользования участками недр континентального шельфа. В частности, законодательные ограничения (обязательная минимальная доля государства в предприятии более 50% и более чем 5-летний опыт работы на шельфе) не допускают большинство частных и даже государственных компаний, которые, имея значительные финансовые ресурсы, современные технологии и опыт работы на шельфе, могли бы внести весомый вклад в развитие оффшорных проектов. На данном этапе только ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром» развивают свою деятельность по шельфовой добыче;

- слабой изученностью геологических запасов арктического шельфа, высокие риски вложения инвестиций, расходы бюджетов на геологоразведку в России являются самыми низкими по сравнению с иностранными государствами;

- нестабильным налоговым режимом, высокой долей изъятий государства.

В настоящее время в России проводится налоговая реформа, которая ослабит налоговую нагрузку на компании, ведущие деятельность на континентальном шельфе, вводятся налоговые каникулы по НДС для новых месторождений. Правительство РФ также вправе предоставить льготную ставку таможенной пошлины для отдельных месторождений, но эта льгота носит несистемный характер (к примеру, льготная пошлина действует на Приразломном месторождении в Печерском море).

За последние годы разрабатывался ряд проектов по созданию льготных налоговых режимов для шельфовых месторождений, которые предус-

матривают разделение на 4 группы в зависимости от природно-климатических условий, уровня технологической и геологической сложности добычи, развитости инфраструктуры и т.д.

Назначение НДС предусматривается в размере:

- 5% (Баренцево, Чукотское, Восточно-Сибирское, Карское и море Лаптевых),

- 10% (Охотское и Черное моря),

- 15% (Белое и Печерское моря),

- 30% (Балтийское и Азовское моря).

Принято решение об освоении всех проектов от таможенной пошлины на углеводороды, НДС при ввозе технического оборудования и налога на имущество организаций.

На 2014 год в Арктике выделены 34 проекта, которые объединяют 110–120 лицензионных участков. Успешность реализации этих проектов, на наш взгляд, связана в первую очередь со следующими факторами.

Во-первых, возможностью надежного сбыта углеводородов в перспективе. Отсюда актуален вопрос о налаживании сотрудничества с крупнейшими иностранными партнерами. При этом важно при выборе партнеров для реализации проекта учитывать потенциальную возможность предоставления ими рынка для создаваемой продукции. Такая задача диктует выбор и привлечение не только европейских и американских, но и китайских и индийских компаний.

Во-вторых, введением квоты на перекачку сырья по нефтепроводу Восточная Сибирь – Тихий океан. Это позитивный шаг, т.к. он может привести к сокращению поставок на европейский рынок и появлению возможности повышения эко-



номической привлекательности арктической нефти.

В-третьих, подписанием компанией «Роснефть» договора с Китаем на поставки нефти в период до 2037 года 720 млн т., или 30 млн т. в год. При этом Арктический регион рассматривается как точка роста объемов поставок сырья.

Таким образом, хотя сохраняется неясность относительно реального объема запасов и в период до 2020 г., можно предвидеть, что арктический шельф не станет ключевым добывающим регионом, тем не менее вполне существенные объемы сырья он способен обеспечить. Для эффективного освоения шельфа, безусловно, требуется обеспечить особое государственное регулирование, в частности, предусмотреть создание от-

дельного органа государственной власти, ответственного за специфический профиль нефтегазовой отрасли. В перспективе освоение ресурсов недр континентального шельфа позволит получить значительный мультипликативный эффект через развитие смежных отраслей промышленности, прежде всего высокотехнологичных отраслей приборо- и машиностроения, транспорта и, кроме того, решить вопрос энергообеспечения и занятости населения.

Литература

1. Ледовских А.А., Садовник П.В., Хлебников П.А. Основные проблемы геологического изучения недр и прироста запасов углеводородного сырья Российской

Федерации. //Геология нефти и газа – 2012. – № 5. – С. 9–23.

2. Новый подход к арктическим ресурсам. – БИКИ. – 2012. – № 109–110.

3. Каминский В.Д., Супруненко О.И., Суслова В.В. Состояние и перспективы освоения природных ресурсов континентального шельфа России. //Бурение и нефть. – 2013. – № 2. – С. 18–22.

4. Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – № 4.

5. Налоговый кодекс Российской Федерации. В редакции на июль 2014 г.

6. Дмитриевский А.Н., Караганов В.В., Кульпин Л.Г., Симонов Ю.А. Шельф России в перспективе добычи углеводородов до 2030 года. //Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 4–8.

Проблемы финансирования инвестиций в сырьевых регионах

Л.А. Толстолесова, д.э.н., профессор, доцент, ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет

Для территорий, располагающих крупными сырьевыми ресурсами, актуальным инструментом развития является формирование крупных экономических зон, центров сырьевой добычи, основанных на межрегиональных принципах ведения хозяйственной деятельности, направленных на повышение эффективности использования природных ресурсов и других преимуществ.

Создание сырьевых центров определено долгосрочной государственной программой [1] для поддержания на высоком уровне геологоразведочных работ по поиску и разведке углеводородов (в 2014 г. – 46% всех затрат) и твердых полезных ископаемых (2014 г. – 29% затрат на геологоразведочные работы) [3]. Программой предусмотрено сохранение довольно высоких затрат в Уральском федеральном округе (10% всех расходов федерального

бюджета, или 1,6 млрд руб.) [4]. Такая политика продиктована необходимостью оценки перспектив нефтегазоносности, выявлением новых поисковых объектов в периферийных частях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и должна способствовать формированию на севере Западной Сибири нового района добычи углеводородов – Ямало-Карского центра.

Формирование такого и аналогичных центров объясняет-

ся также необходимостью обеспечить сырьевую безопасность экономики страны за счет развития территорий, которые располагают углеводородами, но при этом являются дотационными. Слабое развитие, а порой отсутствие транспортной и производственной инфраструктуры привело к тому, что хозяйственный комплекс большинства таких территорий способен развиваться преимущественно на основе добывающего сектора. Учитывая, что эффективность одного рабочего места в добывающем секторе на порядок выше, чем в других отраслях, точки роста их инвестиционной политики по-прежнему основываются на новых ресурсных проектах. Такой подход с точки зрения разви-



Таблица 1

ВИДОВАЯ СТРУКТУРА ИНВЕСТИЦИЙ В ОСНОВНОЙ КАПИТАЛ, в %				
Субъект РФ	Жилища	Здания (кроме жилых), сооружения	Машины, обору- дование, трансп. средства	Прочие
2005 год				
Тюменская область	5,0	46,3	29,4	19,3
в том числе:				
ХМАО – Югра	5,2	41,2	28,5	25,2
ЯНАО	3,2	58,5	23,5	14,7
2010 год				
Тюменская область	3,4	45,7	29,7	21,1
в том числе:				
ХМАО – Югра	3,0	34,5	30,2	32,2
ЯНАО	1,1	63,3	23,5	12,1
2011 год				
Тюменская область	5,4	43,0	26,4	25,2
в том числе:				
ХМАО – Югра	3,1	32,9	26,5	37,5
ЯНАО	1,2	61,5	20,7	16,6
2012 год				
Тюменская область	6,1	45,5	25,4	23,0
в том числе:				
ХМАО – Югра	3,8	34,9	26,7	34,6
ЯНАО	1,2	62,4	20,3	16,1

тия экономики страны не является перспективным. При этом важно учесть ошибки прошлого и не ориентироваться в развитии регионов лишь на добычу полезных ископаемых. Примерами ярко выраженных моноотраслевых, узкоспециализированных сырьевых субъектов РФ, где осуществляют деятельность предприятия преимущественно одной отрасли промышленности – добывающей, в то время как другие отрасли практически не развиты либо развиты очень слабо, являются ХМАО – Югра (нефть) и ЯНАО (газ). Экономика этих регионов находится под влиянием колебания цен на углеводороды и спроса на них, факторы эти влияют на финансовую устойчивость, формирование доходов региональных бюджетов, финансовый потенциал и инвестиционную активность.

Последовательное развитие промышленности на основе реализации ресурсных проектов и удлинение технологических цепочек переработки продукции по современным технологиям представляют собой достаточно реальный способ развития экономики и повышение качества жизни людей большинства дотационных регионов, хотя бы до среднероссийского уровня. Поэтому еще на стадии активной разработки полезных ископаемых необходимо формировать финансовые ресурсы для постепенной диверсификации производства в период истощения месторождений, развивать производства, направленные на более глубокую переработку сырья, сферу услуг.

Если в краткосрочном периоде развитие может осуществляться за счет наращивания объемов добычи мине-

рально-сырьевых ресурсов или повышения эффективности использования производственных мощностей, то в долгосрочном периоде – преимущественно за счет инвестиций. При этом инвестиции в экономику территорий, осуществляющих добычу сырьевых ресурсов, в первую очередь должны быть связаны с внедрением технологических и организационных инноваций. Кроме того, инвестирование в добывающие отрасли обычно создает эффект мультипликации в других отраслях. В результате происходит рост валового регионального продукта, превышающий начальные вложения.

Итак, инвестиционная направленность экономики становится важным условием, призванным обеспечить поступательное развитие экономических субъектов как в текущем периоде, так и в перспективе. Однако встает вопрос об источниках финансирования инвестиционных программ и проектов, обеспечивающих трансформацию хозяйственного комплекса в период исчерпания сырьевых ресурсов и развития соответствующей инфраструктуры.

Финансовые ресурсы, как известно, принадлежат разным экономическим субъектам, функционирующим на



территории: федеральным, региональным и муниципальным органам управления, юридическим и физическим лицам. На разных этапах разработки сырьевых ресурсов цели и направления инвестирования существенно отличаются, равно как и используемые разрозненные финансовые источники. Это не всегда позволяет концентрировать крупные ресурсы для решения общих территориальных проблем. Приоритеты инвестирования и источники финансирования этих инвестиций добывающих предприятий и территорий различны и разнонаправлены [5, с.198–206].

Основные направления инвестиционных вложений субъектов, входящих в состав Тюменской области, приведены в табл. 1. Отчетливо видно, что основные вложения осуществляются в объекты производственной инфраструктуры (здания, сооружения, машины, оборудование, транспортные средства) [2, с. 58–63].

В отличие от периода плано-распределительной экономики в рыночных условиях структура источников финансирования и направления инвестиций в регионах, где добывающие предприятия осуществляют разработку углеводородных ресурсов, претерпела серьезные изменения. Это выразилось в том, что финансирование инвестиций за счет федерального бюджета значительно сократилось, оно осуществляется избирательно, только на конкурсной основе (табл. 3) [2].

Наиболее значимыми инвесторами остаются крупные нефтегазодобывающие компании, а также бюджеты субъектов РФ, что наглядно подтвер-

ждают данные, приведенные в таблице 2.

В этой ситуации остро встал вопрос об управлении источниками финансирования. В частности, необходимо определить порядок формирования требуемых объемов финансовых ресурсов, исходя из сроков реализации проектов и программ развития конкретного экономического субъекта. Чтобы управление источниками финансовых ресурсов было эффективным, оно должно включать как расширение объектов, формирующих источники финансовых ресурсов для осуществления инвестирования, так и активизацию способов и инструментов мобилизации этих ресурсов. Что касается выбора источников, методов и форм финансирования конкретных инвестиционных проектов, то это должно определяться приоритетными направлениями развития на каждом этапе разработки минерально-сырьевой базы, а ресурсы, привлекаемые для финансирования предполагаемых инвестиционных проектов, должны согласовываться между собой не только с точки зрения определенных приоритетов, но и по объемам и срокам.

В качестве инструмента решения вышеперечисленных вопросов возможен анализ денежных потоков всех участников региональных финансово-инвестиционных отношений, определение источников финансирования и целесообразности предлагаемых инвестиционных программ и проектов. Если это условие будет принято, то на региональном уровне потребуются создать механизм мобилизации ресурсов всех участников системы финансово-

инвестиционных отношений. Такой подход позволит сформировать комплексную многоканальную систему финансирования инвестиционного развития территории. Достижению цели может способствовать:

1. Вовлечение в оборот неорганизованных сбережений населения и трансформация их в инвестиции. Вовлечение в оборот сбережений населения возможно при содействии институтов коллективного инвестирования, которые позволяют сократить затраты инвесторов и повысить надежность инвестиций, обеспечить прозрачность механизма коллективного инвестирования, уменьшить риски частных инвесторов, способствовать восстановлению и развитию системы частных сбережений.

2. Повышение обеспеченности хозяйствующих субъектов и населения услугами кредитных институтов. Ресурсы финансово-кредитных учреждений, аккумулируемые банками, финансовыми, инвестиционными, страховыми компаниями, являются одними из наиболее значимых. Вместе с тем уровень развития финансово-кредитной и инвестиционной инфраструктуры не в полной мере отвечает высокому ресурсно-производственному потенциалу региона. Тюменская область уступает другим субъектам РФ по насыщенности институтов финансового рынка, обеспеченности банковскими услугами. К примеру, совокупный индекс обеспеченности региона банковскими услугами лишь в последние два-три года достиг уровня 0,72–0,75, тогда как в предыдущие годы он не поднимался выше 0,4–0,5 [4]. Для сравнения скажем, что в дру-



Таблица 2

ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В ОСНОВНОЙ КАПИТАЛ СУБЪЕКТОВ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ					
Субъект РФ	Собственные средства предприятий	Привлеченные средства	бюджетные средства	из них	
				в том числе из	
				федерального бюджета	бюджетов субъектов РФ
2007 год					
Тюменская область	55,5	44,5	12,3	0,3	10,2
в том числе:					
ХМАО – Югра	77,6	22,4	10,6	0,2	8,7
ЯНАО	33,1	66,9	5,3	0,0	4,1
2008 год					
Тюменская область	49,9	50,1	11,3	0,6	9,2
в том числе:					
ХМАО – Югра	76,4	23,6	11,1	0,5	8,6
ЯНАО	22,8	77,2	3,5	0,1	2,7
2009 год					
Тюменская область	53,3	46,7	9,6	0,6	7,7
в том числе:					
ХМАО – Югра	78,2	21,8	7,4	0,5	5,4
ЯНАО	25,7	74,3	4,2	0,2	3,4
2010 год					
Тюменская область	55,1	44,9	9,4	0,3	7,8
в том числе:					
ХМАО – Югра	83,7	16,3	7,2	0,1	5,7
ЯНАО	26,9	73,1	3,3	0,05	2,9
2011 год					
Тюменская область	53,4	47,1	9,3	0,4	8,1
в том числе:					
ХМАО – Югра	80,9	18,9	5,1	0,2	3,9
ЯНАО	22,2	75,9	7,9	0,1	7,5
2012 год					
Тюменская область	52,9	47,1	9,3	0,4	8,1
в том числе:					
ХМАО – Югра	81,1	18,9	5,1	0,2	3,9
ЯНАО	24,1	75,9	7,9	0,1	7,5

гих регионах он находится на уровне 1,25–1,5 и выше.

Недостаточная обеспеченность предприятий и населения банковскими услугами свидетельствует о проблемах банковской системы как в сфере формирования, так и размещения ресурсов. Узкое место, на наш взгляд, заключается в том, что не-

большие региональные банки не способны централизовать ресурсы для финансирования и кредитования крупных проектов, поскольку имеют неблагоприятную структуру привлеченных ресурсов и отсутствие клиентов, способных сформировать необходимый объем долгосрочных ресурсов.

Достаточно развитые финансово-инвестиционные системы сложились не только в Тюменской области, но и других ресурсных регионах, например, в Республике Татарстан, Пермском крае, Кемеровской и др. областях. Это является свидетельством того, что истощение запасов минерально-сырьевых ресурсов и снижение



доходов от их добычи стимулирует активное формирование современной финансово-инвестиционной инфраструктуры, способной трансформировать сбережения в инвестиции, предлагать новые механизмы и инструменты финансирования инвестиций и инноваций.

Несмотря на отмеченные и другие существующие проблемы, финансово-инвестиционные институты, располагая значительными объемами ресурсов, способны направлять их в те сферы региональной экономики, которые способствуют эффективному использованию вложенных средств. К тому же многие элементы финансово-инвестиционной инфраструктуры в том или ином виде уже существуют, поэтому создавать их заново нет необходимости, следует только развивать и дополнять. Таким образом, основная задача заключается в том, чтобы разрозненные источники финансовых ресурсов региональных коммерческих структур подчинить единым целям инвестирования реального сектора экономики. По мере развития рыночных отношений набор услуг, предоставляемых этими институтами, должен расширяться. При этом

приоритетными направлениями деятельности должны стать предоставление финансовых услуг реальному сектору, финансирование инвестиционных проектов, участие в организации проектного финансирования, формирование конкурентного регионального финансового рынка.

В отношении ресурсных регионов необходимость перераспределения финансово-инвестиционных ресурсов обусловлена потребностью государственного регулирования хозяйственного комплекса территории. Эта функция относится как к целому, так и составляющим региональной экономики. Изменение сложившейся монопроизводственной структуры требует содействия и развития многопрофильного хозяйства.

Литература

1. Долгосрочная государственная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья (на 2005–2010 годы и до 2020 года / Федеральное агентство по недропользованию – Роснедра. Утвержде-

на приказом МПР России от 6.06.2005 г. № 160 и актуализирован в 2008 г. (приказ Минприроды России от 16.07.2008 г. № 151). Режим доступа: <http://www.rosnedra.com/article/2660.html>

2. Инвестиции в России: Стат.сб./Росстат. – М., 2008–2013 гг. – Режим дост. http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ru/statistics/publications/catalog/doc_1136971099875

3. Итоги работы Федерального агентства по недропользованию в 2013 году и планы на 2014 г. (информационно-аналитические материалы). Режим доступа <http://www.rosnedra.gov.ru/article/7353.html>

4. Отчеты Банка России «О развитии банковского сектора и банковского надзора в 2008–2013 гг.». Режим доступа: <http://cbr.ru/publ/?PrId=nadzor>

5. Толстолесова Л.А. Финансово-инвестиционный потенциал сырьевых регионов: теория и практика: монография. – Санкт-Петербург: Изд-во Политех. ун-та, 2011. – 284 с.

Эффективность нефтегазовых корпораций: экономические аспекты

С.В. Еланцев,
ФГБОУ ВПО «Челябинский государственный университет»

Учитывая роль нефтегазодобывающей отрасли в экономике страны, очевиден интерес к деятельности компаний данного профиля и в частности проблеме выявления факторов, влияющих на формирование корпоративной прибыли. Актуальность этой задачи важна для регулирования процессов как на отраслевом рынке, так и для развития национальной экономики.

Прежде всего изложим логику модели, основываясь на которую проведено изучение деятельности нефтяных корпораций-лидеров. С этой целью перечислим факторы, которые формируют прибыль и определяют ее рост.



Во-первых, базовая часть прибыли формируется за счет продажи продукции, которая в свою очередь зависит от следующих факторов: объем продаж, себестоимость, структура реализуемой продукции, уровень средних цен на продаваемую продукцию. **Во-вторых, объем продаж продукции** может оказывать положительное и отрицательное влияние на рост прибыли. Увеличение объема продаж рентабельной продукции приводит к пропорциональному росту прибыли. Если же продукция является убыточной, то при увеличении объема продаж происходит уменьшение суммы прибыли. **В-третьих, структура товарной продукции** может оказывать как положительное, так и отрицательное влияние на сумму прибыли. Если увеличится доля более рентабельных видов продукции в общем объеме ее реализации, то сумма прибыли возрастет, и наоборот, при увеличении удельного веса низкорентабельной или убыточной продукции общая сумма прибыли уменьшится. **В-четвертых, себестоимость продукции и прибыль** находятся в обратной пропорциональной зависимости: при увеличении уровня цен сумма прибыли возрастает и наоборот. Рассмотрим этот инструментарий подробнее.

Итак, поскольку основную часть прибыли предприятия получают от реализации продукции и услуг, в процессе анализа изучается динамика, выполнение плана прибыли от реализации и определяются факторы ее изменения. Прибыль от продаж продукции в целом по предприятию зависит от четырех факторов первого уровня соподчиненности:

$$\Pi = \sum [V_{\text{рп}} * U_{\text{дл}} (C_i - C_j)], \quad (1)$$

где $V_{\text{рп}}$ – объем продаж продукции;

СХЕМА ФОРМИРОВАНИЯ БАЛАНСОВОЙ ПРИБЫЛИ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ



Рис. 1

$U_{\text{дл}}$ – структура;
 C_i – себестоимость;
 C_j – уровень среднереализационных цен.

Объем продаж продукции, как сказано выше, может оказывать положительное и отрицательное влияние на сумму прибыли. Аналогичная зависимость проявляется в отношении структуры товарной продукции. Себестоимость продукции и прибыль находятся в обратной зависимости, в то время как изменение уровня цен прямо пропорционально прибыли.

Расчет влияния этих факторов выполняется способом цепной подстановки. Сначала нужно найти сумму прибыли при фактическом объеме продаж и

плановой величине остальных факторов ($\Pi_{\text{усл1}}$). Для этого следует рассчитать индекс объема реализации продукции ($I_{\text{рп}}$):

$$I_{\text{рп}} = V_{\text{рп1}} / V_{\text{рп0}}, \quad (2)$$

где $I_{\text{рп}}$ – индекс объема реализации продукции;

$V_{\text{рп1}}$ – выручка за анализируемый период;

$V_{\text{рп0}}$ – выручка за предыдущий период.

Затем базовую сумму прибыли ($\Pi_{\text{рп0}}$) скорректировать на этот процент:

$$\Pi_{\text{усл}} = I_{\text{рп}} * \Pi_{\text{рп0}}, \quad (3)$$

Устанавливается, как изменилась прибыль за счет каждого фактора:

объема реализации:

$$\Delta \Pi_{\text{врп}} = \Pi_{\text{усл1}} - \Pi_0; \quad (4)$$

$$\text{структуры: } \Delta \Pi_{\text{стр}} = \Pi_{\text{усл2}} - \Pi_{\text{усл1}}; \quad (5)$$

$$\text{цены: } \Delta \Pi_{\text{ц}} = \Pi_{\text{усл3}} - \Pi_{\text{усл2}}; \quad (6)$$



Если корпорация производит неоднородные виды продукции, тогда структура реализованной продукции определяется отношением каждого вида в оценке по плановой себестоимости к общему объему продаж в той же оценке.

Анализируются также показатели, характеризующие выполнение плана и динамику прибыли от реализации отдельных видов продукции, величина которой зависит от трех факторов первого порядка: объема продаж, себестоимости и среднереализационных цен. Среднереализационная цена единицы продукции рассчитывается путем деления выручки от реализации соответствующего изделия на объем продаж. На изменение ее уровня влияние оказывают следующие факторы:

- качество реализуемой продукции;
- рынки сбыта;
- конъюнктура рынка;
- инфляционные процессы.

Качество товарной продукции – один из основных факторов, от которого зависит уровень средней цены реализации. За более высокое качество продукции устанавливаются более высокие цены и наоборот. Изменение среднего уровня цены изделия за счет его качества ($\Delta C_{\text{кач}}$):

$$\Delta C_{\text{кач}} = (C_{\text{н}} - C_{\text{п}}) \cdot V_{\text{рп}} / V_{\text{рп}}, \quad (7)$$

где $C_{\text{н}}$ и $C_{\text{п}}$ – соответственно цена изделия нового и прежнего качества;

$V_{\text{рпн}}$ – объем реализации нового качества;

$V_{\text{рп}}$ – общий объем реализованной продукции.

Следуя изложенной логике, для оценки эффективности формирования прибыли были выбраны следующие показатели: объем продаж продукции, структура, себестоимость, уровень среднереализационных цен, индекс объема реализации продукции, выручка за анализируемый и предшествующий

периоды. На основе составленного инструментария проведен анализ и выявлены **особенности, характерные для роста прибыли** отечественных корпораций нефтегазовой отрасли.

Во-первых, четко проявляется **тенденция получения огромной сверхприбыли** в нефтегазовом секторе.

Во-вторых, **норма прибыли** компаний в связи с их монополизацией является **более высокой** по сравнению с компаниями других отраслей как первичного, так и вторичного секторов экономики.

В-третьих, в процессе роста прибыли именно российскими нефтяными компаниями практически полностью **игнорируется функция корпоративной социальной ответственности бизнеса** (sustainability), что идет в разрез со спецификой деятельности компаний развитых стран (США, ЕС, Канада и т.д.).

В-четвертых, в силу несовершенства российской системы налогообложения нефтяные **корпорации стремятся минимизировать налогооблагаемую прибыль**, что идет вразрез с требованиями прозрачности при осуществлении компаниями размещений акций на открытых международных рынках и оказывает негативное влияние на деловую репутацию компаний России.

С учетом выявленных особенностей роста прибыли корпораций нефтегазового сектора автором предложен алгоритм оценки процесса формирования прибыли корпораций и выявления взаимовлияния роста объемов производства на прибыль, который схематично представлен на рис. 2. Для оценки факторов роста прибыли российских компаний мы использовали ряд показателей:

1) коэффициент фондоотдачи:

$$\Phi_o = TR / ОПФ, \quad (8)$$

где: Φ_o – коэффициент фондоотдачи;

TR – годовой объем выручки от реализации продукции в денежном выражении;

ОПФ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов в денежном выражении.

2) коэффициент фондоемкости:

$$\Phi_e = ОПФ / TR = 1 / \Phi_o, \quad (9)$$

где: Φ_e – коэффициент фондоемкости.

3) коэффициент материалоемкости продукции:

$$M_e = TC_m / Q, \quad (10)$$

где: M_e – коэффициент материалоемкости;

TC_m – величина материальных расходов в денежном выражении;

Q – объем выпущенной продукции в денежном выражении.

4) индекс роста основных средств предприятия:

$$I_{oc} = ОПФ_i / ОПФ_{i-1}, \quad (11)$$

где: I_{oc} – индекс роста основных средств;

$ОПФ_i$ – среднегодовая стоимость основных средств корпорации в текущем периоде;

$ОПФ_{i-1}$ – среднегодовая стоимость основных средств корпорации в предшествующем периоде.

5) рентабельность продаж продукции:

$$R_{\text{пр}} = Pf / TR \cdot 100\%, \quad (12)$$

где: $R_{\text{пр}}$ – показатель рентабельности продаж в %;

Pf – объем чистой прибыли корпорации за период в денежном выражении.

6) рентабельность активов корпорации:

$$R_A = Pf / A \cdot 100\%, \quad (13)$$

где: R_A – показатель рентабельности активов в %;

A – среднегодовая стоимость активов корпорации в денежном выражении.

7) рентабельность собственного капитала:

$$R_{\text{ск}} = Pf / СК \cdot 100\%, \quad (14)$$

где: $R_{\text{ск}}$ – показатель рентабельности собственного капитала в %;



СК – среднегодовая стоимость собственного капитала корпорации в денежном выражении.

8) норма прибыли:

$$p' = \frac{P_{\text{ВАЛ}}}{(\text{ОПФ} + \text{ТС}_{\text{ОТ}})} \times 100\%, \quad (15)$$
 где: p' – величина нормы прибыли в %;

$\text{ТС}_{\text{ОТ}}$ – величина расходов на оплату труда и социальные выплаты в денежном выражении.

9) коэффициент линейной парной:

$$r_{yx} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad (16)$$

где y_i – величина зависимой переменной в i -м периоде;

x_i – величина независимой переменной (фактора), для i -го периода;

$i=1, \dots, n$; n – количество лет в периоде;

$\bar{x}$ и $\bar{y}$ – средние арифметические значения величин зависимой и независимой переменных за весь период.

Чтобы установить взаимосвязь и взаимовлияние между факторами роста прибыли, полученной отечественными и зарубежными компаниями-лидерами, сформулированы три гипотезы.

Гипотеза 1. Модернизация нефтяной компании вызывает рост прибыли. Для проверки данной гипотезы требуется про-

АЛГОРИТМ ОЦЕНКИ РОСТА ПРИБЫЛИ КОМПАНИИ

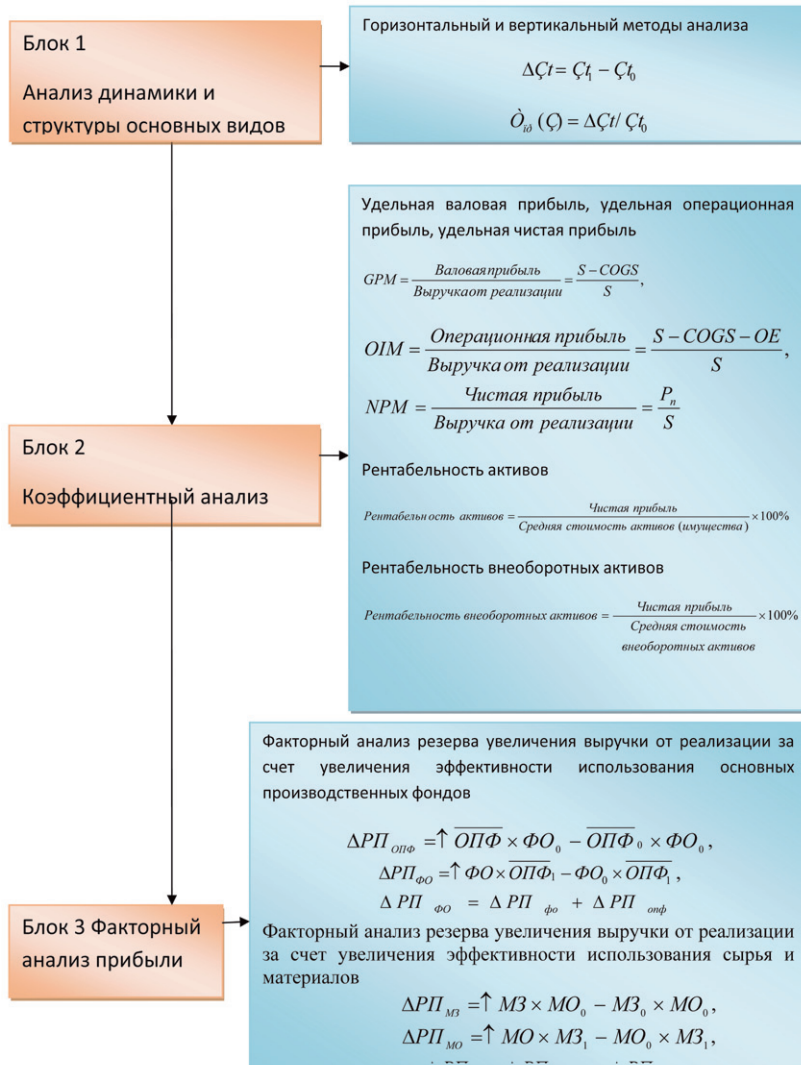


Рис. 2

Таблица 1

ПОКАЗАТЕЛИ КОРРЕЛЯЦИИ ФОНДООТДАЧИ И РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ПРОДАЖ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПАНИЙ за период 2007–2011 гг.		
Объект	Значение коэффициента корреляции	t-статистика
Отечественные нефтяные компании (ТОП-5)	0,65	2,56
Зарубежные нефтяные компании (ТОП-5)	0,84	4,54

Таблица 2

ПОКАЗАТЕЛИ КОРРЕЛЯЦИИ ФОНДОЕМКОСТИ И РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ПРОДАЖ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПАНИЙ за период 2007–2011 гг.		
Объект	Значение коэффициента корреляции	t-статистика
Отечественные нефтяные компании (ТОП-5)	-0,70	10,13
Зарубежные нефтяные компании (ТОП-5)	-0,87	13,94



Таблица 3

КОРРЕЛЯЦИЯ ПРИБЫЛИ И ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПРИБЫЛЬ

Объект	Факторы прибыли				
	Объем производства	Издержки	Инвестиции в средства производства	Оплата труда	Среднерыночная цена на производимую продукцию
Отечественные нефтяные компании (ТОП-5)	0,66	-0,64	0,24	0,50	0,95
Зарубежные нефтяные компании (ТОП-5)	0,83	-0,76	0,79	0,82	0,74

известны расчет коэффициента корреляции между показателями фондоотдачи, фондоемкости и рентабельностью продаж российских и зарубежных компаний.

Гипотеза 2. Рост объема продаж, снижение издержек и оплаты труда вызывает рост прибыли за счет их монопольного положения на рынке.

Гипотеза 3. Рост прибыли компаний России и развитых стран положительно коррелирует с ростом среднерыночных цен на их продукцию.

С целью проверки этих гипотез автором проведено сравнение расходов на оплату труда и чистой прибыли в российских и зарубежных компаниях, а также сделан расчет коэффициента линейной парной корреляции между затратами на оплату труда и чистой прибылью российских и зарубежных компаний (табл. 3). Как свидетельствуют расчеты, для отечественных компаний характерен рост величины расходов на оплату труда наряду с увеличением чистой прибыли. Однако при этом очевидно: размер чистой прибыли увеличивается более быстрыми темпами по сравнению с расходами на оплату труда. Так, если значение коэффициента корреляции для российских компаний выше 0,5, то для зарубежных компаний данный показатель составляет 0,8.

В заключение отметим, что исследование эффективности нефтегазовых корпораций с точки зрения экономической точки зрения автором будет продолжено. В основу разработки модели планируется положить результаты исследований факторов роста прибыли и в частности выявленных особенностей, а также обобщение опыта формирования прибыли корпораций зарубежных стран.

Литература

1. Транснациональные корпорации в глобальной экономике/В.И. Бархатов и др. Монография. Челябинск: Изд-во Челяб. гос. ун-та, 2007. – 370 с.

2. Brand Finance Global 500: The annual report on the world's most valuable brands, April 2009 [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.brandfinance.com/Uploads/pdfs/GB500_REPORT_09_WEB.pdf.

3. Country P/E Ratios: Nasdaq Highest, Netherlands Lowest [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://seekingalpha.com/article/40402-country-peratios-nasdaq-highest-netherlands-lowest>.

4. Concentration Ratios: 2002 // U.S. Census Bureau. – Issued May 2006 – 31 p.

5. Caves, Richard E. and Michael Porter. From Entry Barriers to Mobility Barriers //

Quarterly Journal of Economics 1977. – vol. 91 (May): p. 241–269.

6. Ganslandt M. and P.J. Norback 'Do mergers result in collusion?' // Working Paper No 621: Research Institute of Industrial Economics, Stockholm, 14 June 2004. – 34 p.

7. Samuelson P., Nordhaus W. Microeconomics (17th ed.) / P. Samuelson, W. Nordhaus. – McGraw-Hill. – 2001.

8. Scott C. Beardsley The role of regulation in strategy / Scott C. Beardsley, D. Bugrov, L. Enriquez // The McKinsey Quarterly/ – 2005/ – № 4. – p. 93–102.

9. STAN Input Output Domestic // OECD: Stat Extracts [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://stats.oecd.org>.

10. Shepherd, William, G., The Economics of Industrial Organization. – Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J., 1985.

11. Union affiliation of employed wage and salary workers by occupation and industry / Economic News Releases US Bureau of Labor Statistics. – 2010. – p. 120–125.

12. World Federation of Exchanges Annual Statistics [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.world-exchanges.org/statistics/annual>.



50 лет Тюменской нефти: принципиальные изменения в нефтяной промышленности региона

А.Н. Янин, к.э.н., доцент,
ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет»

Добыча нефти является ведущим видом деятельности в экономике Тюменской области, стоимость ее продукции в 1,5 раза превышает стоимость продукции всех других видов промышленности, вместе взятых. Положение в нефтедобыче оказывает наибольшее влияние на сводные показатели экономики региона, доходы населения и региональных бюджетов, уровень безработицы, общую социальную обстановку на многих территориях области.

Тюменская область представляет собой главного производителя жидкого топлива в стране, так как обеспечивает основную часть общероссийской добычи нефти. В области добывается в 1,3 раза больше жидкого топлива, чем в остальных регионах России, вместе взятых.

Промышленная добыча нефти на территории Тюменской области началась летом 1964 г., когда с Усть-Балыкского, Мегионского и Трехозерного месторождений, находящихся в районах расположения современных городов Нефтеюганска, Мегиона, Урая, водным транспортом были отправлены на переработку в Омск первые партии нефти. Необходимо отметить предельную краткость периода, в течение которого на абсолютно неосвоенной территории были выполнены подготовительные работы: от открытия месторождений до начала их разработки прошло менее пяти лет. В 1965 г. был построен первый в регионе магистральный трубопровод Шаим – Тюмень, затем в 1967 г. введен в эксплуатацию трубопровод Усть-Балык – Омск, что дало возможность осуществлять не сезонную, а непрерывную в течение года подачу нефти на переработку.

В начальный период главный прирост добычи происходил за счет освоения крупных и высокопродуктивных Усть-Балыкского, Западно-Сургутского и Мегионского месторождений. В этот же период была создана мощная организационная структура в виде Главтюменнефтегаза, превратившегося позднее в одну из крупнейших промышленных фирм мира. Для научного и проектного обеспечения развития нефтяной промышленности организован крупный институт – Гипротюменнефтегаз, а также ряд институтов во вспомогательных отраслях.

Нефтяные месторождения Тюменской области с самого начала практически полностью осваивались с использованием кустового принципа размещения скважин, при котором с одной технологической площадки бурится ряд наклонных скважин (в большинстве случаев 5–10), что обеспечивало уменьшение площади используемой территории и значительную экономию затрат в сложных инженерных условиях. Одновременно достигалась концентрация промысловых объектов на небольшом числе площадок, прокладка дорог, трубопроводов и линий электропередачи в едином технологическом коридоре.

До начала освоения месторождений в Тюменской области не было инженерно-технических кадров соответствующей специализации (кроме геологов), поэтому в первые годы решающее значение имел переезд специалистов из «старых» нефтедобывающих районов страны (Урало-Поволжья, Северного Кавказа и др.). Одновременно в Тюмени создается сеть учебных заведений различного уровня, которые начали осуществлять подготовку кадров по широкому набору специальностей. Организован Тюменский индустриальный институт (ныне – Тюменский государственный нефтегазовый университет), ряд учреждений, дающих среднее специальное образование и рабочие профессии.

В 1970-е годы на развитие нефтедобычи наибольшее влияние оказало форсированное освоение крупнейшего в стране Самотлорского месторождения, открытого в 1965 г. и введенного в разработку в 1969 г. Высокие значения концентрации запасов и продуктивности скважин дали возможность в 1980 г. довести добычу на данном месторождении до 155 млн т. Значительные объемы нефти были получены также на других крупных месторождениях – Федоровском, Мамонтовском, Лянторском, Южно-Сургутском, Суторминском, Аганском, Варьеганском, на каждом из которых добывалось от 8 до 35 млн т нефти в год.

Одной из причин достижения высоких темпов роста добычи нефти в Тюменской области являлось применение интен-



сивных систем разработки с «разрезанием» залежей рядом с нагнетательными скважинами на блоки небольшой ширины, организация поддержания пластового давления с самого начала освоения объектов. Кроме того, производилось первоочередное разбуривание наиболее продуктивных участков. Такая технология в сочетании с благоприятными геологическими параметрами обусловила достижение к середине 1970-х годов наивысших значений ряда важных технико-экономических показателей – к этому времени относятся самые высокие за всю историю отрасли в регионе показатели производительности скважин, наименьшие уровни удельных капитальных вложений и себестоимости добычи нефти. Особенностью экономики нефтедобывающей промышленности в данный период был повышенный удельный вес затрат на строительство трубопроводов, автомобильных дорог, производственных баз, объектов энергоснабжения, аэропортов и т.д.

Наличие в Тюменской области крупных подготовленных к разработке запасов углеводородов обусловило особо высокую концентрацию мощностей буровых, строительных, геофизических, транспортных и других специализированных организаций. Были привлечены производственные организации со сложившимися коллективами из других регионов России и всего бывшего СССР. Возникла крупномасштабная система перевозки десятков тысяч человек, работавших вахтово-экспедиционным методом. С начала 1980-х годов в Тюменской области стало выполняться больше работ по бурению и обустройству скважин, чем во всех других нефтедобывающих районах СССР, вместе взятых.

Нефтяная промышленность области стала выделяться не

только масштабами поставок жидкого топлива, но и величиной потребляемых материально-технических средств. Сюда направлялась значительная часть таких ресурсов, как металлопрокат, цемент, конструкции строительного назначения, буровая и другая специальная техника, автомобили, тракторы и др. В то же время развитие нефтедобычи происходило длительное время на недостаточно эффективной основе и главным образом за счет наращивания централизованных капитальных вложений и увеличения потребления материально-технических ресурсов. Замедленными темпами происходили сдвиги в технической оснащенности отрасли, технологии выработки запасов, бурении скважин и выполнении других работ.

Первое крупное проявление негативных тенденций в развитии отрасли отмечено в середине 1980-х годов, когда в течение короткого времени снизилась добыча нефти. Кризис был преодолен за счет расширения масштабов капитального строительства для нужд отрасли и увеличения поставок различных материально-технических ресурсов. В масштабах страны было произведено экстренное перераспределение материальных ресурсов в пользу нефтяной промышленности Тюменской области за счет других отраслей и регионов, в том числе нефтедобывающих. Одним из факторов стабилизации производства в тот период было признано резкое увеличение числа разрабатываемых месторождений – за короткий срок количество их возросло примерно в три раза. В то же время становилось очевидным, что при существовавшем характере развития нефтедобычи другие отрасли не могут удовлетворить потребности в ресурсах. Эти же кризисные факторы в сочетании с но-

выми проблемами явились причиной спада, возникшего в первой половине 1990-х годов. Ключевой проблемой нефтяной промышленности стала ее высокая ресурсоемкость – потребности в капитальных вложениях для сохранения достигнутого уровня добычи оказались настолько большими, что предъявляли чрезмерные требования ко всему инвестиционному комплексу страны.

Характерными чертами функционирования нефтяной промышленности области в 1980-е годы были неустойчивость объемов производства и повышенная чувствительность к изменению числа вводимых в действие новых мощностей. Уменьшение масштабов эксплуатационного бурения скважин сразу же вызывало падение добычи нефти. Это свидетельствовало о значительных недостатках в использовании старых скважин и о сравнительно коротких сроках их эффективной эксплуатации. Для оценки изменения эффективности производства по этапам развития нефтедобычи не могут быть использованы стоимостные показатели из-за несопоставимости общих экономических условий, ценовых пропорций, валютных курсов и т.д. Поэтому применяется чисто технологический показатель, представляющий собой отношение объема годовой добычи нефти к суммарному объему эксплуатационного бурения за предыдущие пять лет (табл. 1). Анализ показывает, что сравнительно высокие параметры эффективности производства имелись в начальный период развития нефтедобычи, когда осваивались наиболее крупные и продуктивные месторождения. Однако наибольший кратковременный рост отдачи затрат отмечался около 2000 г. при сокращении объема буровых работ и более широком использовании ранее созданного про-



Таблица 1

ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ								
Показатель	1970 г.	1980 г.	1990 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2013 г.	2014 г. ожд.
Добыча нефти, млн т: годовая	28	308	358	208	309	295	285	282
накопленная	70	1733	5428	7619	8975	10506	11385	11667
Эксплуатационное бурение, млн м	0,8	7,8	24,2	6,5	6,9	12,0	16,4	16,0
Добыча нефти на 1 млн м бурения за предыдущие 5 лет, т	14,7	15,3	3,0	18,0	10,2	6,2	4,5	4,1
Средний дебит скважин, тонн в сутки	98	94	19	11	14	12	10	9
Эксплуатационный фонд скважин на конец года, тыс.	1,1	11	64	76	78	80	87	90

Источник: составлено автором на основе материалов Росстата, Тюменьстата, ЦДУ ТЭК.

изводственного потенциала. Удовлетворительные показатели эффективности бурения существовали в период до 2005 г., когда происходило быстрое увеличение добычи нефти за счет массового использования новых технологий. Значительное снижение показателей эффективности происходит в последние годы, что обусловлено условиями естественного падения добычи нефти, при этом объемы работ по эксплуатационному бурению скважин существенно увеличились. Это означает, что создаются предпосылки для ухудшения и чисто финансовых показателей производственной деятельности.

Становление крупномасштабной добычи нефтегазовых ресурсов вызвало быстрое увеличение численности населения области. По-своему уникальным периодом в формировании состава населения области явились 1980-е годы. Особенностью данного этапа были небывало высокие темпы миграционного прироста, при этом в отдельные годы численность населения возрастала на 100 тыс. человек и более. Это соответствовало ежегодному возникновению одного нового сравнительно крупного города, который необходимо было обеспечить жильем и соответ-

ствующей социально-бытовой инфраструктурой. В этот период Тюменская область относилась к регионам России с наиболее высокими темпами и абсолютными приростами населения. В течение десятилетия население Тюменской области увеличилось на 1,1 млн человек, что потребовало реализации крупнейшей программы жилищного и социального строительства. В результате область переместилась по численности населения к концу десятилетия с 26 места на 11-е. В целом за 1961–1990 гг. население области увеличилось в 2,8 раза, в том числе в Ханты-Мансийском автономном округе – в 9,3 раза, Ямало-Ненецком автономном округе – в 7,5 раза.

В начале 1990-х годов после распада СССР существовал временный отток населения из Тюменской области. Это было связано с возникновением глобального социально-экономического кризиса, неопределенностью перспектив, выездом на историческую родину выходцев из Украины, Белоруссии и других республик бывшего СССР. Вследствие отрицательного сальдо миграции общая численность населения региона несколько сократилась, но с середины 1990-х годов рост числа проживающих возобно-

вился, что обусловлено относительно благополучным экономическим положением Тюменской области. В настоящее время численность населения области с округами превысила 3,5 млн человек, и в отличие от большинства регионов России показатель этот продолжает увеличиваться.

За весь период развития нефтедобычи по состоянию на начало 2014 г. на территории области добыто 11,4 млрд т нефти, то есть более 52% суммарной накопленной добычи нефти в России за весь срок развития данного вида деятельности, составляющий около 160 лет.

Преимуществом Тюменской области длительное время являлось наличие больших свежих запасов нефти и высокая начальная продуктивность скважин, например, в 1970 г. дебит новых скважин составлял в среднем более 170 тонн в сутки, что в несколько раз превышало величину этого показателя в других регионах страны. Быстрому развитию нефтедобычи способствовало также широкое использование целого ряда особых технико-технологических и организационных решений. К ним относятся, в частности, обустройство месторождений и линейных сооруже-



ний с помощью блоков заводского изготовления, которые содержали необходимое оборудование и изготавливались в условиях стационарного производства на предприятиях в южной части области. На месторождениях выполнялось только подключение к технологическим системам, что в конечном счете повышало качество работ и сокращало сроки их выполнения.

Качественно новые закономерности функционирования отрасли возникли во второй половине 1990-х годов. Стабилизация добычи нефти была достигнута при значительном снижении числа вводимых в эксплуатацию новых скважин. Одновременно прекратилось ранее существовавшее устойчивое снижение производительности скважин, оказывающей сильное влияние на уровень удельных затрат по добыче нефти. Это произошло вследствие того, что высокопродуктивные запасы в основном были уже выработаны и осваивалась большая масса ресурсов среднего качества. Кроме того, нефтяные компании более активно проводили работы по интенсификации притоков нефти в скважинах с целью снижения удельных затрат и повышения финансовой эффективности своей деятельности, то есть использовался потенциал старого фонда скважин, пробуренных в предыдущие периоды времени. На начало 2010 г. в Тюменской области добыча нефти осуществлялась примерно на 270 месторождениях, из которых основная часть введена в разработку до 1990 г.

Серьезной проблемой со-

временной нефтяной промышленности Тюменской области является недостаток высокоэффективных новых запасов нефти. Надежное обеспечение рентабельности добычи достигается при производительности новых скважин более 15–20 тонн в сутки и суммарной добыче за срок службы скважины более 50 тыс. т нефти. Существует дефицит месторождений, которые удовлетворяют этим требованиям.

Если характеризовать развитие нефтяной промышленности области по этапам, то видно, что происходили изменения в территориальном размещении. Исторически картина складывалась так: первая промышленная добыча нефти появилась на территории Ханты-Мансийского автономного округа в районе городов Нижневартовск, Нефтеюганск, Урай, Сургут. Затем предприятия отрасли возникли вокруг городов Лангепас, Радужный, Когалым, Нягань, Покачи. В течение примерно двух десятилетий добыча нефти существовала только на территории ХМАО – Югры, где выявлены наиболее крупные и удобные для освоения месторождения. В ЯНАО разработка месторождений началась значительно позднее из-за отсутствия инфраструктуры и более высоких затрат на бурение и обустройство скважин (табл. 2).

Начиная с 1990 г. сложилась достаточно устойчивая территориальная структура производства, которая существует и до настоящего времени. При этом доля ХМАО – Югры остается на уровне 87–90%, а удельный вес ЯНАО системати-

чески снижается. В прошлом существовали прогнозы, в соответствии с которыми объемы добычи нефти на территории ЯНАО могут возрасти до 100–150 млн т в год (предполагалось, что здесь может быть открыто большое число месторождений с запасами жидких углеводородов). На практике максимальная добыча в автономном округе была достигнута уже в 1990 г. и составила только 52,4 млн т, причем за последние годы она систематически снижалась и в 2013 г. составила менее 22 млн т.

В настоящее время в крупный нефтедобывающий район превратился Юг Тюменской области, где объем производства в 2013 г. достиг 9,7 млн т. Существуют возможности дальнейшего наращивания добычи, и в ближайшем будущем она может увеличиться до 13–14 млн т. Длительное время освоение месторождений здесь считалось нерентабельным, однако применение новых технологий позволило значительно повысить производительность скважин и снизить удельные затраты на добычу нефти.

Нефтяная промышленность является одной из наиболее капиталоемких отраслей экономики, для организации производства в ней необходимо вложить значительные средства в бурение и обустройство эксплуатационных скважин, строительство трубопроводов, объектов подготовки и хранения нефти, поддержания пластового давления, энергоснабжения, автомобильных дорог и т.д. Освоение новых нефтяных месторождений в состоянии осуществлять в основном круп-

Таблица 2

ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ДОБЫЧИ НЕФТИ						
Территория	1970 г.	1980 г.	1990 г.	2000 г.	2010 г.	2014 г. ожид.
ХМАО – Югра	100,0	100,0	88,4	87,0	90,0	88,5
ЯНАО	-	-	14,6	12,8	8,2	7,6
Юг области	-	-	-	0,2	1,8	3,9
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0



ные компании со значительными финансовыми ресурсами, в связи с чем в нефтедобыче ограничены возможности развития малого предпринимательства. Разработка нефтяных месторождений во многих случаях осуществляется в новых районах с низким уровнем хозяйственной освоенности территории. При этом нефтедобыча становится главным видом производства, а все другие отрасли играют вспомогательную роль и существуют за счет выполнения работ для ведущей отрасли. На средства нефтяной промышленности при этом создаются не только объекты основной деятельности, но и производственная инфраструктура, а также в значительной степени социальная сфера.

В целом добыча нефти относится к видам деятельности, в которых экономическая эффективность производства находится в особо сильной зависимости от природных факторов. Такими факторами являются географическое положение месторождения, климат, рельеф и состояние поверхности земли, глубина залегания продуктивных пластов, свойства продуктивных пластов (мощность, пористость, проницаемость и др.) и углеводородного сырья (вязкость нефти, ее газонасыщенность, содержание парафинов, серы и др.). Месторождения Тюменской области в этом отношении имеют сложные географические условия освоения, климат региона является резко континентальным, значительная часть поверхности земли покрыта болотами или затопляется паводковыми водами.

Сложность проблемы экономики добычи нефти (как и природного газа) заключается в наличии тенденции к ухудшению показателей эффективности вследствие влияния природных факторов. Из-за истощения старых месторождений

осуществляется переход к освоению менее продуктивных и мелких по размерам месторождений, расположенных в труднодоступных районах, увеличивается средняя глубина залегания разрабатываемых продуктивных пластов, растут затраты на поддержание экологического равновесия.

На территории Тюменской области осуществляют производственную деятельность такие ведущие российские компании, как «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Газпром-нефть», «Славнефть», «Русс-нефть». На них приходится более 90% всей добычи нефти по области. Кроме них разработкой месторождений занимаются несколько десятков сравнительно мелких фирм, которые частично созданы с участием крупных компаний. Незначительную добычу нефти из глубоких горизонтов Уренгойского месторождения осуществляет соответствующее дочернее подразделение компании «Газпром».

За последние годы в нефтяной промышленности Тюменской области выявилась проблема конкурентоспособности продукции в сравнении с нефтью других добывающих регионов мира. Это связано с тем, что в России сформирована открытая экономика, а около 50% тюменской нефти поставляется в сыром виде на экспорт. В мировой нефтяной промышленности более половины всей продукции получается из скважин с производительностью свыше 50 тонн в сутки. В Тюменской области такие высокопродуктивные месторождения эксплуатировались в начальной стадии развития и в настоящее время они в основном выработаны. Оставшиеся ресурсы имеют средние качественные характеристики и производительность скважин, как правило, 10–20 тонн в сутки. Кроме того, географические условия

освоения тюменских месторождений являются значительно более сложными, чем в большинстве других нефтедобывающих регионов мира.

Возможности развития нефтедобычи в каком-либо регионе в общем случае определяются в первую очередь величиной подготовленных к промышленному освоению запасов, а также перспективных и прогнозных ресурсов. Особенностью современного состояния нефтяной промышленности Тюменской области является то, что масштабы производства в ближайшие годы будут определяться не столько ограниченностью сырьевого потенциала недр, а их качественными характеристиками (продуктивностью, строением залежей, распределением по глубинам и т.п.). Неразведанные запасы могут быть велики, но их качественные характеристики будут хуже, чем у разрабатываемых месторождений. Осуществление рентабельной эксплуатации новых объектов потребует изменений в технике, технологии и организации работ по добыче нефти.

Вместе с нефтью из недр Тюменской области в значительных объемах извлекается попутный газ, при этом в период наивысших масштабов добычи нефти его ресурсы достигали 40 млрд кубометров в год, что эквивалентно десяткам миллионов тонн жидкого топлива. В настоящее время из недр ежегодно извлекается около 45 млрд куб. м нефтяного газа, из которых более 10 млрд куб. м сжигается в факелах на месторождениях без какого-либо использования. Утилизированный попутный нефтяной газ в основном используется как топливо на электростанциях и в других сферах экономики, в то же время он содержит ценные компоненты, пригодные для химической переработки. Однако из-за недо-



статочного развития систем сбора, транспорта, компримирования газа, отсутствия возможностей подачи продуктов переработки в систему магистральных трубопроводов данные компоненты в значительной части теряются. В целом коэффициент полезного использования попутного газа постепенно возрастает и в настоящее время превысил 80%. Практически полная утилизация его на территории области достигнута компанией «Сургутнефтегаз». Относительно низкий уровень использования нефтяного газа возникает на новых отдаленных месторождениях, на которых строительство объектов сбора и транспорта связано с повышенными капитальными затратами.

Одно из организационных решений проблемы заключается в создании совместных предприятий нефтяными компаниями и подразделениями компании СИБУР по утилизации и переработке попутного газа. В соответствии с такой стратегией в Нижневартовске создано совместное предприятие «Юграгазпереработка», аналогичная компания создана «Газпромнефтью» с «СИБУРОм»

для переработки газа, добываемого на Южно-Приобском месторождении. Другое технологическое решение связано с использованием попутного газа для выработки электроэнергии на газотурбинных электростанциях, расположенных непосредственно на месторождениях. Оно уже реализуется компаниями «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Газпромнефть», «ЛУКОЙл».

Улучшение использования попутного нефтяного газа крайне важно и по экологическим причинам. Ежегодное сжигание в факелах неиспользуемого газа приводит к выбросам в атмосферу огромного количества загрязняющих веществ, в том числе с повышенной агрессивностью.

Из-за истощения основных месторождений добыча нефти на территории Тюменской области начиная с 2008 г. постепенно снижается. Тем не менее здесь существуют возможности для сохранения крупномасштабной добычи нефти на длительную перспективу. По имеющимся прогнозам, объемы производства жидкого топлива в Тюменской области в 2020 г. будут составлять примерно

240–260 млн. тонн в год. Ключевое значение для формирования конкретных объемов добычи будет иметь соотношение цен на нефть и величины затрат на создание и эксплуатацию добывающих мощностей, политика налогообложения данного вида деятельности, наличие конкурирующих производств в других регионах страны.

Нефтяная промышленность Тюменской области на ближайшие десятилетия будет оставаться главным поставщиком жидкого топлива для нужд страны и экспорта. В других регионах не может быть получено эквивалентное количество нефти с сопоставимыми затратами. **Преимуществом Тюменского кластера является условие действия синергетического эффекта:** не только богатая сырьевая база, но и наличие квалифицированных кадров, мощной инфраструктуры в виде системы магистральных трубопроводов, железных и автомобильных дорог, объектов энергоснабжения, аэропортов, речных портов, обслуживающих специализированных организаций.

Ресурсно-сырьевой потенциал Тюменского нефтегазового кластера и его использование

С.Г. Захаров,
начальник управления департамента недропользования
и экологии Тюменской области

Основу минерально-сырьевой базы Тюменской области составляют залежи нефти, газа, а также месторождения твердых полезных ископаемых (кирпичные и керамзитовые глины, суглинки, строительные и формовочные пески и супеси, циркон-ильменитовые россыпи, торф, сапропель).

В соответствии с Конституцией РФ, Федеральным законом «Об общих принципах организации законодательных органов государственной власти

субъектов Российской Федерации», а также законом РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» вопросы развития и использования минерально-сырьевой

базы относятся к предметам совместного ведения Российской Федерации и субъектов Российской Федерации, определены также принципы финансового обеспечения осуществления органами государственной власти субъекта РФ полномочий. Выполнение этих полномочий в Тюменской области осуществляется на основе про-



граммно-целевого метода – долгосрочной целевой программы «Основные направления развития минерально-сырьевого и топливно-энергетического комплексов Тюменской области» (далее – Программа). Результаты освоения минерально-сырьевой базы углеводородов и выполнение, в частности, условий лицензионных соглашений, ежегодно анализируются. Итоги освоения сырьевой базы углеводородов за 2013 год показали следующее.

В распределенном фонде недр по Югу Тюменской области на 1.01.2014 года находится 41 тыс. км², что составляет 26% от общей площади области. С точки зрения изученности картина неравномерна: если на распределенном фонде недр проведено 30 тыс. км² сейсморазведочных работ, то на нераспределенном фонде – всего 26 тыс. км². В результате проведенного комплекса геологоразведочных работ на 1.01.2014 на Юге Тюменской области открыто 40 месторождений углеводородного сырья, начальные суммарные геологические запасы категории $ABC_1 + C_2$ составляют 1 693,6 млн т.

Территориальное управление Федерального органа управления государственным фондом недр по Тюменской области в 2013 году организовало четыре аукциона на право пользования недрами. Проведение их ставило целью геологическое изучение, поиск и последующую добычу углеводородного сырья по четырем участкам недр: Михайловский, Новокатынский, Сосновый, Еловый. Однако из-за отсутствия заявок на участие аукционы признаны несостоявшимися. Несмотря на сказанное, освоение нераспределенного фонда недр целесообразно продолжать, чтобы расширить ресурсную базу углеводородного сырья и иметь возможность

вовлечь эти ресурсы в хозяйственный оборот. Это необходимо и соответствует стратегическим приоритетам развития Тюменской области – формированию на территории современного нефтегазового кластера. Тем более что природно-сырьевые предпосылки для этого имеются: ресурсные территории расположены в более благоприятных климатических и географических условиях по сравнению с северными округами области.

Теперь рассмотрим, как используется ресурсная база. На территории Юга Тюменской области в работе на сегодняшний день находится 38 лицензионных участков на углеводородное сырье, принадлежащих 20 компаниям. Прогнозные ресурсы углеводородов составляют порядка 1,8 млрд тонн. Отметим, что на геологическое изучение Тюменской области в 2013 году инвестировано 5,129 млрд рублей, в том числе 5,065 млрд рублей нефтяными компаниями-недропользователями. Открыто 3 нефтяных месторождения.

Добыча углеводородов осуществляется на 10 месторождениях Уватского района (Кальчинское, Северо-Качкарское, Усть-Тегусское, Урненское, Тямкинское, Северо-Тямкинское, Радонежское, Южно-Петьгское, Варягское, Зимнее). В последние годы отмечено динамичное наращивание объемов добычи нефти: с 1,3 млн тонн в 2008 году до 9,64 млн тонн в 2013 году. На 2014 год прогнозируется 10,4 млн тонн. Согласно стратегии социально-экономического развития области, к 2020 году добыча нефти на Юге Тюменской области должна составить не менее 13 млн т с сохранением указанного уровня в перспективе.

Следует отметить, что нефтегазовые месторождения области представлены в основном месторождениями с труд-

ноизвлекаемыми запасами нефти. Такие месторождения характеризуются более сложным геологическим строением, низкими коллекторскими свойствами, неустойчивыми дебитами скважин, что делает эти объекты не столь привлекательными для инвестиций. В 2014 году на геологоразведочные работы планируется направить около 7 млрд рублей и открыть 3 месторождения.

С ростом добычи нефти на Юге области идет рост добычи попутного нефтяного газа (ПНГ). Объем добычи ПНГ в 2013 году составил 324 млн м³, из них утилизировано 105,3 млн м³. Уровень утилизации ПНГ составил 34% (газ используется на технологические нужды и выработку электроэнергии на газотурбинных электростанциях (ГТЭС). При этом использование ПНГ по ООО «РН-Уватнефтегаз» – 31% и ООО «Газ-промнефть-Хантос» – 92%.

Правительство Тюменской области поддержало предложение о принятии на федеральном уровне Стратегии комплексного освоения ресурсной базы углеводородов Западной Сибири до 2050 года. Необходимость разработки стратегии подтверждена на международном форуме «НЕФТЬГАЗТЭК» в г.Тюмени в 2013 году, что отражено в принятой резолюции.

В ходе расширенного выездного заседания Комитета Совета Федерации по экономической политике на тему «Роль топливно-энергетического комплекса Западной Сибири в социально-экономическом развитии Российской Федерации», прошедшего 23 апреля 2014 года в г. Тюмени, вопрос о разработке стратегии был рассмотрен. Председатель Совета Федерации ФС Российской Федерации В.И. Матвиенко поддержала необходимость обсуждения вопроса о разработке Программы комплексного освоения место-



рождений Западной Сибири и прилегающего арктического шельфа на период до 2035 года и далее до 2050 года, конкретизирующей основные направления энергетической политики.

Важно, что решение по разработке данной Программы на расширенном выездном заседании Комитета Совета Федерации по экономической политике было принято.

Таким образом, располагая значительными ресурсами углеводородного сырья, Тюменская область имеет большие перспективы для развития нефтегазового кластера.

При подготовке использованы информационные материалы территориального органа Федерального агентства по недропользованию в Тюменской области.

Опыт применения бюджетного стимулирования освоения низкоэффективных месторождений углеводородов (на примере Уватского и Тобольского проектов)

С.Г. Захаров,
начальник управления департамента недропользования
и экологии Тюменской области,
И.Л. Поморцева,
гл. специалист управления департамента недропользования
и экологии Тюменской области

Реализация крупнейшего инвестиционного проекта по добыче нефти – Уватского проекта, включающего месторождения Уватского района Тюменской области и ХМАО – Югры, началась в 2004 году. Учитывая положительный опыт, накопленный за время реализации проекта, правительство области планирует бюджетно стимулировать освоение низкоэффективных месторождений тобольской группы на основе проектного сотрудничества.

Затраты и эффекты Уватского проекта

Промышленная добыча нефти в Уватском районе ведется с 1992 года – с разработки Кальчинского нефтяного месторождения. К этому времени уже было открыто 8 месторождений новой нефтяной провинции на Юге Тюменской области. Высоко оценив перспективы и значение данного инвестиционного проекта, администрация Тюменской области подписала соглашение о стратегическом партнерстве с ОАО «ТНК-ВР Менеджмент». В результате совместной реализации проекта получен масштабный экономический и социальный эффект.

Назовем лишь некоторые факты: открытие и ввод в разработку нефтяных месторождений стимулировало развитие отраслей, связанных с нефтедобычей и сервисным обслуживанием, способствовало развитию смежных отраслей, территорий и инфраструктуры, увеличению количества рабочих мест. За прошедшие 10 лет значительно увеличен объем добычи нефти в Тюменской области, более рационально организована эксплуатация месторождения, применяются современные технологии, решен ряд экологических задач.

В 2013 году в реализации Уватского проекта были задей-

ствованы 13 держателей проекта. За последние 5 лет достигнуты следующие показатели реализации проекта: объем добычи нефти в целом по проекту составил 212 млн тонн, в том числе в Тюменской области – 31 млн тонн; поступление налогов в бюджет области – 71,4 млрд руб; инвестиции капитального характера (без ГРП) – 264,9 млрд руб., в т.ч. в Тюменской области – около 30 млрд руб. Основной вклад в добычу нефти Уватского проекта в Тюменской области в этот период внесли введенные в разработку Усть-Тегусское и Урненское месторождения. Только в 2013 году добыча нефти на этих месторождениях составила свыше 7,4 млн тонн (т.е. 25% от всей добычи Уватского проекта за последние 5 лет).

Новый импульс своего развития Уватский проект получил в декабре 2013 года, когда губернатор Тюменской области В.В. Якушев и президент, пред-



седатель правления ОАО «НК «Роснефть» И.И. Сечин подписали долгосрочное соглашение о сотрудничестве между компанией и правительством Тюменской области. Документ направлен на расширение сотрудничества сторон в сфере улучшения инвестиционного климата, решения социальных вопросов, развития минерально-сырьевой базы и научно-технического потенциала региона. В развитие вышеназванного соглашения в декабре 2013 года правительство Тюменской области заключило инвестиционное соглашение с держателями инвестиционного проекта «Обеспечение развития нефтедобывающего комплекса в Тюменской области путем вовлечения в разработку низкорентабельных и высокорисковых запасов» на период 2014–2018 годов. Держателями инвестиционного проекта выступают ведущие дочерние общества нефтяной компании ОАО «НК «Роснефть», такие как ООО «РН-Уватнефтегаз» и ООО «Кальчинское». Реализация инвестиционного проекта позволит добывать не менее 9,5 млн т нефти в год. Объем инвестиций и поступление налогов в бюджет Тюменской области за пятилетний период составит соответственно около 120 и 48 млрд руб.

В соответствии с Законом Тюменской области от 5.07.2013 г. № 48 «О предоставлении налоговых льгот на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов отдельным категориям налогоплательщиков» держателям инвестиционных проектов Тюменской области предусмотрены налоговые преференции, в частности, ставка налога на прибыль организаций, подлежащего зачислению в бюджеты субъектов Российской Федерации, на период 2014–2016 гг. снижена на 4 процентных пункта и установлена в размере 14 процентов

(вместо 18 процентов по НК РФ).

При реализации Уватского проекта особое внимание уделяется вопросам охраны окружающей среды и в первую очередь решению вопросов утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). На месторождениях Тюменской области сделан акцент на внедрении генерирующих мощностей, а именно ведется строительство газотурбинных электростанций модульного типа с использованием газа на местах для выработки электроэнергии, идущей на нужды нефтепромыслов. На месторождениях ООО «РН-Уватнефтегаз» сегодня действуют генерирующие мощности на 52 МВт.

Компания ООО «РН-Уватнефтегаз» реализует «Целевую газовую программу», согласованную с Минэнерго РФ по утилизации ПНГ Уватской группы месторождений. В соответствии с данной программой в 2014 году будут введены в эксплуатацию ГТЭС на Тямкинском месторождении и ГТЭС на Усть-Тегусском месторождении. С учетом ввода новых мощностей ГТЭС уровень утилизации газа по ООО «РН-Уватнефтегаз» в 2014 году достигнет 51%, в 2015 году – 77,4%. На 2016 год планируется выйти на 95-процентный уровень утилизации.

Таким образом, Уватский проект – один из крупнейших инвестиционных проектов по добыче нефти, в результате реализации которого область получит колоссальный экономический и социальный эффект.

Потенциал и перспективы Тобольского проекта

В Тобольском проекте объединена группа лицензионных участков и месторождений углеводородов, расположенных в Тобольском, Вагайском и Уват-

ском районах. В основном это месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Начальные суммарные извлекаемые ресурсы Тобольского проекта предварительно оцениваются в 300–400 млн тонн, в том числе категории С3 – 95 млн тонн.

Площадь, на которой предстоит реализация проекта, составляет 27,7 тыс. км², из них 24,1 тыс. км² входит в нераспределенный фонд недр. На территории распределенного фонда недр (3,6 тыс. км²) размещается 8 лицензионных участков, открыто 6 месторождений углеводородов с начальными извлекаемыми запасами 75 млн тонн. Самое крупное по запасам – это Северо-Комариное месторождение, разрабатываемое компанией ООО «Норд-Ост-Гео». Его запасы оцениваются в 40 млн тонн. Компанией ООО «Газпром-нефть-Хантос» разрабатывается Зимнее месторождение с запасами 10 млн тонн. В непосредственной близости от границы Тобольского проекта расположено Кальчинское месторождение (ООО «РН-Уватнефтегаз»), запасы которого составляют 26 млн тонн. На территории нераспределенного фонда по Тобольскому проекту планируется подготовить к лицензированию 22–24 участка, в среднем по 5–7 участков в год.

Добыча нефти на открытых месторождениях углеводородов, включенных в Тобольский проект, с начала разработки составила около 1,5 млн тонн. В 2014 году прогнозируется добыть 0,8 млн тонн, к 2020 году – увеличить добычу до 1,9 млн тонн/год. В долгосрочной перспективе – 2030 год, на месторождениях, включенных в освоение в рамках Тобольского проекта, добыча нефти прогнозируется на уровне 7,1 млн тонн в год.

Согласно данным института «ЗапСибНИИГ», инвестиции в



геологоразведочные работы на месторождениях проекта до 2013 года составили: на сейсморазведочные работы – 4,9 млрд руб., на поисково-разведочное бурение – 16,7 млрд руб., в том числе за счет недропользователей – 9,9 млрд руб. В 2013–2030 гг. в сейсморазведку прогнозируется привлечь 12,2 млрд руб. инвестиций, в поисково-разведочное бурение – 68,2 млрд руб.

По информации территориального органа Федерального агентства по недропользованию в Тюменской области, в настоящее время ведется работа по лицензированию 7 из 24 участков недр Тобольского проекта. В соответствии с программой лицензирования на 2014 г. на аукцион будет выставлено 3 участка в Уватском районе; на геологическое изучение – 4 участка в Уватском,

Тобольском и Вагайском районах.

Реализация Тобольского проекта с применением бюджетного стимулирования позволит организовать освоение низкоэффективных месторождений углеводородов. Предусмотрено в том числе применение инновационных технологий в бурении, освоении и добыче нефти.

При подготовке использованы информационные материалы:

- ООО «РН-Уватнефтегаз»;
- территориального органа Федерального агентства по недропользованию в Тюменской области;
- ФГУП «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики» (ЗапСибНИИГГ).

Нефтегазоперерабатывающая и нефтегазохимическая промышленность Тюменской области: стратегия и тактика развития

С.Г. Захаров, начальник управления департамента
недропользования и экологии Тюменской области

К самым крупным проектам нефтегазового профиля за последний год в масштабе не только Тюменской области, но и России, следует отнести два: запуск завода по производству полипропилена мощностью 500 тыс. тонн в год в Тобольске, а также расширение мощностей с 4 до 8 млн тонн нефти в год Антипинского нефтеперерабатывающего завода.

Успехи в открытии новых предприятий связаны с эффективной системой господдержки, реализуемой в регионе. Она включает три основных компонента: субсидии, налоговые льготы, административное сопровождение. Сочетание этих форм поддержки, которую бизнес к тому же получает достаточно быстро, дает тот эффект, который отличает Тюменскую область.

Переработка нефти

Нефтеперерабатывающая отрасль на Юге области связа-

на с деятельностью ЗАО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод», принадлежащее группе New Stream. За 2013 г. здесь переработано 3,9 млн тонн нефти (при установленной мощности оборудования 4 млн тонн). Выпускаемая продукция представлена следующими видами: дизельное топливо четырех марок, бензин газовый стабильный, мазут малосернистый, топливо технологическое экспортное. Объемы производства за 2013 год составили по дизельному и моторному малосернистому

топливу 1,35 млн тонн, бензину газовому стабильному – 0,7 млн тонн, мазуту – 1,79 млн тонн.

Первый производственный комплекс Антипинского НПЗ мощностью по сырью до 400 тыс. тонн в год был запущен в 2006 году. Его основными объектами стали установка первичной переработки нефти ЭЛОУ-АТ-1 и товарно-сырьевой парк на 52 тыс. м³. Глубина переработки сырья составляла до 57%. Проведенная в 2008 году модернизация обеспечила увеличение мощности до 740 тыс. тонн в год. Весной 2010 года с подключением к системе магистральных нефтепроводов продолжилось дальнейшее наращивание мощностей, введена в эксплуатацию вторая очередь (почти на 2,8 млн тонн в год), общая мощность возросла до 3,6 млн тонн в год. После за-



вершения модернизации второй ЭЛОУ-АТ суммарная мощность завода возросла до 4,2 млн тонн в год. В январе 2014 г. произведен ввод установки АТ-3 с суммарным объемом переработки 7,7 млн тонн в год и другие объекты. До конца 2014 года на заводе будет запущена установка гидроочистки дизельного топлива, блоки по производству водорода и элементарной серы. Они позволят довести качество дизтоплива до требований стандарта «Евро-5».

Следующим этапом станет ввод в эксплуатацию в 2015 году комбинированной установки замедленного коксования гудрона с блоком вакуумной перегонки мазута. Он должен повысить глубину переработки до 94%. Выход дизтоплива в результате увеличится до 50% общего объема переработки. Перейти к выпуску высокооктановых бензинов стандарта «Евро-5» Антипинский НПЗ планирует в первом квартале 2016 года за счет ввода в эксплуатацию установки риформинга с блоком изомеризации. На 2017–2018 гг. намечено строительство установки гидрокрекинга вакуумного газойля. Итогом завершения всех этапов развития станет выпуск широкого спектра высококачественных нефтепродуктов: бензинов А-92, А-95, соответствующих стандарту «Евро-5», дизельного топлива «D-Евро-5» (летнего, зимнего, арктического), нефтяного кокса и гранулированной серы. Инвестиции в проект составят около 3,8 млрд долларов.

В силу экономической и социальной значимости проекта ЗАО «Антипинский НПЗ» предоставляется государственная поддержка. Поясним. Тюменская область, где сосредоточена основная часть российских запасов нефти и природного газа, вынуждена завозить светлые нефтепродукты с других

территорий, что, естественно, отражается на стоимости реализуемого в регионе горючего. В 2011 году этот проект включен в концепцию развития Тюменской области до 2030 года, а также в «Перечень приоритетных инвестиционных проектов в Уральском федеральном округе», который утвержден 10 ноября 2011 года председателем правительства Российской Федерации. Компания является одним из получателей налоговых льгот в соответствии с Законом Тюменской области № 33 от 15.04.1996 г. «О льготном налогообложении в Тюменской области», а также имеет административное сопровождение. Внимание к Антипинскому НПЗ и государственная поддержка сыграли положительную роль в строительстве крупнейшего нефтеперерабатывающего комплекса. Предприятие подобной мощности не вводилось на территории РФ в течение последних 30 лет.

После того как начнется выпуск высококачественного топлива на Антипинском НПЗ, именно Тюменская область станет крупнейшим потребителем его продукции. В 2014 году завод сможет покрыть спрос на дизельное топливо «Евро-5», а в 2016 году – на бензин «Евро-5» на территории всего Уральского федерального округа. В настоящее время идет подключение НПЗ к продуктопроводу Тюмень – Курган, входящему в систему «Транснефтепродукта». Формируется также розничная сеть. К настоящему времени она насчитывает 26 собственных АЗС, базирующихся в Тюмени и области.

Таким образом, на сегодняшний день на Антипинском НПЗ активными темпами реализуется программа модернизации существующих и строительства новых мощностей с целью перехода на выпуск дизельного топлива и бензинов

«Евро-5», увеличения глубины переработки до 95%, а также повышения экологической и промышленной безопасности.

Правительство Тюменской области намерено продолжать государственную поддержку предприятий топливно-энергетического комплекса, направленную на стимулирование развития предприятий нефтегазохимии.

Нефтехимическое производство

Между правительством Тюменской области и компанией ОАО «СИБУР Холдинг» заключено инвестиционное соглашение (от 6.09.2007 г. № 106) о государственной поддержке инвестиционного проекта «Комплексное развитие Тобольской промышленной площадки» (г. Тобольск), включающего четыре взаимосвязанных подпроекта:

1. «Строительство и функционирование комплекса по производству пропилена дегидрированием пропана и полипропилена мощностью 500 тыс. тонн» (ООО «Тобольск-Полимер»);

2. «Расширение комплекса по переработке ШФЛУ не менее 5,8 млн. тонн в год (ООО «Тобольск-Нефтехим»);

3. «Западно-Сибирский комплекс глубокой переработки углеводородного сырья в полиолефины мощностью 2,0 млн. тонн в год с соответствующими объектами общезаводского хозяйства» (ООО «Западно-Сибирский нефтехимический комбинат»);

4. «Развитие железнодорожной инфраструктуры путей необщего пользования в г. Тобольске для обеспечения вывоза продукции ОАО «СИБУР Холдинг» с Тобольской площадки 2012–2018 гг.» (ООО «Тобольск-Нефтехим»).

Концепция реализации проекта основана на том, что ООО «Тобольск-Нефтехим», ООО «Тобольск-Полимер» и ООО



«Западно-Сибирский нефтехимический комбинат» составят единую технологическую цепочку по переработке широкой фракции легких углеводородов с углублением технологических процессов и выпуском продукции с более низкими постоянными затратами и более высокой долей добавленной стоимости. Держатели инвестиционного проекта будут тесно взаимосвязаны общей инфраструктурой, достаточной для строительства новых мощностей.

Целью проекта является строительство самого современного крупнейшего производства полипропилена и интегрированного нефтехимического производства в РФ (пироллиз на 1,5 миллиона тонн, установки по производству полиэтилена и полипропилена суммарной мощностью 2 миллиона тонн). Полипропилен – это стратегическое сырье для обеспечения развития ключевых отраслей промышленности Российской Федерации, изготовления продукции промышленного назначения и товаров народного потребления. Производство полипропилена и полиэтилена будет обеспечено собственным сырьем за счет расширения комплекса по переработке ШФЛУ, проводимого компанией СИБУР в рамках реализации инвестиционного проекта «Расширение комплекса по переработке ШФЛУ мощностью не менее 5,8 млн тонн в год» (с учетом мощности действующей установки ГФ-1 – 3,8 млн тонн в год и ГФ-2 – 2,8 млн тонн в год) в ООО «Тобольск-Нефтехим», занимающем выгодное географическое положение.

Реализация проекта будет способствовать:

- увеличению объемов глубокой переработки попутного нефтяного газа (ПНГ) (позволит ежегодно перерабатывать свыше 600 тыс. тонн пропана, производимого из более 7 млрд м³

ПНГ), а также выпуск продукции с более высокой долей добавленной стоимости;

- улучшению экологической обстановки в Тюменской области за счет снижения выбросов в атмосферу около 2,1 млн тонн загрязняющих веществ;

- созданию новых рабочих мест в нефтехимической, строительной и смежных с ними отраслях;

- импортозамещению. В первые годы после запуска 60% производимой продукции будет реализовываться на территории России, к 2020 году планируется довести этот показатель до 80%.

Проект характеризуется высоким уровнем экологической безопасности, который обеспечивается использованием современных, экологически чистых технологий, не имеющих аналогов в России. Реализация проекта позволит выполнить поручение президента РФ о 95% утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), и следовательно, сократить загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ на факельных установках, минимизировать объемы перевозки опасного груза – пропана, который будет использован как сырье для производства полипропилена, являющегося неопасным с точки зрения транспортировки грузов.

Нефтехимический комбинат ООО «Тобольск-Нефтехим» входит в состав СИБУРа и является крупнейшим предприятием по переработке легкого углеводородного сырья в Западной Сибири и России, базовым предприятием нефтехимической промышленности Тюменской области. Производственные мощности комбината включают в себя центральную газофракционирующую установку (ГФ) мощностью 3,8 млн тонн переработки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ)

в год и мощностей для производства бутадиена, изобутилена и метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ). Бутадиен и изобутилен являются исходными мономерами производства синтетических каучуков и пластиков. МТБЭ применяется в качестве высокооктанового компонента для получения высокооктановых неэтилированных, экологически чистых бензинов. Объем переработки ШФЛУ за 2013 г. составил 3,83 млн тонн (102% к соответствующему периоду 2012 года).

Продукция характеризуется высоким качеством, что способствует ее востребованности не только на внутреннем, но и на внешнем рынке. Углеводородное сырье используется в качестве сырья нефтехимическими предприятиями, из которого производят каучук, моющие средства, автомобильные шины и многое другое. В соответствии с программой СИБУРа по реализации инвестиционного проекта в октябре 2013 г. состоялся ввод мощностей комплекса по производству полипропилена (общая мощность 500 тыс. тонн в год). В 2013 году объем производства полипропилена составил 41 тыс. тонн, в 2014 году планируется довести его до 400 тыс. тонн.

Для того, чтобы обеспечить производство полипропилена сырьем, в первом полугодии 2014 года компанией СИБУР реализованы следующие проекты: транспортировка ШФЛУ с газоперерабатывающих заводов северных территорий области, а также строительство газофракционирующей установки на «Тобольск-Нефтехиме», официальный запуск которых состоялся 4 июня 2014 года. Следует отметить, что проект «Строительство продуктопровода «Пуровский ЗПК (завод по переработке конденсата) – ТНХ «Тобольск-Нефтехим» является крупнейшим для системы развития российской трубопровод-



ной инфраструктуры. Протяженность продуктопровода 1100 км, мощность – до 8 млн тонн в год. Реализация проекта способствует дальнейшему наращиванию добычи и переработки газового конденсата, обеспечивает также транспорт сырья – ШФЛУ, получаемой при переработке попутного нефтяного газа, для развития Западно-Сибирского нефтехимического кластера в г. Тобольске, где расширяются мощности по газифракционированию и производству полимерной продукции. К тому же магистральный ШФЛУ-провод стал первым в истории современной России. При его создании использовались разработки исключительно отечественных проектиров-

щиков и силы отечественных строителей. Кроме того, вся трасса (а это более 1100 километров) состоит из отечественных труб – 168 тысяч тонн. Общий объем инвестиций превысил 63 миллиарда рублей.

Пуск газифракционирующей установки по переработке ШФЛУ (ГФ-2) (2,8 млн тонн/год) и загрузка II очереди по системе транспортировки ШФЛУ с северных месторождений позволит достичь общего объема переработки ШФЛУ около 6 миллионов 600 тысяч тонн в год. Это крупнейшая мощность по переработке ШФЛУ не только в Российской Федерации, но и в Европе.

Конечным показателем социально-экономического эф-

фекта от реализации инвестиционного проекта «Комплексное развитие Тобольской промышленной площадки» станет функционирование в 2017 году комплекса по производству пропилена дегидрированием пропана и полипропилена с объемом производимой продукции 470 тыс. тонн и второй газифракционирующей установки с объемом переработки ШФЛУ 2,8 млн тонн в год. Численность работников списочного состава, занятых на производстве, должна вырасти до 1 700 человек. Ожидается, что в бюджет Тюменской области (областной, местный) поступит 58 млрд рублей налогов и иных обязательных платежей.

При подготовке использованы информационные материалы ОАО «СИБУР Холдинг», а также ЗАО «Антипинский НПЗ», журнала «Нефть и Капитал» (№ 5, май 2014 г.).

Инвестиции в развитие рынка углеводородной продукции Тюменской области: эффекты комплексного подхода к привлечению инвесторов

В.М. Шумков,
заместитель губернатора, директор департамента инвестиционной политики и государственной поддержки предпринимательства Тюменской области

На Юге Тюменской области отечественные и зарубежные инвесторы участвуют в развитии производств добычи и переработки углеводородного сырья.

Система работы с углеводородной продукцией, разнoproфильность процесса добычи и переработки нефтегазового сырья предполагает занятость в производстве большого числа профессиональных участников ввиду широкой разнoproфильности процесса добычи и переработки нефтегазового сырья, определяет направления инвестиционной политики в этой сфере. Внимания и инвестиционной поддержки требуют

и комплекс видов деятельности, осуществляемых организациями нефтегазовой сферы на Юге Тюменской области. Это научно-исследовательское проектирование, бурение скважин, обустройство месторождений, транспортировка, хранение и реализация добытого сырья, сервисные услуги в производственном процессе добычи и транспортировки, производство оборудования, переработка и, конечно, геологоразведка.

Научно-исследовательские работы, в том числе по поиску залежей углеводородов в глубокозалегающих горизонтах, в Тюменской области проводят такие ведущие компании, как ФГУП «Западно-Сибирский НИИ геологии и геофизики», ОАО НИЦ «Нефтегаз», группа компаний «СибНАЦ», Тюмень-геология, Тюменская комплексная геологоразведочная экспедиция, ООО «Геотек», ООО НИФ «РосНедра», ОАО «СибНИИНГ», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика» и другие. Лучшие традиции отечественной геофизической школы со-



четаются с передовыми зарубежными технологиями.

Разведка и добыча углеводородов осуществляются с использованием специального оборудования и техники, выпуск которых ведут российские предприятия. Можно назвать непосредственно те, что расположены на территории региона и имеют к тому же тюменские «корни». Это, в частности: ОАО «Геотрон», ОАО «ГРОМ», ОАО «Сибнефтемаш», ОАО «ГМС НЕФТЕМАШ», ООО «Югсон-Сервис», ОАО «Опытный завод «Электрон», НПП «СибБурМаш», ОАО «ИПФ «Сибнефтеавтоматика» и другие.

Производством оборудования для нефтегазовой сферы в Тюменской области сегодня занимаются также иностранные компании. Так, с целью организации производства в Тюмени в 2006 году было зарегистрировано предприятие **ООО «Бентек Дриллинг энд Ойфилд Системс»** – дочерняя структура одного из мировых лидеров в производстве буровых установок и нефтепромыслового оборудования. Инвестиционный проект по строительству завода получил поддержку правительства Тюменской области, вложившего около 800 млн руб. В 2009 году завод по производству буровых установок был введен в эксплуатацию. Его производственные мощности позволяют отгружать до 10 буровых установок в год. Важно, что на заводе не только производятся буровые установки и комплектующие к ним, предприятие занимается также сервисным обслуживанием продукции компании «Бентек Дриллинг энд Ойфилд Системс» на территории стран СНГ.

Полный спектр услуг по поддержанию жизни на месторождениях, включая капитальный ремонт скважин, ремонт оборудования и другие виды работ, оказывают организации нефтегазового сервиса. Сегодня этот рынок наращивает конкуренто-

способность. Среди его участников такие компании Тюменской области, как ООО МНП «Геодата», МП «ГеоИнТек», ЗАО «Геотек Холдинг», ООО «НППГМ «Геосейс», группа компаний «Интегра», ООО «Тюменская сервисная геофизическая компания», ООО «ЮНГ-Сервис», ЗАО «Универсал-нефтеотдача». Рынок нефтесервиса прирастает также международными брендами: Baker Hughes, Schlumberger, Halliburton, группа ERIELL.

Особую роль на рынке играет крупнейшая в мире нефтесервисная компания **Schlumberger** – ведущий в мире поставщик технологий, интегрированного управления проектами и информационных решений для работающих в нефтегазовой отрасли клиентов. В число заказчиков «Шлюмберже» входят гиганты российской и мировой нефтяной и газовой промышленности: ОАО «Газпром», ОАО НК «Роснефть», НК «ЛУКОЙЛ», НК «Газпромнефть», BP, Royal Dutch/Shell, Exxon Mobil, Chevron, Texaco, Total, Agip и др. При поддержке правительства Тюменской области компания реализовала на территории региона в 2006–2012 годах несколько крупных проектов. Инвестиции (их общий объем составил около 4,5 млрд рублей) обеспечили ввод завода **«Тюменские насосы Шлюмберже»**, на котором стали производить четыре линейки продукции высокотехнологичных электроцентробежных насосов: REDA, EZ-Line, TPS-Line, HPS. В 2011 году на заводе было начато также производство горизонтальных насосных систем (HPS). Их применение позволяет нефтяным компаниям снизить эксплуатационные затраты и повысить энергоэффективность работ. Немаловажно и то, что на предприятии работают 200 человек, из которых 99% – жители Тюмени и Тюменской области. С социально-экономической точки зрения важны и другие проекты

этой компании. В частности, 21 марта 2008 года состоялось торжественное открытие учебного центра, первый камень в основание которого заложен еще в 2006 году. Учебный центр, занимающий площадь в 150 гектаров, является крупнейшим инвестиционным проектом компании «Шлюмберже» в России и не имеет аналогов. В 2010 году открылся Тюменский центр удаленного мониторинга – первый в мире по уровню оснащения. За годы работы центром проведено обучение более 19 000 человек, из которых 70% являются гражданами Российской Федерации. Обучение проводится на английском и русском языках. Число постоянных сотрудников центра составляет более 50 человек, 70% из них – граждане Российской Федерации.

Показательно, что **учебные центры** в г. Тюмени имеют и другие крупные нефтесервисные компании – **Halliburton и KCA Deutag Drilling**. В марте 2014 года учебный центр компании «КЦА ДОЙТАГ Дриллинг ГмбХ» открылся на новой площадке и вышел на новый уровень – стал способен обучать до 160 слушателей одновременно (вместо 40 слушателей на старой площадке). В преподавательском составе центра 10 высококвалифицированных инструкторов, а также 3 внештатных тренера, реализуется 14 видов обучающих программ.

«Бейкер Хьюз» – еще одна ведущая нефтегазовая сервисная компания в мире. Предприятие предлагает своим клиентам интегрированные решения, позволяющие существенно повысить объем конечной добычи. Открытие компанией завода по производству нефтепогружного силового кабеля в г. Тюмени (оно состоялось 22 января 2014 года) является знаменательным. Объем инвестиций в проект составил более 2 млрд рублей, на первом этапе создано 150 рабочих мест.



Развитие другого производственного направления в регионе обеспечено **немецкой компанией «ДинаЭнерджетикс»**, которая 6 мая 2014 года запустила в Нижнетавдинском муниципальном районе завод по изготовлению перфорационных кумулятивных зарядов и специальных детонирующих шнуров. Общий объем инвестиций в проект составил 720 млн руб., создано 120 рабочих мест. Следует сказать и об открытии 2 октября 2013 года комплекса по производству емкостного оборудования на базе завода «Сибнефтемаш». Это сделала **ОАО «Группа ГМС»**, объем инвестиций – 0,3 млрд рублей, количество рабочих мест – 150.

Правительство Тюменской области целенаправленно проводит переговоры с крупными российскими и международными компаниями об организации производств, специализирующихся на выпуске продукции для нефтегазовой отрасли непосредственно на территории региона. Нефтесервисные компании имеют здесь все необходимые предпосылки для успешной реализации своих проектов.

Проектирование и обустройство месторождений является основным видом деятельности компаний, известных не только в Тюменской области и имеющих опыт работы в условиях Западной Сибири.

● **ОАО «Гипротрубопровод»** – ведущий проектный институт в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов;

● **ОАО «Гипротюменнефтегаз»** – один из крупнейших независимых проектных институтов на рынке проектно-изыскательских работ для предприятий топливно-энергетического комплекса России и СНГ;

● **ОАО «Запсибгазпром»** – первая российская компания, начавшая и освоившая прокладку трубопроводов из полиэтиленовых труб в стране, включая уникальный и самый передовой метод горизонтального направленного бурения;

● **ОАО «Сибкомплектмонтаж»** – одно из крупнейших в регионе предприятий по строительству сооружений и конструкций комплексно-блочным методом;

● **ООО «ТюменьНИИгипрогаз»**, **ЗАО «Тюменьнефтегаз-проект»**, **ЗАО «ТюменьНИПИ-нефть»**, **Тюменский НЦ СО РАН**.

Учитывая, что месторождения находятся на значительном расстоянии от мест переработки или сбыта, требуется грамотно спланированная система транспортировки наземным и подземным способом. На территории Тюменской области транспортировку, хранение и реализацию нефти и газа потребителям в настоящее время обеспечивает более 10 крупных компаний. Исключительное место в отраслевой инфраструкту-

ре занимает **ОАО «Сибнефтепровод»**. В настоящий момент коллектив **ОАО «Сибнефтепровод»** реализует инвестиционный проект по строительству трубопроводной системы Заполярье – Пурпе – Саяногорск.

Благодаря комплексному подходу к инвестиционной деятельности в Тюменской области реализованы вышеперечисленные и другие проекты. Таким образом, с привлечением иностранного и российского капитала повышается отраслевая и региональная конкурентоспособность.

Литература

1. Доклад о ситуации в экономике, финансово-банковской и социальной сферах субъектов Российской Федерации в январе–марте 2014 года (по информации на 29 апреля 2014 года). Ресурс Интернета. Режим доступа: [<http://www.minregion.ru/uploads/attachment/bce7ca33-665b-49b5-a207-7bbbbb48c38d.pdf>]

2. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области до 2020 года и на перспективу до 2030 года. Приложение к распоряжению правительства Тюменской области от 25.05.2009 г. № 652-рп (в редакции распоряжений от 26.10.2011 г. № 1976-рп, от 9.06.2012 г. № 1121-рп, от 28.12.2012 г. № 2844-рп), г. Тюмень.

Инновационный нефтегазовый кластер Тюменской области: особенности формирования

Разработка и применение передовых инновационных технологий в нефтегазовой промышленности позволяет обеспечить прирост запасов углеводородов и экологическую безопасность производства, а также снизить геологические риски, поддерживать уровень добычи нефти и газа на базовых месторождениях и вовлекать в разработку трудоемкие запасы.

С.А. Иванова, к.э.н.

Необходимость синхронного развития инновационной и производственной инфраструктуры продиктована императивами современного этапа развития нефтегазового сектора. Выделим главные.



Первый связан с приданием наукоемкого характера развитию, принесением инновационности технологическому укладу. Это обусловлено тем, что существующая производственная база в отрасли в части активов технико-технологического оснащения не соответствует мировому научно-техническому уровню (отмечается отставание в развитии геолого-разведочных работ, систем утилизации нефтяного попутного газа, специализированной инфраструктуры [19]). Индекс сложности Нельсона – основной параметр, характеризующий технологическую сложность заводов – в среднем в России составляет 4,4, что на 50% ниже, чем в среднем в Европе, и вдвое отстает от средних показателей заводов США [3]. Используемое оборудование физически и морально устарело, зачастую неэкономично и требует конструктивной замены и модернизации (так, уровень износа активной части основных фондов предприятий составляет более 50% [13]). Ключевой проблемой нефтепереработки сегодня является отсутствие инвестиций в увеличение глубины и качества переработки в предыдущие годы. В результате мы имеем низкий коэффициент извлечения нефти из недр (КИН) – на уровне 30%, тогда как в США этот показатель равен 50% [2]. Пересмотр отношения к нефтегазовому сектору задает и главный вектор формирования в России инновационной экономики.

Второй касается потребности продвинутых технологических разработок в области добычи и переработки сырьевых ресурсов, а также повышения эффективности энергопотребления. Вследствие роста населения и уровня экономического развития стран к 2030 году прогнозируемый спрос на энергоресурсы в мире увеличится более чем на 50% от те-

кущего уровня, обеспечив еще более значительный рост торговли энергоресурсами. При этом спрос будет концентрироваться прежде всего в развивающихся странах, которые не располагают собственными природными запасами углеводородов. На рубеже 2020 года возможно также возрастание роли альтернативных источников топлива (в том числе ветровой и солнечной энергии, биотоплива и др.). Поэтому необходимо учитывать вероятность реализации разных сценариев – как роста, так и снижения цены на нефть.

Инновационное развитие нефтегазовой промышленности Тюменской области согласуется с приоритетами развития региональной экономики. Нефтегазовый сектор является основой экономики страны и останется таковым (в регионе сосредоточено более 48% перспективных и прогнозных ресурсов нефти и 27% ресурсов газа России [5]), что подтверждается Энергетической стратегией РФ на период до 2030 года, а также Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области до 2020 года и на перспективу до 2030 года. Развитие отраслей ТЭК органически вписывается в общую Стратегию социально-экономического развития Уральского федерального округа на период до 2020 года. Доля нефтегазовой отрасли в экономике России является настолько высокой (одна треть ВВП России), что замедление темпов ее роста сразу же сказывается на темпах экономического роста страны. Более того, ей соответствует один из максимальных инвестиционных мультипликаторов, поэтому развитие нефтегазовой отрасли оказывает существенное влияние на развитие экономики страны в целом.

Перспективы инновационного роста Тюменской области,

обозначенные в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области до 2020 года и на перспективу до 2030 года, связаны с модернизацией традиционной промышленности, созданием ряда новых инновационно ориентированных секторов в нефтегазовом сервисе, а также высокотехнологичных производств в обрабатывающем секторе [7]. Таким образом очевидно, что **повышение конкурентоспособности экономики Тюменской области требует формирования и развития инновационного нефтегазового кластера.** Этим продиктована не только отраслевая структура модели, но и направление интеграции участников Тюменского кластера. Его ядром является ГБУ ТО «Западно-Сибирский инновационный центр» – технопарк в сфере высоких технологий, который осуществляет свою деятельность в рамках программы реализации проекта создания технопарка в г. Тюмени [9]. Тюменский технопарк специализируется на инновациях в нефтегазовом секторе экономики, включая все элементы технологической цепочки: разведку месторождений, добычу, транспортировку, хранение и переработку нефти и газа. Якорными резидентами технопарка являются крупные отраслевые компании – потенциальные потребители и заказчики наукоемкой продукции, такие как «ТНК-РН», Baker Hughes, «Ойл Линк», «Евротэк», «Газпромнефть-Тюмень», НИИ Экологии и рационального использования природных ресурсов, «Инновационные технологии» и т.д.

Процесс формирования кластера обеспечивается активным действием Тюменского технопарка в направлении технологических разработок и стартапов, поддержки всех стадий инновационного процесса – от формализации идеи до



передачи технологии в серийное производство и развитие бизнеса. В процессе его функционирования разрабатываются предложения о приоритетах развития, выявляется спрос предприятий региона на нововведения, осуществляется поддержка малых инновационных компаний на ранних стадиях развития. Ключевым элементом технопарка является бизнес-инкубатор. За время работы экспертным советом технопарка рассмотрено более 120 проектов малых и средних инновационных компаний, более 60 из них получили статус резидента бизнес-инкубатора [8]. Его резидентами внедрено 40 технологических инноваций, разработано 42 промышленных образца, выручка составила больше трех млрд рублей [17]. В настоящее время в Тюменском технопарке получает поддержку около одной трети инновационных проектов, связанных с нефтегазодобычей (технологический погружной комплекс для замены глушителя скважины; «Сорбэк» – сорбент нефтепродуктов; инновационная высокотемпературная микроэлектроника для управления линейным погружным насосом ИНТЭС и др.) [4]. Таким образом, специфика научной деятельности технопарка напрямую связана с проблемами развития нефтяной и газовой промышленности. Рассчитанный на разработку большого количества проектов, обладающий внутренним информационным пространством для передачи знаний, Тюменский технопарк формирует благоприятную среду и инфраструктуру для поддержки начинающего бизнеса в инновационной сфере, становится инициатором создания межфирменных альянсов для реализации их потенциала.

Наличие инновационно активных поставщиков является

одним из основных условий жизнедеятельности кластера. В Тюменском регионе стратегически важными **поставщиками инновационной продукции** являются организации, непосредственно занимающиеся научными исследованиями и разработками, фундаментальной и прикладной наукой, проектными работами, а также высшие учебные заведения, имеющие направленность в научной деятельности. Кооперация с научными организациями позволяет обеспечить более высокий уровень новизны инновационной продукции и технологий. На начало 2014 года в состав научно-исследовательского комплекса, сосредоточенного на территории области, входит 590 предприятий и организаций, которые занимаются научными исследованиями и разработками [18]. В регионе действуют научные центры Сибирского отделения Российской академии наук (РАН), Сибирского отделения Российской академии сельскохозяйственных наук, Сибирского отделения Российской академии медицинских наук, Международная общественная академия наук нефти и газа, ведущие научно-исследовательские центры России в области топливно-энергетического комплекса и др. Тюменская область является четырнадцатым членом межрегиональной ассоциации инновационных регионов России. Вхождение в данное сообщество открывает дополнительные возможности для обмена передовыми практиками и накопленным опытом, в том числе в сфере добычи, транспортировки и переработки углеводородов [17].

Кадровым потенциалом обладают образовательные центры региона, что позволяет вести совместную научно-исследовательскую деятельность в сфере нефтегазодобычи, принимать участие в подготовке

кадров для нефтяных компаний, ориентируя выпускников на развитие техники и технологий для выполнения профильных задач в специфических условиях северных районов Западной Сибири. Так, в рамках научного, инновационного и образовательного партнерства региональные вузы взаимодействуют с ведущими отраслевыми НИИ (ООО «ТюменНИИгипрогаз», ОАО «СибНИИНП» и др.), российскими и зарубежными университетами, предприятиями и компаниями реального сектора экономики (компанией «Шлюмбергер», ОАО «Запсибгазпром», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и др.). По состоянию на начало 2013 года численность персонала, занятого научными исследованиями и разработками в регионе, составляла 6 914 человек. Темп роста опережает общероссийские показатели: 1,01 против 0,98. Внутренние затраты организаций на научные исследования и разработки только за анализируемый период увеличились на 44% [12]. Процесс коммерциализации заключается в самостоятельном внедрении полученных разработок путем выполнения вузами научно-исследовательских работ по хозяйственным договорам. При Тюменском государственном университете и Тюменском государственном нефтегазовом университете действуют технопарки, основной целью которых является сопровождение и коммерциализация перспективных проектов и научных разработок. За счет федерального бюджета оказывается поддержка вузам, внедряющим инновационные образовательные программы. Такие **вузы и университеты** служат важным **звеном инновационной инфраструктуры, площадкой для развития малых и средних**



высокотехнологичных предприятий.

В структуру ряда **крупных нефтегазовых компаний** также входят крупные **научно-исследовательские комплексы**. Их отличительная **особенность** в том, что они **выполняют законченный цикл научного, проектного**, а также **промышленного обеспечения** освоения месторождений, начиная от сейсморазведки до производства и ввода в эксплуатацию. В качестве основного инновационного вектора организации региона выбирают следующие виды деятельности: приобретение машин, оборудования, прочих основных фондов, что важно ввиду крайней изношенности мощностей (44,7%), проведения исследований и разработок (32,2%), что полностью соответствует практике европейских стран, где на исследования и разработки приходится около 1/3 суммарных затрат [12].

Одно из направлений инновационной деятельности, способствующее использованию результатов в производстве, – патентование изобретений. Как показывают результаты зарубежных исследований, компании инновационных кластеров с большей вероятностью патентуют и регистрируют в качестве торговых марок свои инновации и новые продукты/услуги. На начало 2013 года научными сотрудниками региона получено 289 патентов на изобретения, полезные модели и товарные знаки [12]. Активность предприятий в этом направлении является косвенным свидетельством объективного существования вовлеченности компаний в межфирменную кооперацию. Наличие в регионе **«критической массы инновационных предприятий в сфере ТЭК»** подтверждается численностью инновационно-активных организаций, связанных с добычей нефтегазовых ресурсов (табл. 1).

Как показывает анализ, наиболее активно в совместных исследовательских проектах предприятия ТЭК взаимодействуют с поставщиками оборудования, материалов, компонентов и программных средств. Что касается **кооперации** с такими важными стратегическими партнерами, как **академические институты и вузы**, то она играет **менее заметную роль**. Немногие компании имеют совместные проекты с университетами и иными высшими учебными заведениями (контакты идут на уровне крупных фирм), в основном организации полагаются на свои внутрифирменные исследовательские подразделения. К сожалению, **региональные вузы пока не обрели** необходимой **«мощности» в качестве базы для коммерциализации исследований и разработок** (в отличие от зарубежных стран), **хотя тенденция увеличения уровня**

Таблица 1

ПОКАЗАТЕЛИ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОРГАНИЗАЦИЙ ПО ВИДАМ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ				
Показатели	2009	2010	2011	2012
Добыча полезных ископаемых				
Число инновационно-активных организаций на конец года, всего, единиц	23	33	36	33
в процентах к общему числу обследованных организаций – всего	10,4	14,7	15,1	15,3
Затраты на инновации – всего, млн рублей	22765,4	28718,4	29000,0	27644,2
Объем отгруженных инновационных товаров, выполненных работ, оказанных услуг, всего, млн рублей	8444,4	24014,0	60936,6	17969,1
в процентах к общему объему отгруженных товаров, выполненных работ, оказанных услуг	0,4	1,1	2,0	0,5
Научные исследования и разработки				
Число инновационно-активных организаций на конец года, всего, единиц			7	7
в процентах к общему числу обследованных организаций – всего			14	14,3
Затраты на инновации – всего, млн рублей			1910,9	3439,3
Объем отгруженных инновационных товаров, выполненных работ, оказанных услуг – всего, млн рублей			496,4	3192,3
в процентах к общему объему отгруженных товаров, выполненных работ, оказанных услуг			6,7	27,9

Источник: составлено по данным [18].



сотрудничества с вузами прослеживается. В частности:

- достигнуты договоренности о сотрудничестве между Тюменским государственным университетом и компанией ОАО «НК «Роснефть» в области подготовки кадров и формирования совместной научно-исследовательской деятельности [16];

- осуществляется исследование по направлению «Техника и технологии для нефтегазового комплекса» посредством интеграции науки, образования и бизнеса на базе объектов исследовательской инфраструктуры ТюмГНГУ [1];

- реализуется программа «Развитие инновационной инфраструктуры Тюменского государственного университета для содействия эффективному освоению ресурсов Западной Сибири», одной из главных целей которой является внедрение в производство промышленных образцов или прототипов наукоемкой продукции, разработка вузом приборов и оборудования [11];

- программа стратегического развития ТюмГАСУ предполагает в ряду прочих задач обеспечение модернизации нефтегазодобывающей отрасли посредством внедрения новых строительных технологий и инновационных проектов [10] и др.

Основным потребителем наукоемкой продукции является ведущая отрасль производства Тюменской области – нефтегазовая. Инновационная деятельность в нефтегазовой промышленности ведется по нескольким направлениям. Это повышение эффективности геологоразведки, повышение коэффициента нефтеотдачи пластов, внедрение технологии извлечения труднодоступной нефти, снижение удельных затрат на добычу нефти и газа, снижение экологической нагрузки на территорию, повыше-

ние надежности систем транспортировки нефти и газа, внедрение в производство нано-, лазерных и фабрных технологий и др. Главные перспективы связаны с созданием собственной масштабной индустрии глубокой переработки углеводородов. Только за последний год в Тюменской области введено в строй несколько крупнейших (не только в области, но и в стране) производств в сфере переработки углеводородов. Среди них завод по производству полипропилена в Тобольске, первый пусковой комплекс третьей очереди Антипинского нефтеперерабатывающего завода. Развивается и собственно добыча нефти, этому способствует успешное сотрудничество правительства региона с НК «Роснефть», которая продолжает реализацию Уватского проекта. В планах создание так называемого «Тобольского проекта» – объединение групп лицензионных участков и месторождений углеводородов в Тобольском, Вагайском и Уватском районах, что позволит эффективно разрабатывать низкорентабельные в настоящий момент нефтяные залежи с применением инновационных технологий и удвоить объемы добываемой в Тюменской области нефти.

На территории Тюменской области расположены подразделения всех крупнейших нефтяных компаний России, в структуре большинства из них имеются научно-исследовательские объединения, призванные обеспечить инновационный вектор в организации воспроизводства минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса. Наукоемкая продукция, измерительная техника технологических процессов ТЭК востребованы не только на внутреннем рынке России, но и поставляются передовым зарубежным компаниям в США, Европу и страны СНГ. Инноваци-

онная активность предприятий добывающей и обрабатывающей промышленности в регионе на сегодняшний день превышает уровень предприятий электронной промышленности, оптовой торговли, связи и прочих отраслей. Предприятия ТЭК являются лидерами по объемам затрат на технологические инновации. Процент инновационно-активных организаций в добывающей и обрабатывающей промышленности (15,3%) [18] превышает среднеобластные (8,2%) и общероссийские показатели (10,3%) [12].

Становлению инновационного кластера нефтегазовой специализации содействуют организации и органы, оказывающие поддержку субъектам малого и среднего инновационного бизнеса, изобретателям, инвесторам инновационной сферы и т.д. и являющиеся катализатором взаимного развития друг друга. С одной стороны, это органы власти, формирующие комплексную поддержку инновационной деятельности в ТЭК, задающие основные направления развития инновационной сферы. С другой стороны – организации, которые предоставляют производственную, финансовую, экспертно-консультационную, кадровую и др. поддержку данному сектору экономики.

Осознавая роль и значение кластерного подхода к процессу развития экономики региона и повышения его конкурентоспособности, правительство Тюменской области осуществляет политику, направленную на поддержание научно-технической и инновационной деятельности, создание и развитие единого объединенного комплекса науки, бизнеса и власти. Основной целью деятельности в данном направлении является создание экономических, правовых и организационных условий для инновационной деятельности, обеспечиваю-



РЕГИОНАЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ ЭКОНОМИКИ

ВЗАИМОСВЯЗЬ ФЕДЕРАЛЬНЫХ И РЕГИОНАЛЬНЫХ ДОКУМЕНТОВ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

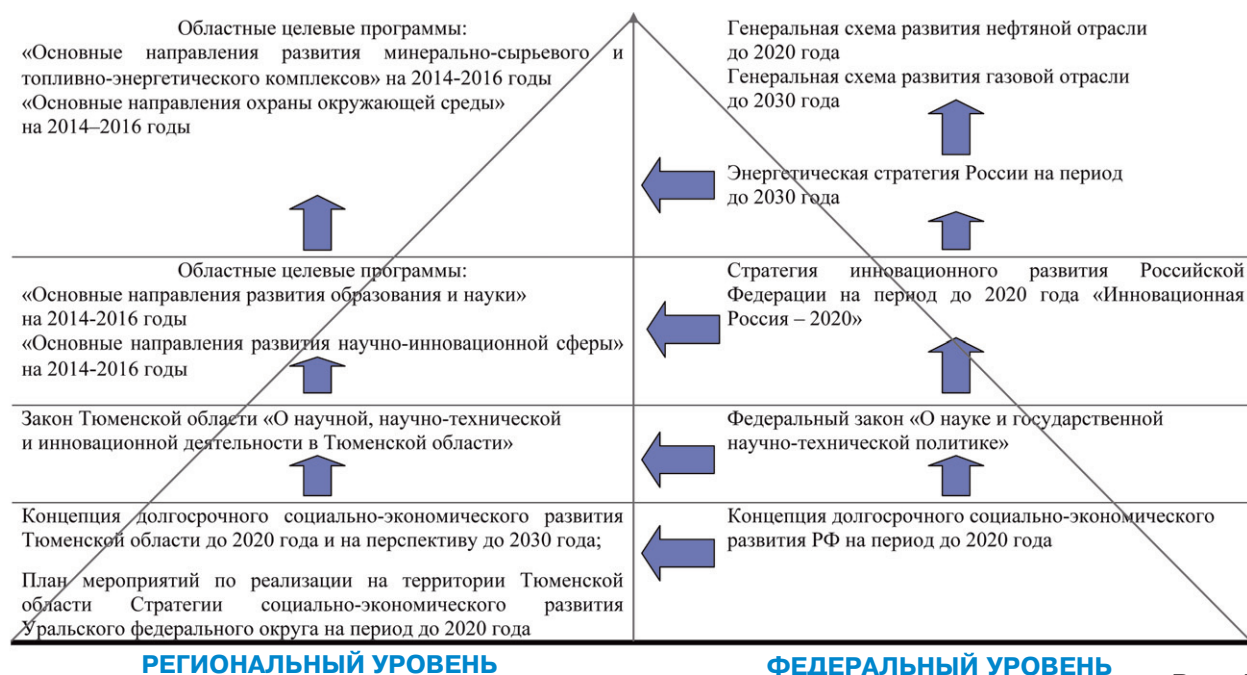


Рис. 1

щих устойчивую динамику экономического развития региона за счет роста конкурентоспособности продукции, эффективного использования научно-технического потенциала для решения задач социально-экономического развития. В качестве мер государственной поддержки инноваций, в том числе

в нефтегазовом секторе, в регионе реализуются гранты начинающим малым инновационным компаниям на их создание, субсидии на создание опытного образца и патентование результатов научно-исследовательской деятельности, субсидия на реализацию инновационных проектов, получивших

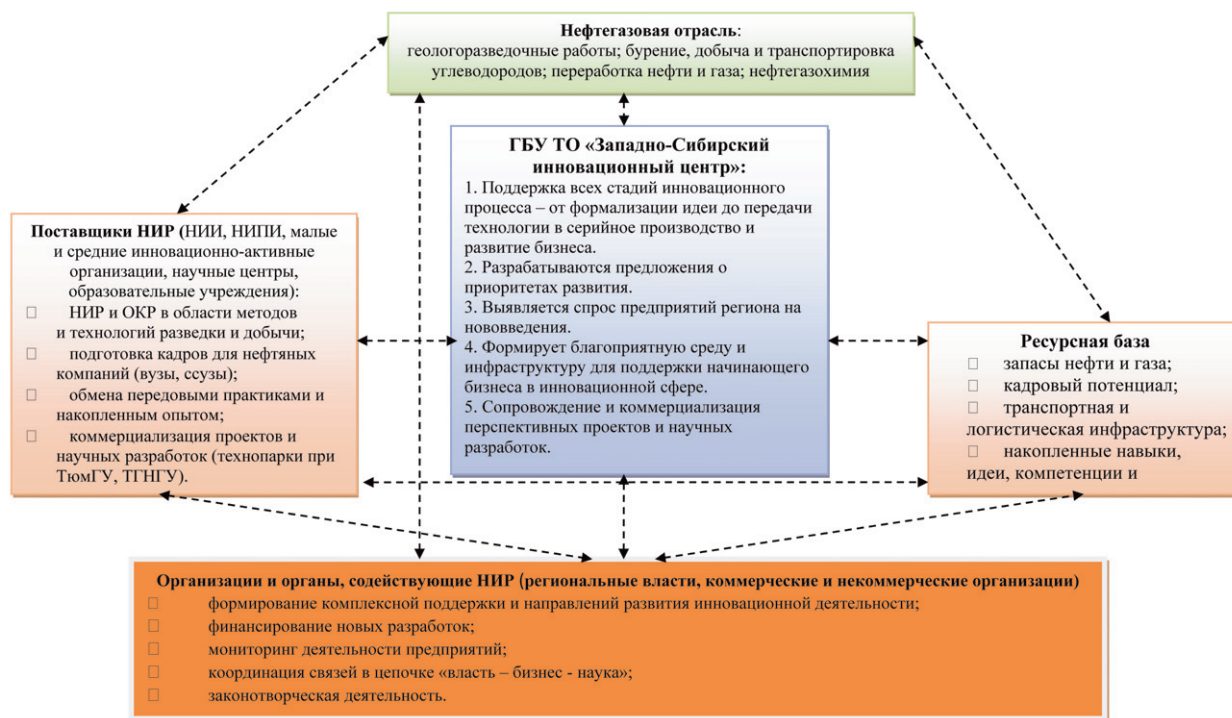
поддержку ФГБУ «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере», а также субсидии действующим инновационным компаниям в целях возмещения затрат в связи с производством (реализацией) товаров, выполнением работ, оказанием услуг. Помимо этого,

Таблица 2

РЕГУЛЯТИВЫ ФЕДЕРАЛЬНОГО И РЕГИОНАЛЬНОГО УРОВНЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ КЛАСТЕРНОЙ ПОЛИТИКИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ	
Элементы политики	Основные нормативно-правовые акты
Кластерная политика	1. Перечень инновационных территориальных кластеров (2012 г.); 2. Методические материалы по разработке и реализации программы развития инновационного территориального кластера (2012 г.); 3. Стратегия инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 года (2011 г.); 4. Концепция долгосрочного социально-экономического развития РФ до 2020 г. (2008 г.); 5. Стратегия развития науки и инноваций в РФ до 2015 г. (2006 г.); 6. Методические рекомендации по реализации кластерной политики в субъектах Российской Федерации (2008 г.); 7. Методические рекомендации по реализации кластерной политики в северных субъектах Российской Федерации (2008 г.); 8. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области до 2020 года и на перспективу до 2030 года (2009 г.); 9. Областные целевые программы.



СТРУКТУРА ИННОВАЦИОННОГО КЛАСТЕРА НЕФТЕГАЗОВОЙ СПЕЦИАЛИЗАЦИИ



Стрелками показана взаимосвязь между участниками кластера

Рис. 2

региональные власти активно продвигают инновационную продукцию тюменских резидентов на российский рынок.

Разработку рекомендаций по реализации единой **государственной инновационной политики в регионе осуществляет совет по развитию инновационной деятельности в Тюменской области**, в состав которого входят представители вузов, эксперты научно-исследовательских институтов, руководители крупных промышленных предприятий области. Взаимодействие «власти – бизнеса – науки» прослеживается на отраслевых форумах, организуемых с участием всех сторон, налажен обмен мнениями между профессионалами-производственниками и учеными, а также с представителями органов власти. Непосредственное регулирование и управление научной, научно-технической и инновационной деятельностью в соответствии с действующим законода-

тельством осуществляет комитет по инновациям Тюменской области.

Поскольку вектор реализации кластерной политики на уровне региона должен иметь определенные ориентиры, а масштабы ее реализации – определенные границы, обратимся к рис. 1, где представлена иерархия основных документов федерального и регионального уровней, регулирующих социально-экономическое и инновационное развитие.

На федеральном уровне базовыми документами, регулирующими гармоничное инновационное развитие нефтегазовой промышленности в рамках национальной экономики, являются:

- Концепция долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2020 года;
- Стратегия инновационного развития РФ до 2020 г.

Документами, в которых обозначены направления и эта-

пы развития нефтегазового комплекса, являются Генеральная схема развития нефтяной отрасли до 2020 года и Генеральная схема развития газовой отрасли до 2030 года. В них скоординированы действия участников, содержится перечень мер и механизмов по стимулированию развития отрасли. Стратегические ориентиры для развития региональной кластерной политики в отношении инновационных кластеров формируются в рамках документов федерального уровня.

Федеральные документы инновационного развития ТЭК находят зеркальное отражение на региональном уровне. В частности, действует «Концепция долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области до 2020 года и на перспективу до 2030 года», согласно которой регион ориентирован на инновационное развитие ведущих отраслей промышленности. Государствен-



Таблица 3

SWOT-АНАЛИЗ ТЮМЕНСКОГО ИННОВАЦИОННОГО КЛАСТЕРА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	
STRENGTHS (сильные стороны)	WEAKNESSES (слабые стороны)
1. Территориальная близость и система взаимосвязей внутри кластера позволяет компаниям иметь оперативный доступ к передовым источникам научных сведений и современных технологий. 2. Производство и внедрение инновационных товаров для нефтегазового сектора, включая все элементы технологической цепочки. 3. Присутствие конкурентоспособных инновационно-активных поставщиков и вспомогательных отраслей (сопутствующие компании предоставляют широкий спектр услуг, связанных с разработкой нефтяных и газовых месторождений, развитием перспективных инновационных направлений в ТЭК). 4. Наличие инфраструктурно-подготовленных производственных площадок кластера (существование развитой транспортной сети, включающей магистральные и промысловые трубопроводы, железные и автомобильные дороги, судоходные реки Иртыш, Обь, Тура, а также функционирование общей энергосистемы). 5. Присутствие активности участников кластера, основанной на радикальных инновациях – новые материалы, современные технологии, методы интенсификации добычи нефти и т.д. 6. Достижения НИИ конкурентоспособны на международном уровне (буровые установки). 7. Создание Тюменского технопарка – центра генерации бизнес-идей – позволяет поддерживать все стадии инновационного процесса – от формализации идеи до передачи технологии в серийное производство и развитие бизнеса. 8. Динамично развивающаяся образовательная, инновационная и научно-исследовательская инфраструктура нефтегазовой ориентации (расположены подразделения всех крупнейших нефтяных компаний России, в структуру большинства которых входят крупные научно-исследовательские объединения). 9. Развитая система кадрового обеспечения: местные образовательные учреждения, накопившие большой опыт подготовки высококвалифицированных кадров для нефтегазовой отрасли, действует учебный центр Schlumberger, привлекаются кадровые ресурсы из зарубежных стран. 10. Налаженные связи с потребителями инновационной продукции (договоры, долевое участие). 11. Создана эффективная система коммерциализации научных исследований и разработок малых предприятий в рамках бизнес-инкубатора Тюменского технопарка. 12. Присутствие руководства, способного разработать стратегию развития кластера и привлечь к ее реализации опытных специалистов. 13. Создана система поддержки инновационных проектов, начиная от грантов для создания инновационной компании и заканчивая компенсацией затрат, связанных с производством инновационной продукции.	1. Бессознательная кооперация между компаниями в кластер (ни одна организация не отождествляет себя с кластером по аналогии с такими общепринятыми понятиями, как отрасль, сфера деятельности, организационно-правовая форма и т.п.). 2. Низкий удельный вес инновационной продукции в общем объеме отгруженных товаров, выполненных работ и услуг предприятий и организаций – участников кластера. 3. Существующая производственная база ключевого сектора кластера в части активов технико-технологического оснащения не соответствует мировому научно-техническому уровню. 4. Снижение доли активности организаций кластера, основанной на радикальных инновациях (затраты организаций на технологические инновации по состоянию на начало 2014 года связаны в основном с приобретением машин и оборудования). 5. Основная продукция инновационного кластера – разработки и технологические инновации – узкоспециализированная и не имеет товарозаменителей. 6. Сегмент коммерциализации НИР на уровне вузов остается недостаточно проработанным. 7. Слабое взаимодействие между ведущими университетами, научно-исследовательскими институтами и инновационными стартапами. 8. Недостаточная рыночная гибкость кластера, связанная с крупными вертикально-интегрированными компаниями, заинтересованными в инновационно-технологических разработках, сосредоточенных в зоне разведки и добычи нефти и газа (upstream) при минимальной доле переработки и сбыта (mid и downstream). 9. Недостаточная проработка вопросов создания, развития и регулирования деятельности кластеров на региональном уровне. 10. Недостаточная охрана и защита прав интеллектуальной собственности, что создает нестабильность и неопределенность в правовых и экономических отношениях (в новом международном рейтинге защиты прав собственности The International Property Right Index 2013 Россия оказалась в нижней части списка из 130 крупнейших стран мира) [21]. 11. Сложность получения адекватной коммерческой оценки технологии разработчиком.



SWOT-АНАЛИЗ ТЮМЕНСКОГО ИННОВАЦИОННОГО КЛАСТЕРА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	
OPPORTUNITIES (возможности)	THREATS (угрозы)
1. Привлечение инвестиции в создание инноваций и высоких технологий. 2. Повышение инвестиционной привлекательности других секторов экономики и развитие смежных отраслей производства. 3. Рост инновационной культуры нефтегазовой отрасли. 4. Формирование в зоне кластера круга малых и средних предприятий смежных и сервисных секторов. 5. Интеграция власти, науки и производственной индустрии. 6. Рост спроса на технологические разработки вследствие увеличения прогнозируемого спроса на энергоресурсы в мире. 7. Обеспечение устойчивого социально-экономического развития области, усиление ее конкурентных позиций и повышение инновационной конкурентоспособности. 8. Проявление социального эффекта (создания новых рабочих мест, налоговые поступления в ФСС и т.д.). 9. Активизация формирования инновационно-активных организаций, выполняющих научные исследования и разработки, ориентированных на нефтегазовый сектор. 10. Международное сотрудничество и интернационализация производства. 11. Развитие высококвалифицированного кадрового потенциала. 12. Присутствие в приоритетах регионального развития.	1. Негативные тенденции в ключевом секторе кластера (нефтегазовой отрасли) из-за недостаточности инвестиций в обновление основных фондов нефтедобычи, модернизацию трубопроводных сетей. 2. Возрастающая удаленность новых мест разработки от ранее созданных инфраструктурных объектов. 3. Гипертрофированная зависимость ключевого сектора кластера от европейского рынка. 4. Вертикальная интеграция компаний не позволяет активизировать потенциал и эффективно функционировать мелкому и среднему бизнесу – неотъемлемым активным участникам кластера. 5. Рост наукоемкого импорта: снижение импортных пошлин и упрощение таможенных процедур в результате вступления в ВТО, а следовательно, закупка инновационных технологий, оборудования и более качественных материалов для нужд ТЭК.

ная поддержка развития кластеризации нашла свое отражение в законодательстве в инновационной области и собственно кластерной политике: инициативах и иных элементах подхода (табл. 2). Приведенные регулятивы реализации кластерной политики в Российской Федерации указывают на то, что кластерный подход используется как один из эффективных механизмов регионального развития. Базовые стратегии и концепции близки по целевой ориентации, используемым методам, механизмам и способам реализации. Документы, регулирующие инновационное развитие отраслей нефтегазового комплекса в регионе и учитывающие его интерактивный характер, содержат механизмы

государственного регулирования, современные инструменты и методы поддержки, синтезируют элементы стратегий/концепций социально-экономического и инновационного развития страны.

Результатом анализа является схематическое изображение и определение структуры инновационного кластера нефтегазовой специализации Тюменской области (рис. 2). Выполнив swot-анализ, мы выделили важнейшие сильные и слабые стороны, конкурентные возможности и имеющиеся ограничения инновационного кластера указанной отрасли. Итак, перспективность развития кластера определяется объективными предпосылками, которыми обладает экономика регио-

на (табл. 3). Полученные данные о функционировании Тюменского инновационного нефтегазового кластера позволяют по характеру деятельности условно отнести его к категории **латентных**. Несмотря на существующую концентрацию на территории Тюменской области профильного бизнеса, наличие мощного ресурсного и научно-образовательного потенциала, в полной мере имеющиеся возможности еще не организованы. В значительной степени это осложняется тем, что бизнес-структуры не рассматривают себя в качестве единого кластера, хотя высказывают готовность развиваться в формате кластерных объединений. Большинство связанных между собой бизнес-ком-



паний не осознает наличие такой взаимозависимости, не может правильно оценить и использовать возможности выступать коллективно в качестве единой формы самоорганизации бизнеса.

В результате возможности получения эффекта от деятельности созданной агломерации (мы имеем в виду достижение экономической эффективности и результативности деятельности организаций за счет высокой степени их концентрации и кооперации) пока не достигнуты. К сожалению, характер и масштаб отраслевой инновационной активности не демонстрирует интереса в «продуктовых инновациях» – ключевого фактора успеха нефтегазовых компаний.

Видимо, требуются время и наработка нового опыта, чтобы исходная агломерация хозяйствующих субъектов производственной и инновационной сферы Тюменской области укрепились и переросла в устойчивую географически локализованную межотраслевую систему.

Литература

1. Аннотированная программа стратегического развития федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» на 2012–2016 годы // URL: http://www.tsogu.ru/media/files/2013/04_25/q_1.pdf (дата обращения: 3.06.2014).

2. Газизова О.В., Галеева А.Р. Инновационные технологии в нефтегазовом секторе России: миф или реальность // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17. – № 6. – С. 247–251.

3. Доклад по вопросу Генеральной схемы развития нефтяной отрасли на пери-

од до 2020 года (28 октября 2010 года) // URL: <http://minenergo.gov.ru/press/doklady/5548.html> (дата обращения: 1.07.2014).

4. «Западно-Сибирский инновационный центр» // URL: <http://www.tyumentechNOPark.ru/business-all?otr1=on> (дата обращения: 9.06.2014).

5. Исакова А.А., Рудакова М.Ю. Инерционный сценарий развития Тюменской области // Социально-экономическое развитие России и финансовое поведение населения. Ежегодная международная научно-практическая социологическая конференция «Продолжая Грушина». – Москва, 2013. – С. 133.

6. Калюжнова Н.Я. Конкурентоспособность российских регионов в условиях глобализации: монография / Н.Я. Калюжнова. – М.: ТЕИС, 2004. – 526 с.

7. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области до 2020 года и на перспективу до 2030 года // Доступ из справочно-правовой системы «Консультант Плюс» (дата обращения 30.05.2014).

8. Организация деятельности ГБУ ТО «Западно-Сибирский инновационный центр» URL: http://www.admtymen.ru/ogv_ru/finance/innovation/technopark.htm (дата обращения: 11.05.2014).

9. План финансово-хозяйственной деятельности ГБУ ТО «Западно-Сибирский инновационный центр» на 2014 год. URL: <http://www.tyumentechNOPark.ru/content/analitika-i-otcheti> (дата обращения: 21.06.2014).

10. Программа стратегического развития Тюменского государственного архитектурно-строительного университета на 2014–2018 годы

// под общей редакцией А.В. Набокова. – Тюмень: РИО ФГБОУ ВПО «ТюмГАСУ», 2014. – 101 с.

11. «Развитие инновационной инфраструктуры Тюменского государственного университета для содействия эффективному освоению ресурсов Западной Сибири» // URL: <http://www.utmn.ru/docs/3353.pdf> (дата обращения: 1.06.2014).

12. Регионы России. Социально-экономические показатели. 2013: Р32 Стат. сб. / Росстат. – М., 2013. – 990 с.

13. Россия в цифрах. 2014: Крат. стат. сб./Росстат – М., Р76, 2014. – 558 с.

14. Стратегия социального экономического развития Уральского федерального округа на период до 2020 года. // Доступ из справочно-правовой системы «Консультант Плюс» (дата обращения 30.05.2014).

15. Татаркин А.И. Развитие промышленного комплекса региона с использованием кластерных инициатив // Бизнес-информ. – 2012. № 9. – С. 32–41.

16. ТюмГУ будет готовить кадры для нефтяной компании // URL: <http://www.utmn.ru/news/10359> (дата обращения: 1.06.2014).

17. Тюменская область вошла в ассоциацию инновационных регионов России // URL: http://admtymen.ru/ogv_ru/news/subj/economics/more.htm?id=11181026@egNews (дата обращения: 30.05.2014).

18. Тюменская область в цифрах: крат. стат. сб. в 4-х частях. Ч.1./Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Тюменской области. – Т., 2014. – 261 с.

19. Шмат В.В., Крюков В.А. Нефтегазовый цугцванг. Очерки экономических проб-



лем российского нефтегазового сектора // Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения Российской академии наук: электронный ресурс. Новосибирск, 2013. URL: http://lib.iie.nsc.ru/docs/Petroleum%20Zugzvang_e_2013_12_23.pdf (дата обращения: 28.06.2014).

lib.iie.nsc.ru/docs/Petroleum%20Zugzvang_e_2013_12_23.pdf (дата обращения: 28.06.2014).

20. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // URL: <http://minenergo.gov.ru/aboutminen/energostrategy/> (дата обращения: 17.06.2014).

21. Rankings – International Property Rights Index 2013 // Americans for Tax Reform Foundation – URL: <http://www.international-propertyrightsindex.org/>

21. Rankings – International Property Rights Index 2013 // Americans for Tax Reform Foundation – URL: <http://www.international-propertyrightsindex.org/>

Локальный рынок нефтепродуктов: состояние и регулирование развития

М.И. Краснова, к.э.н.,
ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»

Характеристика тенденций развития организаций, занятых в сырьевых отраслях добычей углеводородов, будет неполной, если не представить картину их участия в переработке и продаже, в частности, нефтепродуктов. Однако ситуация на рынке нефтепродуктов интересна не только этим, но и политическим аспектом – воздействием государства на функционирование данного отраслевого рынка. В соответствии с этими целями мы публикуем статьи, в которых представлены лишь некоторые результаты исследования, проведенного автором.

Локальный рынок нефтепродуктов (ситуационный анализ)

Прежде чем перейти к характеристике, оговорим: четкое определение категории «локальный товарный рынок» еще не сложилось, среди исследователей нет единства в разграничении понятий – «локальный», «местный», «региональный». Поэтому поясним: используя данное определение, автор понимает **локальный рынок нефтепродуктов** как совокупность экономических связей между интегрированными и дифференцированными хозяйствующими субъектами по поводу продвижения продуктов нефтепереработки, обеспечивающих удовлетворение потребностей покупателей определенной территории, характеризующейся определенными признаками, главным из которых является единство ценовой зоны.

Поскольку перечень **базовых условий**, воздействующих на структуру рынка, является достаточно большим, ограничимся указанием основных факторов. Наиболее важным, на наш взгляд, являются **условия со стороны спроса**. Локальный рынок Тюменской области (в статье дана характеристика Юга области, без автономных округов) с этой точки зрения можно назвать растущим и перспективным. На 1000 жителей здесь приходится 280 автомобилей, в то время как в среднем по стране – 180. В последние пять лет ежегодный прирост автотранспорта на Юге области составлял в год от 8 до 12 процентов. Одновременно с расширяющейся автомобилизацией получил развитие и рынок нефтепродуктов. По оценкам специалистов, реализация топлива в Тюменской области (без автономных округов) в 2011 г. составила свыше 1900 тыс. тонн. При этом прирост годового потребления нефтепродуктов пропорционален росту

числа автомобилей и составляет 7–12% в год.

Локальный рынок нефтепродуктов Юга Тюменской области **специфичен**. Укажем **два** наиболее существенных **фактора**:

- географическое положение Юга Тюменской области. Этим определяется осуществление важнейших транзитных функций в обеспечении транспортно-связи между восточными и западными регионами страны без захода на территорию другого государства. По территории Юга Тюменской области проходят автомобильные дороги федерального значения, связывающие г. Тюмень с городами Екатеринбург, Омском, Ханты-Мансийском, Курганом, а также главные транспортные маршруты, обеспечивающие функционирование нефтегазовой промышленности и жизнеобеспечение основной части населения ХМАО и ЯНАО;

- отсутствие на территории области мощностей по переработке нефти, вследствие чего местные оптовые поставщики вынуждены закупать бензин, дизельное топливо и другие нефтепродукты у нефтеперерабатывающих предприятий Уфы, Омска и других городов.

Общий объем потребления на оптовом рынке нефтепродуктов Юга Тюменской области составляет около 450 тыс. тонн светлых нефтепродуктов в



год (объемы ж/д поставок на юг области за вычетом объемов поставки для розничной реализации). Действует пять основных операторов – ОАО «Газпромнефть-Тюмень», ООО «Тюменские газовые системы» (представляет торговую марку «ЛотНефть»), ООО «ЛУКОЙл – Уралнефтепродукт», ЗАО «Никифор» и ЗАО «Антипинский НПЗ» (дизтопливо). Оставшаяся часть рынка делят между собой посреднические структуры, созданные при крупных промышленных компаниях с целью обеспечения поставок горюче-смазочных материалов (ГСМ) на собственные нужды, а также трейдеры, реализующие нефтепродукты, по своему качеству являющиеся неконкурентоспособными по сравнению с продукцией крупнейших нефтяных компаний. Цены на продукцию формируются производителями. Наиболее крупные хозяйствующие субъекты области имеют прочные хозяйственные связи с производителями нефтепродуктов, что дает им заметное преимущество перед новыми конкурентами, желающими войти на рынок.

Доминирующее положение на рынках оптовой и розничной реализации нефтепродуктов Юга Тюменской области, как и в Российской Федерации, **занимают крупные вертикально интегрированные нефтяные компании** (ВИНК). Последние занимаются производством и реализацией нефтепродуктов по всей технологической цепочке: добыча нефти – переработка (производство бензинов, дизтоплива, мазута, машинных масел) – оптовая торговля – розничная торговля через систему фирменных АЗС.

В общей сложности на рынке розничной реализации нефтепродуктов Тюменской области деятельность осуществляет 41 хозяйствующий субъект. Доминирующее положение занимает ОАО «Газпромнефть-

СТРУКТУРА РОЗНИЧНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ АВТОМОБИЛЬНОГО БЕНЗИНА НА ТЕРРИТОРИИ ЮГА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ в 2011 г., %

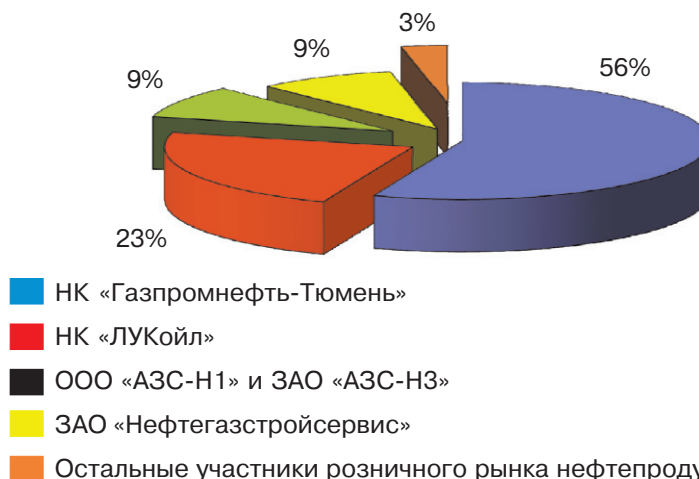


Рис. 1

Источник: здесь и далее данные автора, если не указано иное.

СТРУКТУРА РОЗНИЧНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ТЕРРИТОРИИ ЮГА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ в 2011 г., %

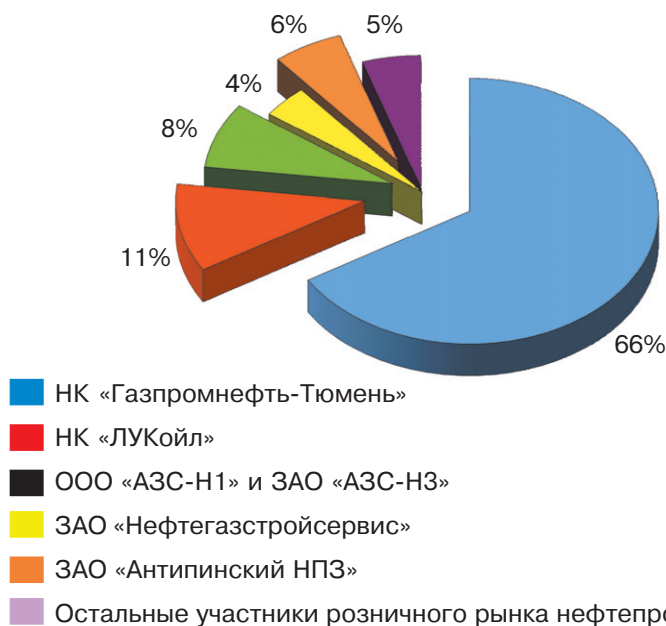


Рис. 2

Тюмень» (доля его реализации в настоящее время 55,8% по автобензинам и 66,3% по дизельному топливу). Наиболее крупным конкурентом ОАО «Газпромнефть-Тюмень», действующим на рынке розничной

реализации, является группа лиц в составе ООО «АЗС-Н1», ЗАО «АЗС-НЗ». Операторы осуществляют реализацию нефтепродуктов на заправках, собственником которых является ЗАО «Никифор» – крупный по-



ставщик оптового рынка нефтепродуктов. Доля нефтепродуктов, реализованных ООО «АЗС-Н1» и ООО «АЗС-Н3» в объеме реализации топлива, всеми выявленными продавцами рынка составила: по автобензинам – около 9%, по дизтопливу – около 8%. Заметное положение на исследуемом рынке занимают также ООО «ЛУКОЙЛ – Уралнефтепродукт» (23% по автомобильным бензинам и 11% по дизельному топливу) и ЗАО «Нефтегазстройсервис», владеющее сетью из 11 АЗС, 6 из которых действуют под маркой «ЛУКОЙЛ». Доля этого оператора на рынке по автобензину составила около 9%, дизтоплива – менее 4%. Доля розничной реализации нефтепродуктов остальных 36 участников регионального рынка в общем объеме продаж не превышает трех процентов (см. рис. 1–4).

Спецификой регионального рынка нефтепродуктов является то, что основную долю на нем занимает ОАО «Газпромнефть-Тюмень», которое, обеспечивая нефтепродуктами значительную часть региональных трейдеров, является для них основным конкурентом на рынке территории Юга Тюменской области в 2011 г. Главное преимущество компании – широкая принадлежащая ей сеть АЗС, которые расположены по всей территории Юга Тюменской области, а также бесперебойные поставки и возможность электронного учета отпуска (используются мобильные карты вместо ведомостей и талонов).

«Независимые» операторы розничного рынка, приобретая оптом нефтепродукты у нефтяной компании, при установлении цен на своих АЗС ориентируются на розничные цены поставщиков, которые находятся при этом в более выгодном положении, чем «независимые» продавцы, так как издержки на приобретение топлива предприя-

СТРУКТУРА ОПТОВОЙ РЕАЛИЗАЦИИ АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЮГА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ в 2011 г., %

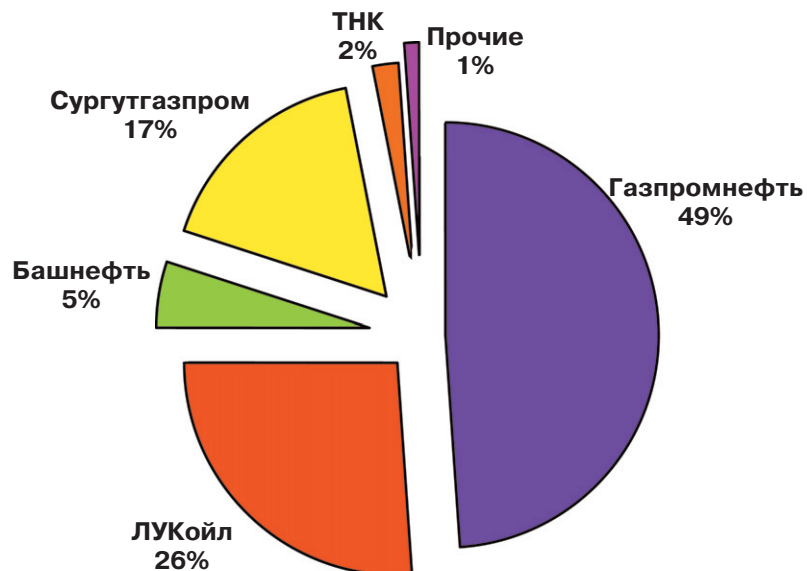


Рис. 3

СТРУКТУРА ОПТОВОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ТЕРРИТОРИИ ЮГА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ в 2011 г., %

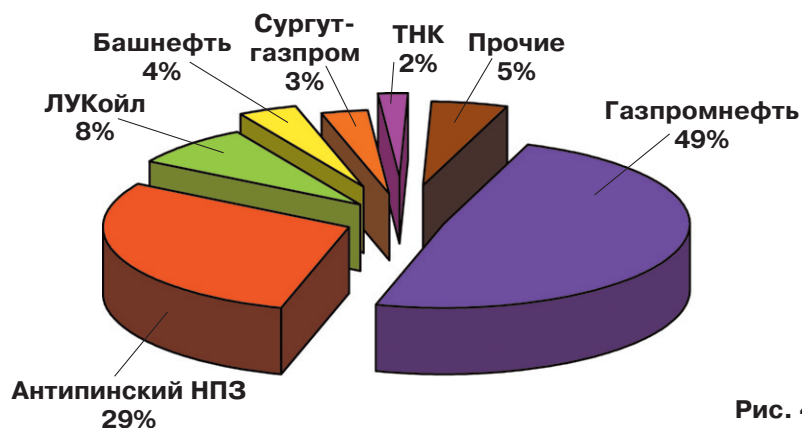


Рис. 4

тий, входящих в структуру ВИНК, значительно ниже расходов иных участников. Ситуация на региональном рынке в значительной степени определяется рыночной властью, которой обладает НК «Газпромнефть» в лице ОАО «Газпромнефть-Тюмень», положение которого в соответствии с требованиями, установленными ст. 5 ФЗ «О защите конкуренции», можно определить как доминирующее.

ООО «ЛУКОЙЛ – УНП» также входит в число основных оптовых поставщиков регионального рынка нефтепродуктов, являясь при этом крупным участником розничного рынка. Его доля реализации – 26% по автобензинам и 8% – по дизельному топливу.

Кроме указанных операторов, на региональном рынке действуют хозяйствующие субъекты (ООО «Тюменские газовые системы», ИП Федоров



А.И.), входящие в группу лиц с организацией, действующей как оптовый поставщик – ООО «Компания «ЛОТ». Как было указано выше, ООО «Тюменские газовые системы» имеет в собственности сеть АЗС.

Большие перспективы развития нефтеперерабатывающей отрасли в регионе связаны с предприятием ЗАО «Антипинский НПЗ», введенным в эксплуатацию во втором полугодии 2006 г. Основные производственные мощности НПЗ запущены в действие в 2007 г. Планируется, что завод будет перерабатывать до 600 тыс. тонн нефти с производством дизельного топлива, мазута и прямогонного бензина и полностью покрывает потребности автомобильного и грузового автотранспорта на Юге Тюменской области в дизельном топливе.

В целом инфраструктура нефтепродуктообеспечения области включает в себя 20 нефтебаз и около 250 АЗС (без учета АЗС, которые используются для собственных нужд их владельцев). Более 40% всех автозаправочных станций региона находятся во владении ОАО «Газпромнефть-Тюмень». Сложившаяся в Тюменской области без автономных округов структура розничной сбытовой сети в разрезе операторов рынка представлена в таблице 1.8.

За последние годы число АЗС увеличилось на 15–20%, при этом позиции компаний-владельцев крупных сетей значительно укрепились.

Как видно из таблицы 1, особенностью розничного рынка нефтепродуктов Тюменской области является присутствие на рынке как сильных игроков, владеющих развитой сетью АЗС, так и независимых трейдеров.

Анализ уровня рыночной концентрации показал, что **российский рынок нефтепродуктов является умеренно кон-**

Таблица 1

СТРУКТУРА РОЗНИЧНОЙ СБЫТОВОЙ СЕТИ ЮГА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ В РАЗРЕЗЕ ОПЕРАТОРОВ АЗС			
Название сети АЗС	Количество АЗС	Доля АЗС в регионе, %	Доля от общего числа АЗС, %, нарастающим итогом
«Газпромнефть-Тюмень»	85	33,6	33,6
«ЛУКОЙл»	32	12,6	46,2
«ЛотНефть»	10	4,0	50,2
«Нефтегазстройсервис»	11	4,3	54,5
«АЗС-Н1»	6	2,4	56,9
«АЗС-Н3»	5	2,0	58,9
Прочие	104	41,1	100
Итого	253	100	100

Источник: здесь и далее составлено автором, если не указано иное.

Таблица 2

ПОКАЗАТЕЛИ РЫНОЧНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ НА РЫНКЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ		
Показатель	В России	В Тюменской области (без автономных округов)
Коэффициент рыночной концентрации	47% < CR3 < 50%, 55% < CR4 < 59%, 1300 < HHI < 1800 – рынок умеренно концентрированный	71% < CR3 < 87%, 80% < CR4 < 90%, 2300 < HHI < 3500 – рынок высококонцентрированный
Индекс Герфиндаля-Гиршмана		
Коэффициент Линда	0,290 (семь хозяйствующих субъектов, характер олигополии – «расплывчатая»)	0,893 (два хозяйствующих субъекта, характер олигополии – «жесткая»)

центрированным с «расплывчатой» олигополией, в то время как в Тюменской области (без округов) рынок нефтепродуктов является **высококонцентрированным и характеризуется «жесткой» олигополией**. В таблице 2 приведены показатели рыночной концентрации в сравнении со среднероссийскими.

Покупателями на розничном рынке нефтепродуктов Тюменской области в первую очередь выступают владельцы транспортных средств – как частные, так и корпоративные. Поскольку сведения

об этой группе имеются в управлении ГИБДД УВД Тюменской области (без АО), обратимся к таблице 3. По состоянию на 1.01.11 г. состав автопарка региона увеличился на 13 860 единиц техники (на 3%) в основном за счет роста количества легковых автомобилей (на 1671 ед.), которые составляют более 86% автопарка. Количество автобусов за исследуемый период выросло на 5%, грузовых автомобилей – на 4%.

Кроме местных транспортных средств, территорию области ежедневно пересекают тысячи единиц транзитного транс-



Таблица 3

СОСТАВ АВТОПАРКА ЮГА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ на 1.01.2011 г. (без учета транзитного транспорта)				
Виды автомобилей	Годы		Изменение	
	2010	2011	абсолютное	относительное, %
Грузовые автомобили	46614	48285	1671	104
Автобусы	6638	6967	329	105
Автомобили легковые	373581	386111	12530	103
Спецтехника	6367	5697	-670	89
Итого	433 200	447 060	13 860	103

Источник: данные управления ГИБДД УВД Тюменской области (без АО).

порта. Специфика регионального рынка нефтепродуктов состоит в том, что количество единиц транзитного автотранспорта, в том числе и иностранных, проходящих через территорию области и заправливающих на ее автозаправочных станциях, значительно превосходит число местных автомобилей. Это обусловлено тем, что по территории Тюменской области проходит три автомобильные дороги федерального значения: автотрасса Тюмень – Ханты-Мансийск – Сургут – Нижневартовск – Уренгой, Тюмень – Ялуторовск – Ишим – Омск и Екатеринбург – Тюмень. Причем в качестве транзитного транспорта выступают в основном большегрузные автопоезда («фуры»), топливные баки которых по объему значительно превышают вместимость баков местных автомобилей. Таким образом, можно утверждать, что транзитные автотранспортные средства в качестве потребителей нефтепродуктов имеют существенную долю в общем объеме потребления.

Теперь о **структуре регионального рынка нефтепродуктов** в разрезе **основных потребителей**. Из рисунка 5 видно, что наибольший удельный вес занимает **легковой автотранспорт**. Данный сегмент потребителей бензина развивается наиболее динамично. Прослеживается тенденция к изменению соотношения между отечественными и зарубежными марками автомобилей в пользу последних (37%

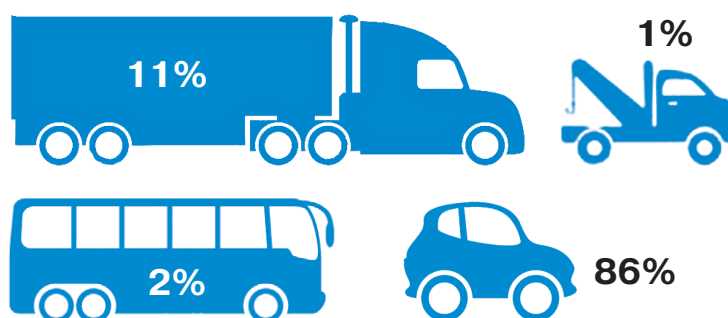
СТРУКТУРА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ, %

Рис. 5

СТРУКТУРА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА, %



Рис. 6

общего парка легковых автомобилей в 2011 г.), в том числе подержанных. Как иностранные, так и новые отечественные автомобили потребляют, как правило, высокооктановый бензин. Таким образом, увеличивается общий спрос на бен-

зин и растет потребление высокооктанового бензина.

Прямо противоположная ситуация наблюдается со стороны пассажирских автобусов, если исключить такси. В последние годы в Тюмени активно развивается частный



**ДИНАМИКА ОБЪЕМОВ РЕАЛИЗАЦИИ
АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ И ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА
в 1998–2011 гг., тыс. тонн**

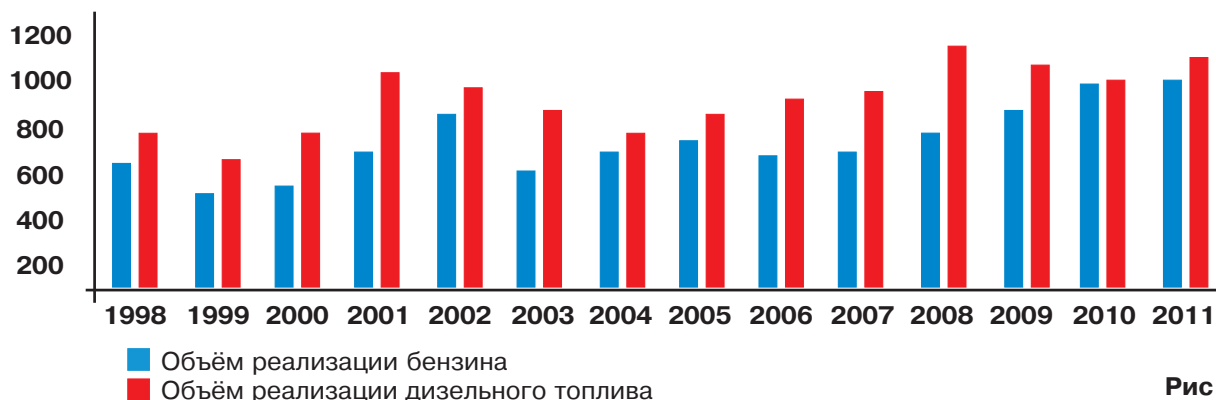


Рис. 7

рынок пассажирских услуг. Вследствие увеличения объема коммерческих пассажирских перевозок маршрутными микроавтобусами растет спрос на низкооктановый бензин.

Ситуация с потреблением бензина **грузовым автотранспортом** во многом идентична потреблению пассажирских автобусов. Обновление грузового автотранспорта идет менее интенсивно, чем легкового, поэтому увеличение парка грузовиков происходит весьма умеренными темпами. Наименьшую долю потребления занимает **сельхозтехника**. Хотя на Юге Тюменской области достаточно развито сельскохозяйственное

производство, потребление бензина носит в основном сезонный характер, поэтому на долю сельского хозяйства приходится 7% потребления.

На рынке **дизельного топлива** покупателями являются все те же потребители (рис. 6) с перераспределением долей в общей структуре потребителей дизтоплива в пользу грузового автотранспорта. Конечными потребителями дизельного топлива в регионе являются грузовые автомобили (около 35% потребления), железнодорожный транспорт (12%), автобусы (около 15%), водный транспорт (10%) и сельское хозяйство (8%). Другими потреби-

телями являются оборонная техника, легковые автомобили и специализированные машины (снегоуборочная, лесозаготовительная, строительная техника и т.п.).

Факторами, способствующими увеличению потребления дизельного топлива на Юге Тюменской области, являются:

- рост грузооборота автотранспорта. Более 70% от общего объема перевозок грузов и пассажиров в регионе осуществляется автомобильным транспортом. Он находится вне конкуренции при доставке грузов на небольшие расстояния (до 1–1,5 тыс. км);

Таблица 4

ОБЪЕМ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ТЕРРИТОРИИ ЮГА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ за 1998–2011 гг.						
Год	Объем реализованных нефтепродуктов, всего,		в том числе			
			бензин		дизельное топливо	
	тыс. т	млн руб.	тыс. т	млн руб.	тыс. т	млн руб.
1998	1 227,6	1 066,5	541,4	563,8	686,2	502,7
1999	994,8	2 300,4	426,0	1 038,6	568,8	1 261,8
2000	1 140,8	5 558,2	461,7	2 455,1	679,1	3 103,1
2001	1 546,1	8 677,9	594,9	3 448,7	951,2	5 229,2
2002	1 654,1	9 933,1	767,4	5 019,6	886,7	4 913,5
2003	1 311,9	8 252,9	528,8	3 444,4	783,1	4 808,5
2004	1 309,4	10 931,1	615,2	5 291,1	694,2	5 640,0
2005	1 410,6	15 840,8	647,5	6 906,2	763,1	8 934,6
2006	1 425,3	18 375,7	588,7	7 358,3	836,6	11 017,4
2007	1 464,5	20 284,9	601,9	8 930,6	862,6	11 354,3
2008	1 763,3	23 812,9	694,4	10 066,3	1 068,9	13 746,6
2009	1 783,4	34 535,9	792,2	17 190,7	991,2	17 345,1
2010	1 804,6	34 543,8	891,2	19 838,1	913,4	14 705,7
2011	1 935,5	41 834,0	916,5	17 887,5	1 019,0	23 946,5



● стабильный спрос со стороны железных дорог и сельскохозяйственных производителей. Приход в сельскохозяйственную отрасль крупного бизнеса сделал возможным относительное обновление парка сельхозтехники в основном за счет дизельных моделей;

● стабильный спрос со стороны водного транспорта. Это связано прежде всего с увеличением грузооборота внутреннего водного транспорта.

Основные **показатели реализации нефтепродуктов** на Юге Тюменской области с 1998 по 2011 г. представлены в таблице 4. Как видим, **емкость регионального рынка** нефтепродуктов в этот период **увеличивалась**. В отдельные годы, в частности, в 1999 и 2003, наблюдался спад спроса на нефтепродукты, что показано на графике (рисунок 1.13.). В 1999 г. объем реализации снизился на 21%, в 2003 г. – на 26%. Существенный спад связан с рядом причин, среди которых могут быть уменьшение производства нефтепродуктов на НПЗ, являющихся основными поставщиками топлива, рост объемов экспортных поставок и т.д. В остальные годы уровень реализации увеличивался.

Пик спроса на бензин и дизтопливо отмечается в 2002 и 2011 гг., тогда объем реализации достиг максимума (1654,1 и 1935,5 тыс. тонн соответственно). Структура реализации по видам нефтепродуктов в 2011 г. представлена на рисунке 8. Потребление по видам нефтепродуктов распределяется так: по дизельному топливу – 51%, по бензину – 49%, причем высокооктановые бензины (АИ-95 и АИ-98) занимают незначительную долю – 10%.

Построенные автором трендовые модели динамики объема реализации позволяют предположить тенденции развития рынка нефтепродуктов (рисунки 9 и 10).

СТРУКТУРА РЕАЛИЗАЦИИ ПО ВИДАМ НЕФТЕПРОДУКТОВ в 2011 г., %

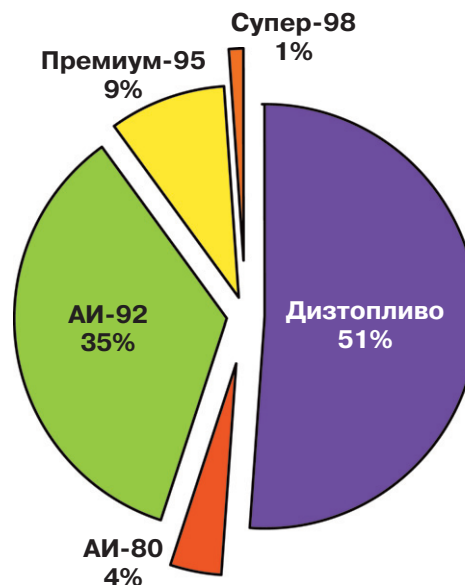


Рис. 8

ЛИНИЯ ТРЕНДА ОБЪЕМА РЕАЛИЗАЦИИ БЕНЗИНА

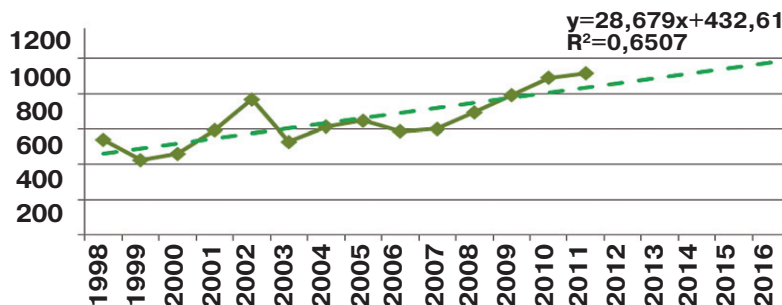


Рис. 9

ЛИНИЯ ТРЕНДА ОБЪЕМА ПРОДАЖ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

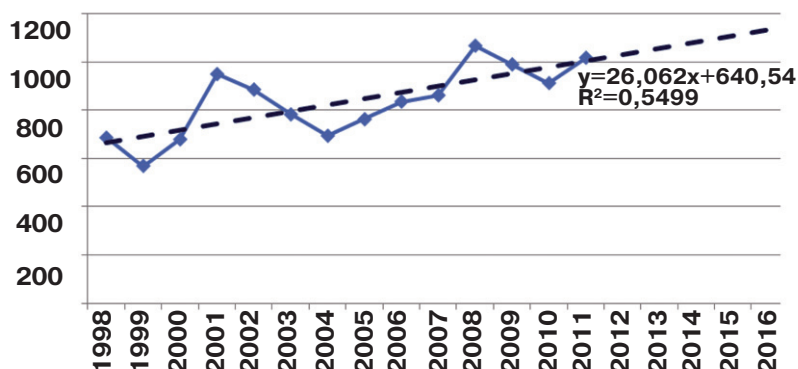


Рис. 10

В таблице 5 и на рисунке 11 показана динамика средних потребительских цен на основ-

ные виды нефтепродуктов.

За рассматриваемый период наблюдается неуклон-



ный рост цен, среднегодовые темпы прироста составили по бензинам 6%, по дизельному топливу – 8%. Прогноз средних цен на нефтепродукты представлен на рисунке 12.

На текущие цены нефтепродуктов, как известно, влияет множество факторов: объективных (мировая цена на нефть, налоговая политика государства, баланс спроса и предложения), а также субъективных (поведение участников рынка, политика нефтяных компаний и др.). Одна из главных причин формирования завышенных цен на бензин в России заключается в таможенной и налоговой политике государства. В структуре цены литра бензина доля налогов составляет 50–55%, из которых примерно 20% приходится на НДС (налог на добычу полезных ископаемых) и 15% – на акциз (структура цены на примере бензина марки АИ-92 представлена в таблице 6). Как видим, величина налоговой составляющей в розничной цене бензина АИ-92 с учетом рентабельности всех звеньев производственной цепочки (НПЗ → оптовая сбытовая компания → розничный продавец (АЗС) → потребитель) составляет 51%. Кроме того, поскольку на территории Тюменской области отсутствуют нефтеперерабатывающие мощности, транспортная составляющая в цене занимает 10%; около 17% составляет наценка оптовых и розничных продавцов. Для сравнения скажем: в странах Европы наценка оптово-розничного звена не превышает 11%.

Монополизация и вертикальная интеграция нефтяных компаний приводит к высокому уровню рентабельности. Стремление вертикально-интегрированных компаний к монополии на продукты нефтепереработки и фактический контроль всей региональной

Таблица 5

СРЕДНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЬСКИЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЕПРОДУКТЫ ПО ЮГУ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ, руб./л					
Наименование нефтепродукта	Годы				
	2007	2008	2009	2010	2011
Дизельное топливо	21,15	21,17	18,64	23,85	27,25
Бензин автомобильный марки АИ-76 (АИ-80)	17,00	17,30	19,45	19,83	24,48
Бензин автомобильный марки АИ-92 (АИ-93 и т.п.)	20,79	19,47	21,52	23,14	26,43
Бензин автомобильный марки АИ-95 и выше	22,13	22,44	23,37	24,61	27,8

ДИНАМИКА СРЕДНИХ ЦЕН НА НЕФТЕПРОДУКТЫ

руб./л

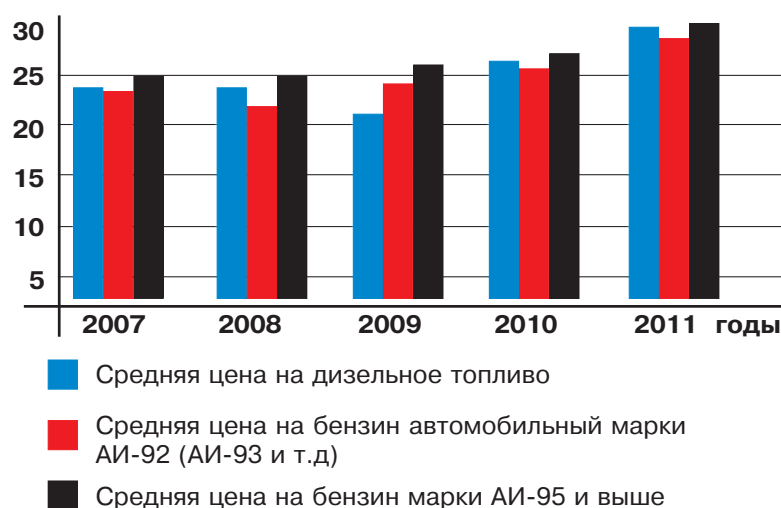


Рис. 11

Таблица 6

СТРУКТУРА РОЗНИЧНОЙ ЦЕНЫ НА БЕНЗИН МАРКИ АИ-92 в 2011 г. (%)	
Наименование	Значение
Стоимость нефти (без НДС)	13
НДС	20
Стоимость переработки на НПЗ	17
Акциз	15
Наценка оптового продавца	4
Транспортные расходы	2
Наценка розничного звена	13
НДС	16
Итого	100



технологической инфраструктуры ведет к ограничению конкуренции на рынке. В таких условиях реализация механизмов рыночной экономики затруднена.

На территории Юга Тюменской области наблюдается изменение спроса на автомобильные бензины и дизельное топливо в зависимости от сезона. Сезонность спроса выражается в значительном снижении потребления автомобильного бензина и дизельного топлива в зимний период сельскохозяйственными предприятиями, а также относительным снижением потребления автомобильного бензина и дизельного топлива со стороны автовладельцев – физических лиц, и ростом спроса на бензин в летние месяцы, в том числе в период проведения посевных работ. Пик объема продаж автомобильного бензина, реализуемого через АЗС региона, в 2011 г. пришелся на август, дизельного топлива – на сентябрь. Индексы сезонности, рассчитанные автором, приведены на рисунке 13.

Таким образом, **рынок нефтепродуктов характеризуется** ярко выраженной **сезонностью**. В летние месяцы объемы продаж увеличиваются на 30% по сравнению с минимальными объемами зимой. При том, что спрос в зимнее время падает, снижения цен на нефтепродукты не происходит. Это еще раз подтверждает их неэластичность на рынке.

На основании проведенного анализа локального рынка нефтепродуктов Юга Тюменской области можно сделать **вывод о недостаточной развитости конкурентных отношений** и неравномерности присутствия хозяйствующих субъектов. При этом **степень рыночной концентрации** на локальном



Рис. 12

рынке значительно **выше**, чем на общероссийском уровне, а **олигополия**, образуемая несколькими поставщиками, **носит доминируемый характер**. Сложившиеся условия рынка способствуют возможности согласованных действий крупных предприятий нефтепродукто-

обеспечения, направленных на ограничение конкуренции на локальном рынке нефтепродуктов, а также применению нерыночных механизмов ценообразования. Эти и другие причины обуславливают необходимость дальнейшего развития экономического регулирования.

ИНДЕКСЫ СЕЗОННОСТИ НЕФТЕПРОДУКТОВ



Рис. 13



Экономические инструменты регулирования локального рынка нефтепродуктов: практика и ее совершенствование

Время, когда государственная политика в экономике страны была «отпущена в отставку», а развитие предоставлено только «саморегулирующемуся рыночному механизму», миновало. Вновь встал вопрос об эффективности корректирующей государственной политики. Вот почему анализ механизма регулирования функционирования локального рынка нефтепродуктов, исследованный автором, представляет интерес и актуален.

Ценовой индикатор. Оговорим. Индикаторы эффективности регулирования рынка нефтепродуктов, используемые в настоящее время, основываются лишь на рекомендациях инструментариев государственного регулирования. Что касается критериев и диапазона их

допустимости, нормативно они не определены. К тому же практически не задействован региональный потенциал государственного регулирования. Замечание это относится ко всем инструментам и в частности к такому, как ценовой индикатор. Между тем повышение стабильности ценовой конъюнктуры на внутреннем рынке нефтепродуктов является системной задачей, для решения которой органы исполнительной власти должны использовать комплекс мер. При этом важно подчеркнуть характер мер: не предусматривающих прямого вмешательства в ценообразование на нефтепродукты, а способствующих формированию конкурентной среды в отрасли, в том числе определение ценового индикатора в соответствии с методикой формульного образования.

Подходы к вопросам индикаторов в ценообразовании находятся на стадии обсуждения. Наиболее обоснованными, на наш взгляд, являются предложения методик расчета оптовых цен на нефтепродукты компании «ЛУКОЙЛ», ФАС РФ и Минэнерго РФ (таблица 1) [6].

Основные преимущества и недостатки рассмотренных ценовых методик представлены в таблице 2.

На примере цен на бензин марки «Премиум-95» автором проанализированы предлагаемые подходы формульного ценообразования, проведены сравнительные расчеты, обосновано, что наиболее приемлемым и отвечающим рыночным требованиям является формула, предложенная Федеральной антимонопольной службой России (таблица 3).

Таблица 1

ФОРМУЛЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА НЕФТЕПРОДУКТЫ			
Индикатор методики	Базис формулы	Отклонение	Следствие
ФАС	Экспортный эквивалент (нет-бак)	Отклонение от эквивалента на 1–2%	Поддержание минимального уровня цен на нефтепродукты на российском рынке
$C_{\text{нпз}} = NB_{\text{нпз}} \pm 1-2\%$			
Минэнерго	Экспортный эквивалент (нет-бак)	Возможность превышения цены над эквивалентом до 20%	Поддержание среднего уровня цен на нефтепродукты на внутреннем рынке
$C_{\text{нпз}} = NB_{\text{нпз}} * (1+20/100)$			
ВИНК (ЛУКОЙЛ)	Приведенная мировая цена (экспортный эквивалент без учета трансп. расходов)	Отклонение от приведенной мировой цены на 20% вниз или вверх	Допускается максимальный уровень цен на нефтепродукты в России
$C_{\text{нпз}} = C_{\text{пм}} \pm 20\%$			

Источник: здесь и далее составлено автором, если не указано иное.



Таблица 2

ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЦЕН НА НЕФТЕПРОДУКТЫ		
Формула	Достоинства	Недостатки
ЛУКОЙЛ	Простота, удобство в применении и исключение неоднозначных трактовок. Предусматривает премию при поставке нефтепродуктов на внутренний рынок	40% диапазон допустимого отклонения цены и принятие в качестве базового параметра приведенной мировой цены, которая в отличие от цены net-back не учитывает транспортных затрат
Минэнерго	Научный подход. Предусматривает премию при поставке нефтепродуктов на внутренний рынок	Высокий уровень допустимых цен, который покрывает неэффективную логистику нефтепродуктов и препятствует формированию конкурентной среды
ФАС	Стимулирует конкуренцию на рынке нефтепродуктов. Цены в силу их жесткой привязки к net-back для маркерного НПЗ делают неэффективными многокилометровые железнодорожные перевозки нефтепродуктов. Предусматривает премию при поставке нефтепродуктов на внутренний рынок	Способствует повышению конкурентоспособности большинства российских НПЗ, вынужденных оптимизировать затраты. Приведет к разбросу значений net-back по НПЗ, следствием станет существенное различие цен в регионах страны

При расчете транспортных расходов от базиса до границы принималось, что бензин отправляется с Омского НПЗ до порта Туапсе-Сортировочная.

Расчеты показали, что фактические цены завышены по сравнению с расчетными индикаторами цен. Самая низкая оптовая цена на бензин получилась по формуле Минэнерго, самая высокая – по формуле «ЛУКОЙла». Обобщив основные недостатки формул, предложенных нефтяниками и Минэнерго, можно заключить, что отраслевые оправдывают несправедливо завышенный уровень цен на нефтепродукты в России, компенсирующий дополнительные затраты, возникающие из-за неэффективной логистики нефтепродуктов. Тем самым возникает препятствие развитию конкуренции на внутреннем рынке топлива, делается нецелесообразным проведение сделок по купле-продаже и своповых операций между ВИНК. Позиция ФАС представляется более обоснованной – возможность отклоняться от net-back на 5% (средний диапазон отклонений мировых цен от тренда) [31].

Существенным недостатком всех предложенных методик расчета цены на нефтепродукты является то, что они определяют соответствие цен рыночным, основываясь на следующих критериях: по крупнооптовому каналу сбыта (реализация продукции с НПЗ) и только по ограниченному кругу нефтепродуктов. При этом не учитываются региональные особенности формирования цен (корректирующий коэффициент). Выполнив расчет на основании выявления среднего значения цен на нефтепродукты по регионам Российской Федерации и соотнеся с ним цены, сложившиеся в регионе, установлено, что, к примеру, коэффициент для Тюменской области составляет в среднем

Таблица 3

ЦЕНА НА БЕНЗИН МАРКИ «ПРЕМИУМ-95» в 2012 г.				
(руб./т)				
Методика расчета	Январь	Апрель	Июль	Октябрь
Формула «ЛУКОЙла»:				
– средняя величина	27986,07	22780,10	30360,86	28356,20
– верхний предел	33583,29	27336,12	36433,03	34027,44
– нижний предел	22388,86	18224,08	24288,69	22684,96
Формула ФАС РФ:				
– чистый net-back	25748,34	20172,19	27801,32	25774,83
– премиальный net-back	26728,48	21152,32	28781,46	26754,97
– возможный net-back	27139,07	21562,91	29192,05	27165,56
Формула Минэнерго РФ	23262,61	17341,13	26013,24	23791,72
Средняя рыночная цена (факт)	34082			

по бензинам 1,08, по дизельному топливу – 1,04.

Повышение стабильности ценовой конъюнктуры на внут-

реннем рынке нефтепродуктов является системной задачей, для ее решения государственным органам необходимо



Таблица 4

РАСЧЕТ ПРЕДЛАГАЕМОЙ СТАВКИ АКЦИЗА			
Показатель	Факт (2012 г.)	Предлагаемое значение	Изменение
Цена бензина АИ-92 (без НДС), руб./т	32857	34192	1335
в том числе акциз, руб./т	9693	11028	1335
Цена бензина АИ-92 без учета акциза, руб./т	23164	23164	0
Цена бензина АИ-95 (без НДС), руб./т	35527	34192	– 1335
в том числе акциз, руб./т	9894	8559	– 1335
Цена бензина АИ-95 без учета акциза, руб./т	25633	25633	0

реализовать комплекс мер, способствующих формированию конкурентной среды в отрасли, не предусматривающих прямого вмешательства в ценообразование на нефтепродукты [14]. Можно рассматривать справедливым такой уровень цен, который создает экономическую мотивацию для участников рынка по приоритетному обеспечению внутреннего рынка нефтепродуктами, развитию нефтепереработки и повышению качества выпускаемой продукции [17].

Налоговое регулирование. Наиболее существенное влияние на уровень цены на нефтепродукты оказывает величина акциза (более 25%). С 2011 г. введен новый порядок установления ставок, предусматривающий их относительное понижение с повышением качества автомобильных топлив. Такой подход является оправданным, учитывая введение технических стандартов, предполагающих снятие с производства низкокачественных нефтепродуктов (ниже Евро-3) до конца 2012 г. Однако ситуация на рынке не изменилась, прежде всего потому, что большинство автомобилей в России ориентировано на потребление низкооктановых бензинов (их доля в общем объеме продаж бензинов занимает около 80%). Таким образом, важно обеспечить не только предложение, но и подготовить спрос – мотивировать покупателей приобретать более качественное авто-

мобильное топливо. Учитывая, что высокий объем потребления обусловлен более низкой ценой, на наш взгляд, разумно установить ставку акциза таким образом, чтобы цена высокооктановых бензинов была выгодна потребителям. Для этого цены бензинов АИ-92 и АИ-95 следует усреднить, используя механизм обложения акцизами (таблица 4). Для потребителя при равнозначной цене будет выгоднее приобретать топливо более высокого качества, а для производителей – выгоднее производить, так как ставка акциза ниже.

При этом формирование цен в сторону их сближения должно происходить поэтапно (не быстрее, чем за год), так как одновременный прирост цены АИ-92 за счет увеличения акциза в размере 3,5% может вызвать нарекания со стороны автовладельцев. Дальнейшие мероприятия по льготированию производства и потребления высококачественных бензинов позволят к 2020 г. полностью сократить потребление АИ-92 и сделать преимуществом потребление АИ-95 (таблица 5).

Такой подход к формированию ставок акцизов на нефте-

продукты представляется более рациональным для мотивации реструктуризации нефтепереработки и для переориентации спроса в сторону более экологичных бензинов. Аналогичный подход можно применять и для установления ставок акциза на дизельное топливо.

Учитывая то обстоятельство, что в настоящее время барьеры для входа на рынок нефтепродуктов высоки, в частности, для развития независимой нефтепереработки требуется значительная сумма первоначальных инвестиций, необходимо предусмотреть льготы для новых хозяйствующих субъектов, прежде всего в региональной части налогов. Автором предлагается предоставлять льготы субъектам малого и среднего бизнеса в сфере нефтепродуктообеспечения:

- по региональной части налога на прибыль: в первый год – 0%, второй – 25%, третий – 50%, четвертый – 75%, пятый год и далее 100% от региональной части ставки;

- по налогу на имущество: в первые три года – полное освобождение, затем обычный способ налогообложения.

В соответствии с проектом ФЗ «Об особенностях оборота

Таблица 5

ПРОГНОЗ СТРУКТУРЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ БЕНЗИНОВ					
Год	АИ-80	АИ-92	АИ-95	АИ-98	Итого
2012	8,1	71,5	18,3	2,1	100
2016	1,1	61,1	35,0	2,8	100
2020	0	0	94,0	6,0	100



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ в 2012 г., млн тонн

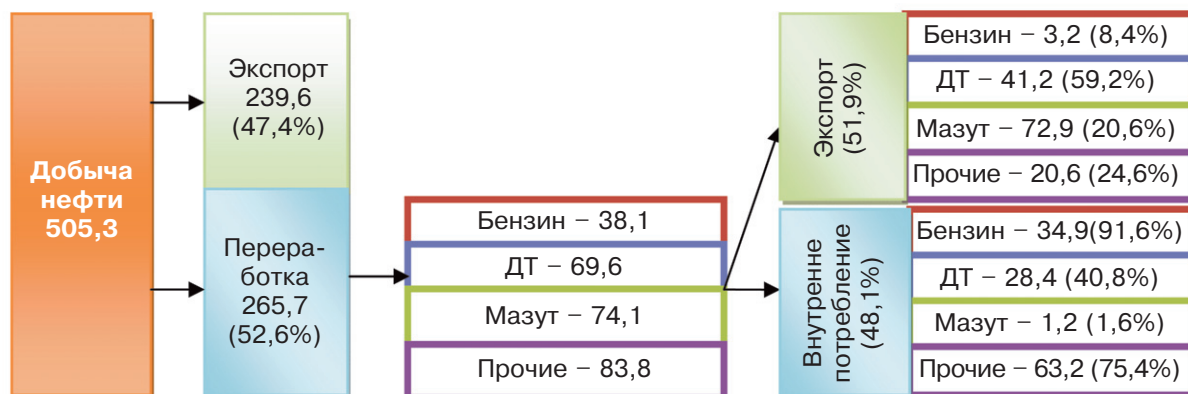


Рис. 1

нефти и нефтепродуктов в Российской Федерации» [6] устанавливается запрет на совмещение оптовой и розничной торговли хозяйствующим субъектам, занимающим доминирующее положение (с долей на рынке более 35%) на соответствующем товарном рынке. В противном случае юридические лица подлежат принудительной реорганизации. По мнению автора, такая мера является нерациональной, учитывая наличие четких отлаженных хозяйственных и коммерческих связей, нарабатываемых десятилетиями. Разрушение таких связей в рамках ВИНК, занимающих доминирующее положение в регионах, неизбежно приведет к дестабилизации системы нефтепродуктообеспечения. Создание условий для эффективного функционирования и развития рынка нефтепродуктов должно осуществляться в первую очередь за счет ограничения рыночной власти интегрированных компаний (экономическими методами, а не запретами) и снижения барьеров входа на рынок новых независимых участников (за счет льготного налогообложения и других экономических стимулов).

В целях ограничительной меры для доминирующих ВИНК в качестве альтернативы реструктуризации автором предлагается введение регионально-

го налога с продаж при продаже нефтепродуктов с нефтебазы ВИНК своим автозаправочным станциям в размере 2% от выручки. Это сможет решить несколько задач. Во-первых, частично компенсирует недополучение налогов при предоставлении льгот для вновь входящих на рынок хозяйствующих субъектов. Во-вторых, будет стимулировать ВИНК для повышения технического уровня с целью снижения издержек и сохранения доходности. В-третьих, в какой-то степени уравняет АЗС в условиях приобретения нефтепродуктов. В-четвертых, если нефтяной компании будет невыгодно платить такой налог, она может добровольно осуществить выделение АЗС из своего состава, чтобы доля розницы была до 35%, в этом случае компания считается недоминирующей и не является плательщиком налога.

При помощи использования налоговых инструментов можно стимулировать входение на локальный рынок новых участников, повысить качество предлагаемых нефтепродуктов, ограничить рыночную власть доминирующих вертикально-интегрированных нефтяных компаний.

Таможенное регулирование. Повышение предложения на внутренних локальных рынках высококачественных нефтепродуктов, а также изменение

структуры экспорта нефтепродуктов в сторону повышения доли высокооктановых бензинов возможно при условии совершенствования экспортного таможенного тарифа. В настоящее время невысокая глубина нефтепереработки обуславливает недонасыщенность внутреннего рынка качественными нефтепродуктами, а также высокий удельный вес экспорта темных нефтепродуктов (мазута).

Чтобы преодолеть эту ситуацию, автором предлагается произвести качественную и количественную дифференциацию действующей шкалы ставок экспортных пошлин. Качественная дифференциация подразумевает разбиение существующих категорий экспортных товаров на подкатегории в зависимости от качества топлива. В настоящее время весь экспортируемый автомобильный бензин объединен в группу «бензины товарные» и облагается пошлиной вне зависимости от его качественных характеристик. В 2011 г. произошло изменение в уровне ставок экспортных пошлин для светлых и темных нефтепродуктов. В таблице 6 представлены коэффициенты к экспортной пошлине на нефть в соответствии с формулой «60-66-90». С 2015 г. ставки экспортных пошлин на темные нефтепродукты будут повышены до уровня пошлины



на сырую нефть. Введенная система не принесла должного эффекта. Установление экспортной пошлины на темные нефтепродукты на уровне 66% от ставки на сырую нефть предполагалось с целью ограничения вывоза мазута. В итоге экспорт темных нефтепродуктов снизился незначительно. Введение нового порядка не слишком повлияло на экспорт, так как снижение объемов экспорта началось раньше, с третьего квартала 2011 г.

Учитывая несоответствие интересов нефтяных компаний и государства (не секрет, что для ВИНК поставки на экспорт сырой нефти и темных нефтепродуктов выгодны), необходимо создать стимулы и заинтересовать компании в организации глубокой нефтепереработки в стране. Необходимо, в частности, продолжить повышение вывозной ставки на темные нефтепродукты, а именно на мазут, возможно, вплоть до установления запретительного уровня раньше предполагаемого срока – 2015 г. Произведенный расчет показал, что для максимального сокращения экспорта мазута необходимо установление запретительной ставки в размере 1,8 от уровня ставки нефти. Прогноз экспорта мазута при введении вывозной пошлины на мазут на уровне, почти вдвое превышающим пошлины на нефть, представлен на рисунке 2.

Предполагается, что после установления запретительной вывозной пошлины экспорт мазута резко упадет. Нерентабельность вывоза мазута приведет к его избыточным накоплениям и подтолкнет ВИНК к направлению мазута на более глубокую переработку. С одной стороны, это снизит доходы компаний и увеличит их затраты на переработку мазута до выхода светлых нефтепродуктов (топливо, дистилляты), с другой стороны – данная мера

Таблица 6
РАСЧЕТНЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ В ОТНОШЕНИИ ОТДЕЛЬНЫХ КАТЕГОРИЙ ТОВАРОВ, ВЫРАБОТАННЫХ ИЗ НЕФТИ

Наименование позиции	Коэффициент		
	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Легкие дистилляты	0,67	0,64	0,60
Средние дистилляты	0,67	0,64	0,60
Дизельное топливо	0,67	0,64	0,60
Мазут	0,467	0,529	0,60
Масла смазочные, прочие	0,467	0,529	0,60
Отработанные нефтепродукты	0,467	0,529	0,60
Вазелин и парафин	0,467	0,529	0,60
Кокс нефтяной и битум нефтяной	0,467	0,529	0,60

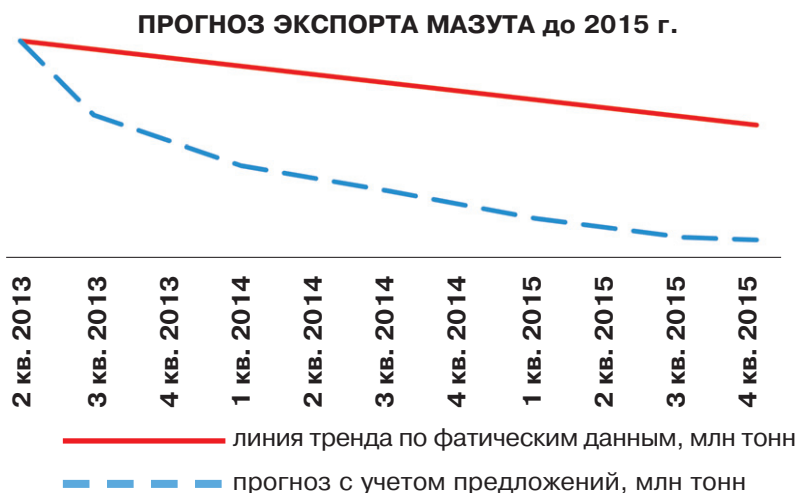


Рис. 2

будет способствовать качественному развитию нефтяной промышленности. Для более быстрого осуществления модернизации НПЗ предлагается применять льготу при экспорте высококачественных нефтепродуктов. Льгота на экспорт высокооктановых бензинов (АИ-95 и АИ-98) будет предоставляться только компаниям, вкладывающим в развитие нефтепереработки. По данным департамента переработки нефти и газа Минэнерго, сумма, которую планируется вложить в строительство и модернизацию, составит примерно 1,5 трлн руб.

Как показали расчеты, наиболее рациональным будет снижение ставки экспортной

пошлины в размере 20% на бензин марки АИ 95 и на 30% – на бензин марки АИ-98 (при условии инвестирования этих средств в модернизацию). Предоставление льгот должно обязать Ростехнадзор проводить усиленную проверку качества бензина, поставляемого на экспорт. При выявлении несоответствия качества бензина льгота не должна предоставляться. При снижении пошлины на бензин конкурентоспособность нефтяных компаний на внешнем рынке увеличится за счет повышения качества бензина и более низкой цены (в результате снижения экспортной пошлины). Качественное развитие нефтепереработки в рамках ВИНК и их экспортная



ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ ТАМОЖЕННОЙ ПОШЛИНЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОБЪЕМА ЭКСПОРТА

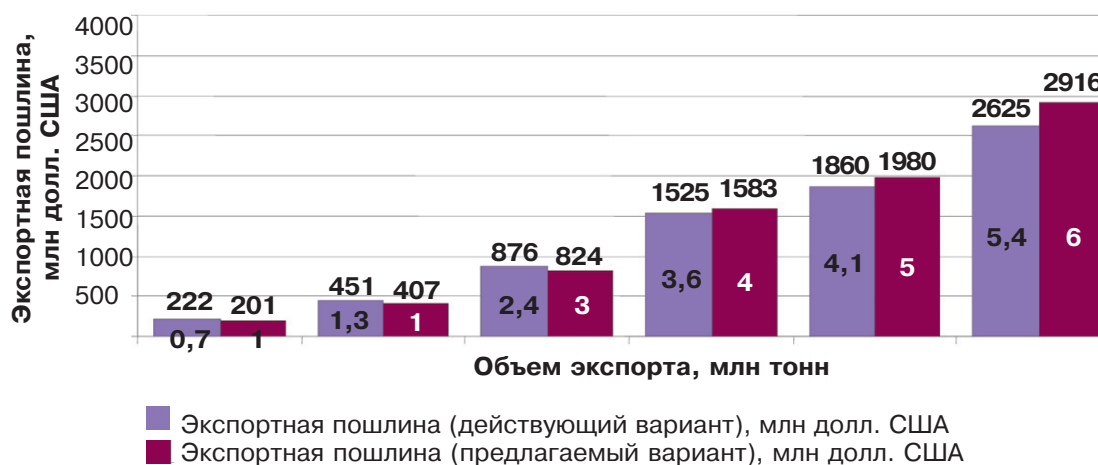


Рис. 3

ориентация позволит создать условия входа на внутренние локальные рынки нефтепродуктов новых независимых участников в лице малых и средних предприятий.

В целях недопущения дефицита нефтепродуктов на внутреннем рынке предлагается применять дифференцированный подход к установлению экспортной пошлины в зависимости от объемов экспорта (рисунк 3).

Помимо влияния на ставки таможенных пошлин государство сможет устанавливать количественные границы экспорта и исключить возможность дефицита на внутреннем рынке.

Биржевое регулирование. Действенным механизмом реализации конкурентных отношений является товарная биржа. В настоящее время биржевая торговля нефтепродуктами в России осуществляется на трех площадках [19]: «Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже» (СПбМТСБ), «Межрегиональной бирже нефтегазового комплекса» (МБНК) и бирже «Санкт-Петербург». Объемы биржевых торгов к концу 2010 г. составили около 10% от всего торгового объема [20]. Все три биржевые площадки открыли

торговлю нефтепродуктами в третьем квартале 2008 г. За следующие два года объем продаж увеличился в 23,08 раза (с 97,9 тыс. т до 2 260,1 тыс. т), а совокупный оборот нефтепродуктов возрос с 2 301,4 млн руб. до 40 127,4 млн руб., то есть в 17,43 раза. Наиболее продаваемым товаром является дизельное топливо (35%), на долю автомобильного бензина приходится 28% от всего объема, пятую часть (21%) объема составляет мазут, доля авиационного керосина – 15%, на остальные нефтепродукты приходится около 1%. Важно отметить, что наибольшую заинтересованность в работе через биржевые площадки выразили компании с высокой долей государственного капитала («Роснефть» и «Газпром нефть»), чья совместная доля в общем объеме продаж составила 53%.

Среди основных проблем, тормозящих развитие биржевой торговли, можно отметить следующие:

- нерегулярность предложения нефтепродуктов на биржах;
- отсутствие единого конкурентного поля между площадками;
- низкая ликвидность;
- отсутствие стимулов для участия в биржевой торговле;

● малое количество участников и торговых сделок.

На биржевом рынке отсутствует также необходимый для построения активного рынка объем продаж. Производители нефтепродуктов не стремятся продавать большие объемы через биржу, ссылаясь на отсутствие эффективных механизмов торговли и недостаточную правовую поддержку [20]. Для развития биржевой торговли на рынке нефти и нефтепродуктов необходимо, во-первых, создать стимулы для компаний; во-вторых – специальную систему, которая бы обеспечивала формирование конкурентного климата.

Кроме трех нефтегазовых бирж, торги нефтепродуктами проводятся на электронной торговой площадке (ЭТП) eOil. Эта площадка открылась в 2006 г. Ее основным функциональным отличием от товарной биржи является то, что eOil не проводит клиринг. Торговая площадка создавалась без активного участия государства, поэтому ее известность ниже, чем у широко разрекламированных товарных бирж, однако участники рынка нефтепродуктов оценили удобство торговой площадки – в 2010 г. объем торгов на eOil значительно превысил совокупный объем всех



трех бирж: 65% объема всех торгов по нефтепродуктам, проведенных на специализированных торговых площадках в 2010 г., приходится на негосударственную ЭТП eOil. Основными участниками биржевых торгов являются ВИНК (8 компаний) и прочие относительно крупные рыночные структуры, тогда как на eOil зарегистрировано свыше 1000 активных участников (из числа ВИНК на ЭТП представлена только компания «Газпром нефть»). Ежедневно на ЭТП регистрируется свыше сотни сделок купли-продажи, на основе цен которых формируются соответствующие индексы.

Еще одним конкурентным преимуществом ЭТП являются дополнительные сервисы, например, транспортно-тарифный калькулятор. Используя базу данных транспортных тарифов, торговая система eOil самостоятельно производит расчет возможных вариантов поставки нефтепродуктов, выбирая самые эффективные. Кроме стоимости транспортировки система учитывает расходы на погрузку и разгрузку товара, а также таможенные сборы в случае осуществления экспортных поставок. Результаты анализа показывают, что успешность ЭТП объясняется естественными конкурентными преимуществами: доступность, современный формат, простота и функциональность выгодно отличают eOil от классических товарно-сырьевых бирж. Биржа как инфраструктурная организация, формирующая спотовый и срочный рынки, позволяет с использованием современных биржевых технологий успешно решать проблему повышения прозрачности ценообразования на нефтепродукты, создает механизм, стимулирующий конкуренцию на внутреннем рынке нефти и нефтепродуктов.

В 2012 г. ФАС России и Минэнерго России подготовили проект приказа об установлении для ВИНК минимальных объемов, продаваемых на биржевых торгах нефтепродуктов [28]. Проектом предполагается установить минимальную величину продаваемых на биржевых торгах нефтепродуктов, производимых и (или) реализуемых хозяйствующим субъектом, занимающим доминирующее положение на соответствующих товарных рынках, в том числе лицами, входящими в одну группу лиц с таким хозяйствующим субъектом, и (или) участниками биржевых торгов, которые действуют в интересах и за счет указанных лиц. Для автомобильных бензинов – 10% от объема производства; для дизельного топлива – 5%; для авиационного керосина – 10%; для мазута – 2%. Однако для эффективного функционирования товарной биржи этого количества недостаточно. Мировая практика показывает, что минимальным объемом торгов должно быть 20% от объема производства автомобильных бензинов, по 10% – дизельного топлива и авиационного керосина.

Задача осуществлять продажу нефти, нефтепродуктов и иных сырьевых ресурсов на товарных биржах в России с расчетами в рублях [1] актуализирует, по мнению автора, организацию электронной торговой площадки на региональном уровне. При этом главным условием должно быть увеличение независимых от ВИНК участников локального рынка нефтепродуктов как в оптовом, так и в розничном сегменте. Участие средних и малых предприятий по переработке и реализации нефтепродуктов в торгах в рамках такой торговой площадки позволит создать благоприятную основу для образования рыночной среды. Продавцы (производители) будут

иметь возможность продвигать свои нефтепродукты на условиях конкуренции, а покупатели (АЗС) получат широкий спектр альтернативных предложений.

Функционирование биржевой торговли обеспечит формирование объективных рыночных цен, будет способствовать развитию оптимальной логистической системы за счет минимизации транспортных расходов в результате продажи нефтепродуктов, производимых на территории региона. Несомненно, что совершенствование биржевых инструментов государственного регулирования создаст благоприятные условия для развития конкуренции на рынке нефтепродуктов.

Госрезерв. Эффективным инструментом экономического регулирования цен на нефтепродукты, а также сглаживания сезонного характера потребления данной продукции может выступать создание коммерческих резервных запасов. В настоящее время Россия, как и другие страны, имеет госрезерв нефтепродуктов, однако он рассчитан только на экстренные ситуации, связанные с проблемами безопасности и в социальной сфере. Создание коммерческого резерва нефтепродуктов, который бы существовал независимо от стратегического государственного резерва, в России активно обсуждается с 2005 г. За счет таких резервов при сезонном повышении цен на локальном рынке нефтепродуктов можно путем интервенции способствовать их снижению.

Оценивая данный инструмент регулирования положительно, мы произвели расчет резерва нефтепродуктов на Юге Тюменской области, применив исследование Минэнерго и Федерального агентства по энергетике. Оптимальный ежемесячный объем резервов топлива на юге региона вычислен



по формуле определения оптимального размера заказа [27]:

$$EOQ = \sqrt{\frac{2QC_m}{C_x}}, \quad (1)$$

где Q — средний уровень спроса в месяц, тонн; C_T — затраты, связанные с выполнением заказа, руб.; C_x — затраты, связанные хранением заказа, руб./тонн.

Отметим, что годовой объем необходимых коммерческих резервов может определяться правительством Тюменской области. С учетом того, что резкий подъем цен наблюдается в период весенне-, осенне-

полевых работ, наиболее благоприятным временем для закупки бензина и дизельного топлива является зимний период (декабрь–март), а для продажи — летний (июнь–сентябрь). Реализация резервных запасов в периоды резкого повышения спроса на нефтепродукты позволит стабилизировать ценовые скачки.

Оператором коммерческого резерва нефтепродуктов может стать территориальное отделение государственной компании ОАО «Роснефтегаз». Топливо может накапливаться как на НПЗ, так и в системе ОАО «Транснефть» на коммерческих

условиях. В 2011 г. с «Роснефтегазом» подписали рамочные договоры ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Роснефть», ОАО «Зарубежнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ТНК-ВР и группа «Альянс» о поставках нефтепродуктов [8]. Возможные варианты принадлежности коммерческого резервного фонда нефтепродуктов представлены в таблице 7.

Таким образом, наибольшие преимущества при сложившейся ситуации на рынке нефтепродуктов на Юге Тюменской области имеет вариант, при котором управление резервным фондом будет осуществлять

Таблица 7

ВАРИАНТЫ СОБСТВЕННОСТИ ЗАПАСОВ РЕЗЕРВНОГО ФОНДА		
Вариант собственности	Преимущества	Недостатки
Ассоциация нефтяных компаний	– высокая оперативность и рентабельность деятельности; – затраты и риски перелagаются на нефтяные компании.	– частная собственность; – учет интересов учредителей в первую очередь; – высокий риск установления неоправданно высоких цен на резервные продукты; – необходимость создания определенных структур для контроля за деятельностью управляющего фондом органа.
Минэнерго	– контроль государства; – доходы от управления резервом могут быть направлены на развитие энергетических систем.	– трудности при создании резерва; – самая низкая оперативность действий из всех трех вариантов; – отсутствие инфраструктуры управления, необходимость найма операторов, действующих на рынке, а также специальных соглашений с «Транснефтью» по хранению нефти, поставкам и т.п.
Акционерная государственная компания	– контроль государства; – высокая оперативность управления резервом за счет интеграции управления запасами и транспортными мощностями (при участии АК «Транснефть»); – более рациональное территориальное распределение резерва (резервуарных парках АК «Транснефть»); – возможность управления поставками посредством замещения; – доходы от управления резервом могут быть направлены на развитие сети нефтепроводов, мощностей резервуарного парка, системы учета и пр.	– значительные инвестиции в создание резерва; – необходимость создания системы контроля со стороны государства за деятельностью управляющего органа.



государственная акционерная компания. Эксперты считают, что стабилизация ценовых колебаний наиболее эффективно действует в случае равномерной продажи закупленных в начале года нефтепродуктов. Однако при таком варианте необходимы значительные мощности для хранения продукции. По мнению автора, при закупках нефтепродуктов в период наиболее низких рыночных цен и продажах во время сезонного увеличения цен (повышении спроса) коммерческий резерв получит наибольшую прибыль.

Создание государственного коммерческого резерва и гибкое его использование для регулирования локального рынка нефтепродуктов, на наш взгляд, позволит устранить сезонное колебание цен, исключить проявление дефицита и снизить вероятность злоупотребления доминирующим положением ВИНК.

Литература

1. Доклад о состоянии конкуренции в России (за 2008 год). Федеральная антимонопольная служба. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fas.gov.ru>
2. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области до 2020 года и на перспективу до 2030 года. Утверждена распоряжением правительства Тюменской области от 25.05.2009 г. № 652-рп.
3. Постановление правительства Тюменской области № 203-п от 28 мая 2012 г. «Об утверждении результатов государственной кадастровой оценки земель промышленности и иного специального назначения Тюменской области». /Консультант плюс/ [Электронный ресурс]: официальный сайт.
4. Программа развития конкуренции в Российской Федерации. Утверждена распоряжением правительства РФ от 19.09.2009 г. № 691-р.
5. Федеральный закон № 135-ФЗ (в ред. от 2.07.2013) «О защите конкуренции».
6. ФЗ-проект «Об особенностях оборота нефти и нефтепродуктов в Российской Федерации». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fas.gov.ru>
7. Постановление № 896 от 19.12.2007 г. «О реестре хозяйствующих субъектов, имеющих на рынке определенного товара долю более 35% или их доминирующее положение на рынке определенного вида товара, если в отношении такого вида федеральными законами установлены случаи признания доминирующим положение хозяйствующих субъектов».
8. Александров Д. Скрестили ужа и ежа. [Текст] / Д. Александров // Однако. – 2011. – № 31 (95). – С. 31–36.
9. Асланов И.В. Конкуренция и методы ее измерения. [Текст] / И.В. Асланов / Экономика и управление. – № 5. – 2007. – С. 92–95.
10. Курочкин А.К. Глубина переработки нефти в России пропорциональна глубине модернизации отечественных НПЗ. [Текст] / А.К. Курочкин // Экологический вестник России. – 2011. – № 3. – С. 4–13.
11. Курочкин А.К. Комплектуем среднетоннажный НПЗ. Выбор оптимального набора современных процессов нефтепереработки для НПЗ топливного профиля. [Текст] / А.К. Курочкин // Территория «Нефтегаз». – 2008. – № 5. – С. 24–31.
12. Манько Н. Инновационные проекты: использование моделей государственно-частного партнерства. [Текст] / Н. Манько // Проблемы теории и практики управления. – 2012. – № 6. – С. 50–58.
13. Рагулина Ю.В. Государственно-частное партнерство в нефтегазовом секторе российской экономики. [Текст] / Ю.В. Рагулина, Л.А. Яровая, М.А. Венедюхина, А.М. Даурова // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. – 2012. – № 3. – С. 52–54.
14. Радаев В. Что такое рынок: экономико-социологический подход [Текст] / В. Радаев // Экономическая социология. – 2007. – Т. 8. – № 1. – С. 9–26.
15. Самофалова Е.В. Государственное регулирование национальной экономики: учеб. пособие [Текст] / Ю.В. Вертакова, Е.В. Кузьбожев, Е.В. Самофалова // М.: КноРус. – 2008. – 284 с.
16. Сергеев И.Б. Эффективность инновационных проектов в сфере нефтепереработки при участии бизнеса и государства. [Текст] / И.Б. Сергеев, А.Е. Череповицын // Нефть, газ и бизнес. – 2010. – № 9. – С. 31–35.
17. Танкова О.В. Пути становления в России цивилизованного рынка нефтепродуктов. [Текст] / О.В. Танкова, В.Э. Маруханян, Л.В. Митрофанова // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 1.
18. Закон Тюменской области «О предоставлении налоговых льгот на 2013 год и на плановый период 2014 и 2015 годов отдельным категориям налогоплательщиков» [Электронный ресурс]. www.duma72.ru
19. Биржи нефтепродуктов. Кошелек или механизм? [Электронный ресурс]. URL: http://www.oilexp.ru/news/russian_rinok/birzhi-nefteproduktov-koshelek-ili-mekhanizm/27447/ (дата обращения 12.04.2011).



20. Биржи нефтепродуктов: как работать дальше? [Электронный ресурс]. URL: http://www.oilexp.ru/news/russian_rinok/birzhi-nefteproduktov-kak-rabotat-dalshe/57906/ (дата обращения 12.04.2011).

21. ГЧП-РОССИЯ.РУ [Электронный ресурс]: информационный портал. www.ppp-russia.ru

22. Дерябина М. Государственно-частное партнерство: теория и практика / Экономический портал // [Электронный ресурс]: URL: <http://institutions.com/general/1079-gosudarstvenno-chastnoe-partnerstvo.html>

23. Евростандарты Антипинского НПЗ [Электронный ресурс]: <http://delruss.ru/gallery/publication/article/583/article.pdf>

24. Ежовые рукавицы для цен на бензин. [Электронный ресурс]. [http://www.finmarket.ru/z/nws/](http://www.finmarket.ru/z/nws/hotnews.asp?id=1545368)

[hotnews.asp?id=1545368](http://www.finmarket.ru/z/nws/hotnews.asp?id=1545368).

25. Инвестиционный фонд Российской Федерации. / Министерство регионального развития Российской Федерации. [Электронный ресурс]: официальный сайт. URL: http://www.minregion.ru/invest_phound

26. Коммерческое предложение на поэтапное внедрение нефтепереработки для действующей нефтебазы. [Электронный ресурс]: <http://www.systematic.ru>

27. Логистика в малом бизнесе. / Дистанционный консалтинг. // Портал дистанционного консультирования малого предпринимательства. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.distcons.ru/modules/logistic/section7.html>

28. Министерство экономического развития Российской Федерации [Электронный ресурс]: <http://www.economy.gov.ru>

29. Оценка АЗС. Экономика. / Бизнес. Новости. Практика. // [Электронный ресурс]: URL: <http://aestimator.ru/archives/809>

30. Пироженко А.А. Нужно увеличивать количество игроков на рынке, но не способом «взять и поделить». Электронный журнал Oil. Эксперт [Электронный ресурс]: <http://www.oilexp.ru/>

31. Пироженко А.А. Эффективное развитие конкуренции невозможно без участия государства. Электронный журнал Oil. Эксперт [Электронный ресурс]. <http://www.oilexp.ru/>

32. Правительство РФ будет стимулировать модернизацию НПЗ и разработку новых месторождений. // ИА Au92 / [Электронный ресурс]: URL: http://www.au92.ru/msg/20090213_9021302.html

Региональное законодательство о недропользовании: тенденции и перспективы развития

И.Н. Блажевич, старший преподаватель
ГАО ВПО «Тюменская государственная академия
мировой экономики, управления и права»

В статье кратко излагается история развития регионального законодательства о недропользовании. Определены основные направления развития этого законодательства на современном этапе, пробелы и недостатки, требующие устранения. Исследуется взаимодействие регионального и федерального законодательства о недропользовании.

«Вопросы владения, пользования и распоряжения землей, недрами, водными и другими природными ресурсами» статьей 72 Конституции Российской Федерации отнесены к предмету совместного ведения. Статья 1.2 закона «О недрах» также устанавливает, что «вопросы владения, пользования и распоряжения недрами находятся

в совместном ведении Российской Федерации и субъектов Российской Федерации». Таким образом, нахождение отношений недропользования в совместном ведении Российской Федерации и ее субъектов является очевидным, однако установление конкретного содержания данного принципа отечественного горного права на

практике не является столь простым. В научной литературе указывается, что одной из теоретических проблем понимания термина «совместное ведение» является проблема установления возможности правового регулирования вопросов, составляющих предмет «совместного ведения».¹ Перечень предметов ведения, установленный законом «О недрах», включает в себя как конкретные функции органов власти, так и правотворческие формы осуществления этих функций. К примеру, функция по распоряжению участком недр оформляется через принятие соответству-



ющего нормативно-правового акта, который устанавливает порядок такого распоряжения. Однако в Конституции РФ такого разделения нет, а используется лишь термин «вопросы». То, что эти «вопросы» не могут быть разрешены иначе как через правовое регулирование, вытекает лишь из контекстуального анализа Конституции и положений федерального законодательства.

Статья 4 закона «О недрах» к полномочиям органов государственной власти субъектов Российской Федерации в сфере регулирования отношений недропользования, в частности, относит «принятие и совершенствование законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации о недрах».

В истории регионального законодательства о недропользовании четко прослеживаются два этапа. Первый – с начала 90-х примерно по 2000-й год, характеризуется тем, что законодатели субъектов Федерации включали в региональные законы (или даже кодексы) о недрах нормы, регулирующие все общественные отношения в области недропользования, которые могли возникнуть на их территориях. В частности, принятый в 1992 году кодекс Республики Башкортостан «О недрах» состоял из шестидесяти статей и включал в себя даже такие главы, как «Международные договоры» и «Плата при пользовании недрами» (в настоящий момент отмененные). Не все авторы отзывались об этой тенденции позитивно, в литературе подчеркивалось, что подобное законодательство во многом копировало положения закона РФ «О недрах» и принималось скорее с целью подчеркнуть собственную самостоятельность и значимость вопросов недропользования для региона, чем с целью реального регулирования обще-

ственных отношений, возникающих по поводу пользования недрами.² В теории государства и права подобное законодательство иногда классифицируют как одну из разновидностей «квазиправотворческих» актов (то есть актов, которые по форме напоминают правотворчество, но не имеют целевой направленности или по содержанию таковыми не являются).³ Вместе с тем и на том этапе развития регионального законодательства о недропользовании на уровне субъектов Федерации восполнялись пробелы федерального законодательства. К примеру, закон Республики Татарстан «О недрах», принятый в 1992 году, по объему значительно больше закона Российской Федерации (около 100 статей). Более содержательными, чем федеральный закон, были и аналогичные законы на Алтае, в Иркутской области, ряде других регионов. В них регулировались проблемные вопросы, прямо затрагивающие интересы соответствующих территорий, как-то: разграничение компетенции органов законодательной и исполнительной власти, порядок добычи общераспространенных полезных ископаемых, использование недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, использование значимых для региона природных ресурсов и др. В качестве примера можно привести закон Тюменской области «О нефти и газе», действовавший с 1999 по 2004 год.

Второй этап развития регионального законодательства о недропользовании характеризуется резким сокращением объема региональных законов о недрах. Это связано с отказом от дублирования федеральных норм, а также полной отменой тех из них, что вторгались в сферу компетенции Российской Федерации. В частности, принятый в 2005 году закон «О недропользовании в

Тюменской области» в настоящий момент насчитывает девять действующих статей (включая «Переходные положения» и «Вступление настоящего закона в силу», то есть фактически статей даже семь). Показательно, что первая статья данного нормативно-правового акта «Основные понятия, используемые в настоящем законе» содержит всего лишь три определения, это термины «общераспространенные полезные ископаемые в Тюменской области», «территориальная программа развития минерально-сырьевой базы», «территориальная программа использования минерально-сырьевой базы». Закон содержит также статью «Полномочия органов государственной власти Тюменской области в сфере регулирования отношений недропользования», в целом повторяющую перечень полномочий, отнесенных к ведению субъекта Федерации федеральным законом. Три бланкетные статьи, посвященные участкам недр местного значения и пользования общераспространенными полезными ископаемыми, отсылают к постановлениям правительства области. Это же предусматривает статья о разработке и реализации территориальных программ и проектов развития и использования минерально-сырьевой базы. Впрочем, данный закон не является самым лаконичным региональным нормативно-правовым актом о недрах, в частности, в законе «О регулировании отдельных отношений недропользования в Иркутской области» (от 7 октября 2008 г.) даже статья «основные понятия» отсутствует.

Таким образом, как показал анализ, в настоящее время **основным предметом регионального законодательства о недропользовании стало регулирование пользования месторождениями общерасп-**

**роstrаненных полезных ископаемых и месторождений местного значения.**

Не вдаваясь в нюансы правового регулирования данных вопросов (что является предметом самостоятельного исследования), мы полагаем, что в предписанных федеральным центром рамках могут параллельно существовать две тенденции развития регионального законодательства о недропользовании. Первая связана с развитием сотрудничества между властями соседних субъектов Федерации, с так называемым сетевым взаимодействием субъектов Федерации. Возьмем, к примеру, нефтегазовую отрасль экономики: нефть и газ добываются в одном субъекте Федерации, транспортируются через другие, перерабатываются в третьих, за границу уходят из четвертых. Правда, подобное сотрудничество никак не урегулировано на конституционном уровне, но решение вопроса возможно как путем создания федеральных законов, так и посредством заключения двусторонних и многосторонних договоров.⁴ Унификация регионального законодательства могла бы облегчить недропользователям условия их деятельности. Это актуально, т.к. в субъектах РФ «имеются существенные различия в порядке предоставления права на пользование недрами и отсутствует единый принцип отнесения полезных ископаемых к разряду общераспространенных».⁵ Сказанное может представлять некоторую проблему для инвесторов, действующих в разных регионах.

Второе направление развития регионального законодательства о недропользовании – учет специфики конкретных местностей при регулировании общественных отношений. Обычно единое нормативное регулирование распростра-

ется на всю территорию субъекта Российской Федерации. Вероятно, данный подход был позаимствован регионами из федерального законодательства, где особые условия использования недр регламентируются скорее как исключения (к примеру, установлено следующее: «в границах территорий традиционного природопользования коренных малочисленных народов»), а не как правило. Впрочем, даже и по вопросу взаимодействия с коренными народами региональное законодательство имеет пробелы, как отмечают в научных публикациях, «отсутствует нормативное регулирование взаимодействия коренных малочисленных народов Севера (КМНС) и компаний топливно-энергетического комплекса».⁶ Между тем территории ряда субъектов Федерации весьма обширны, следовательно, даже в пределах одного из них параметры месторождений существенно отличаются по таким факторам, как близость населенных пунктов, наличие инфраструктуры, удаленность месторождения от предприятия по переработке полезных ископаемых, состояние окружающей среды и т.д.⁷

Хотя сам факт приведения регионального законодательства в соответствие с федеральным следует рассматривать безусловно как положительное явление, тем не менее нельзя не отметить и ряд вызванных этой компанией проблем. Во-первых, отмена вышеупомянутых региональных законов не повлекла за собой восполнение образовавшихся лакун в правовом регулировании на федеральном уровне. В частности, Р.Н. Салиева указывает, что состояние нормативно-правового обеспечения деятельности хозяйствующих субъектов в минерально-сырьевом комплексе не системно, фрагментарно, отсутствуют специальные законы, напри-

мер, «О нефти», который мог бы ликвидировать пробелы в регулировании как хозяйственных отношений в нефтегазовом секторе экономики России, так и в сфере землепользования.⁸ Данный пробел является существенным, тем более если иметь в виду, что в законодательстве ряда иностранных государств указанная специфика землепользования учитывается. Например, в законе Кыргызской Республики «О нефти и газе» имеются специальные статьи, регулирующие отношения, связанные с возникновением сервитута в земельных и горных отводах; отношения между лицензиатом и владельцами земельных прав при осуществлении деятельности в нефтегазовой отрасли.⁹

Во-вторых, действующая модель участия органов государственной власти субъектов РФ в создаваемых федеральной властью «комиссиях по недропользованию» не обеспечивает влияния субъектов Российской Федерации на принятие решений о предоставлении прав пользования недрами и условиях такого предоставления. Поскольку механизмы влияния представителей субъектов Российской Федерации на принимаемые в комиссиях решения не предусмотрены, не предусмотрено и участие субъектов РФ в формировании программ лицензирования пользования участками недр, условий конкурсов и аукционов на право пользования недрами, условий лицензии на пользование недрами. Таким образом, субъекты Российской Федерации от определения условий пользования недрами практически отстранены.¹⁰

Итак, исходя из сказанного мы полагаем, что дальнейшее развитие регионального законодательства о недропользовании должно проводиться по следующим направлениям. Этому может способствовать совер-



шенствование федерального законодательства как в части устранения пробелов в правовом регулировании с учетом международного опыта, так и в направлении ликвидации перекосов в распределении полномочий в сфере управления недропользованием. Именно такой подход к правотворчеству обеспечит повышение конкурентоспособности в сфере недропользования.

Литература

1. Липатов Э.Г. Правовое регулирование как предмет совместного ведения // Юрист-Правовед, 2009. – № 5. – С. 12.

2. Илюшин А.В. Правовые основы административно-правового регулирования отношений в области использования и охраны недр (на примере Сибирского федерального округа) // Вестник Томского государственного университета. – 2007. – № 302. – С. 124.

3. Иванов Р.Л. Квазиправотворческие акты и отноше-

ния в российской правовой системе // Вестник Омского университета. Серия «Право». – 2011. – № 2. – С. 7.

4. Довбня В.Б. История и современные тенденции решения проблем разграничения полномочий между субъектами Федерации и Российской Федерацией (на примере нефтяных и газовых ресурсов) // Вопросы российского и международного права. – 2012. – № 1. – С. 22–23.

5. Фомина О.А., Рябчиков В.Ю. Совершенствование правового регулирования отношений недропользования в Российской Федерации // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – № 11. – С. 279.

6. Боровинская Ю.С. Основные направления совершенствования взаимодействия КМНС, органов власти и компаний-недропользователей по вопросам освоения и разработки территорий традиционного природо-

пользования // Академический вестник. – 2012. – № 1. – С. 66.

7. Жадан А.В. Использование территориально-отраслевого принципа регулирования недропользования в субъектах Российской Федерации, входящих в Дальневосточный федеральный округ // Научный вестник Омской академии МВД России. – 2010. – № 3. – С. 56.

8. Салиева Р.Н. Региональные проблемы законодательного обеспечения недропользования // Георесурсы. – 2009. – № 2. – С. 33.

9. Там же. – С. 35–36.

10. Свиридова О.С., Коварская Г.Г. Правовые проблемы разграничения полномочий Российской Федерации и субъектов Российской Федерации при реализации права государственной собственности на недра // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2011. – № 3. – С. 186.

Федеральный надзор за деятельностью предприятий сферы ТЭК Тюменской области (без автономных округов) в части обеспечения экологической безопасности региона

Т.В. Нетяева,
начальник отдела геологического надзора
и охраны недр управления Росприроднадзора
по Тюменской области

Нефтегазовый комплекс региона является базовым не только в экономике региона, но и страны.

В последние годы на Юге Тюменской области (без автономных округов) отмечено динамичное наращивание объемов добычи нефти: с 1,3 млн тонн в 2008 году до 6,7 млн тонн – в 2012 году. По состоянию на начало

2013 года объем добычи нефти составил 33,7 млн тонн. Наравне с ростом добычи нефти на юге области наблюдается рост добычи попутного нефтяного газа: с 2008 по 2011 год общий объем добычи ПНГ вырос на 31%.

На сегодняшний день крупнейшими вертикально-интегрированными нефтегазовыми компаниями в Тюменской области являются ОАО «НК-Роснефть» (дочерняя компания – ООО «РН-Уватнефтегаз»), ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпромнефть» (дочерняя компания – ООО «Газпромнефть-Хантос»). На территории Тюмен-



ской области (без автономных округов) разведка и добыча углеводородного сырья осуществляется пока только на территории Уватского района четырьмя компаниями: ООО «РН-Уватнефтегаз», ООО «Газпромнефть-Хантос», ООО «ПИТ «СИБИНТЭК» и ООО «Кальчинское». В разработке находятся Кальчинское, Усть-Тегусское, Урненское, Тямкинское, Зимнее месторождения, в опытно-промышленной эксплуатации – Северо-Демьянское и Пограничное месторождения. Большая группа месторождений находится в стадии изучения.

Как и любая другая промышленная деятельность, работа предприятий нефтегазодобывающей и перерабатывающей промышленности оказывает негативное воздействие на природную экосистему. Опасные свойства добываемого сырья, большие единичные мощности объектов и их высокая энерговооруженность, территориальная разобщенность и непрерывность производственных процессов, присутствие подрядных организаций – все это предъявляет особые требования к организации деятельности в области охраны окружающей среды.

Управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) по Тюменской области в рамках своих полномочий осуществляет государственный надзор за выполнением требований федерального законодательства предприятиями ТЭК региона в сфере охраны атмосферного воздуха, геологического надзора и охраны недр, а также при обращении с производственными отходами. Стратегическая цель ведомства – обеспечение экологической безопасности региона, соблюдение рационального, неистощительного, экологически безопасного природопользования.

В целях стимулирования развития экологического бизнеса в энергетике и создания условий для внедрения экологически чистых энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий, в том числе на предприятиях нефтегазодобывающей и перерабатывающей промышленности, правительством Российской Федерации утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2030 года.

В соответствии с действующей федеральной стратегией управлением Росприроднадзора по Тюменской области в полном объеме реализуются государственные задачи:

- осуществление государственной экологической экспертизы на федеральном уровне;
- лицензирование деятельности по обезвреживанию и размещению отходов I–IV класса опасности;
- утверждение нормативов выбросов вредных (загрязняющих) веществ (за исключением радиоактивных) в атмосферный воздух от стационарных источников;
- выдача разрешений на выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух (за исключением радиоактивных веществ);
- утверждение нормативов образования отходов и лимитов на их размещение.

Деятельность компаний сферы ТЭК сопровождается наибольшими выбросами вредных загрязняющих веществ в атмосферный воздух, поэтому предприятия планомерно реализуют программы по их сокращению. Одной из приоритетных задач в нефтедобывающей отрасли является утилизация попутного нефтяного газа.

В рамках системного надзора управлением Росприроднадзора по Тюменской области проводится постоянный мони-

торинг реализации постановления правительства Российской Федерации от 8.11.2012 № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа». Данное постановление предусматривает двухэтапное повышение размера платы за выбросы вредных (загрязняющих) веществ путем применения повышающих коэффициентов на 2013 год в размере 12, с 2014 года – 25. При этом при отсутствии у предприятия средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания на факельных установках ПНГ, при расчете платы за выбросы к нормативам платы устанавливается фактический запретительный коэффициент, равный 120. Таким образом правительство РФ стимулирует нефтяные компании использовать попутный нефтяной газ.

Ежеквартально осуществляется актуализация реестра пользователей недр, осуществляющих в процессе хозяйственной и иной деятельности выполнение проектов по полезному использованию попутного нефтяного газа в рамках газовых программ, которые разработаны всеми компаниями, осуществляющими добычу углеводородного сырья в Тюменской области (без автономных округов).

На Юге Тюменской области 3 предприятия сферы ТЭК при добыче углеводородного сырья осуществляют утилизацию ПНГ и его сжигание на факельных установках: ООО «РН-Уватнефтегаз» (ООО «Кальчинское»), ООО «Газпромнефть-Хантос», ООО «ПИТ СИБИНТЭК». Следует отметить, что все вводимые и эксплуатируемые месторождения на Юге области полностью оснащены приборами уче-



та ПНГ, что позволяет вести точный учет добываемого попутного нефтяного газа. Так, ООО «Газпромнефть-Хантос» на Зимнем лицензионном участке в Уватском районе в рамках газовой программы запустило III очередь ГПЭС под весь объем добываемого газа. Это позволило довести процент утилизации попутного нефтяного газа до 96,6%. ООО «РН-Уватнефтегаз» основной упор в решении вопросов утилизации попутного нефтяного газа сделало на внедрении генерирующих мощностей, а именно на строительстве газотурбинных электростанций модульного типа с использованием ПНГ на местах для выработки электроэнергии, идущей на нужды нефтепромыслов. Учитывая данное обстоятельство, компания реализует программу по утилизации ПНГ Уватской группы месторождений (Уватский проект). В соответствии с программой, на Усть-Тегусском участке утилизация ПНГ доведена до 68%, на Уренском лицензионном участке составляет 72%, на Пихтовом и Кеумском участках – 95%. ООО «ПИТ СИБИНТЭК» осуществляет опытно-промышленную разработку Вареегского месторождения. В 2013 году в рамках проекта «Обустройства Вареегского месторождения» завершено строительство коммуникаций, объектов подготовки нефти и газа, а также генерации электроэнергии. Это позволило достичь 72% утилизации попутного нефтяного газа. В целом по Тюменской области к 2017 году планируется выйти на установленный правительством РФ уровень утилизации ПНГ в 95%.

К основным отходам, образующимся у нефтегазодобывающих предприятий, относятся отходы при добыче нефти и газа, а также шламы нефти и нефтепродуктов. Это в частности буровой шлам, отработанный буровой раствор, гель для

проведения гидроразрыва пласта, пропант отработанный, шлам от петрофизических исследований, техническая вода от промывки скважин, шлам очистки трубопроводов и емкостей, всплывающая пленка из нефтеуловителей.

Предприятия, эксплуатирующие объекты размещения отходов, представляют в Росприроднадзор сведения об образовании, использовании и размещении отходов производства и потребления на основании годовой статистической отчетности 2-ТП (отходы). Это делается согласно ст. 19 ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.98 г. № 89-ФЗ, приказа Федеральной службы государственной статистики от 28.01.2011 № 17 «Об утверждении статистического инструментария для организации Росприроднадзором Федерального статистического наблюдения за отходами производства и потребления (№ 2-ТП (отходы))». Актуальная информация о конкретном объекте размещения отходов заносится в единый государственный реестр объектов размещения отходов (ГРОРО).

На сегодняшний день на территории Тюменской области в ГРОРО зарегистрировано 60 шламовых амбаров общей площадью 42,0458 га шести предприятий. Проектная вместимость шламовых амбаров составляет 689 536,7 м³, общий объем накопленных отходов в ОРО составляет 277 767,81 м³. Таким образом, в целом все шламовые амбары заполнены в среднем на 40% от их проектной мощности. 27 шламовых амбаров выведено из эксплуатации и рекультивировано, их общая площадь составляет 14,04 га.

С целью уменьшения воздействия производственной деятельности на флору и фауну предприятия ТЭК Тюменской области вырабатывают комп-

лексный подход к решению задач природоохранного назначения в условиях отсутствия инфраструктуры, переходят на инновационные технологии утилизации бурового шлама.

Географическое месторасположение объектов нефтедобычи зачастую не позволяет осуществлять перевозку отходов на дальние расстояния, поэтому предприятия возводят собственные специализированные полигоны для размещения отходов производства и потребления с использованием новейших технологических решений обращения с ними. Такие полигоны есть у ООО «РН Уватнефтегаз» – на Уренском и Кальчинском месторождениях. На Усть-Тегусском и Тямкинском месторождениях, а также у ООО «Газпромнефть-Хантос» на Зимнем месторождении запущены комплексы по закачке отходов бурения в пласт, которые позволяют утилизировать отходы сразу, без их временного хранения.

Стратегия по внедрению новой технологии по утилизации буровых отходов путем закачки в подземные горизонты (взамен традиционного строительства амбаров для захоронения буровых шламов) позволяет минимизировать изъятие лесных площадей под обустройство амбаров. Технология подземной закачки в пласт – это процесс закачки измельченного и перемешанного до состояния пульпы бурового шлама и размещение его в специальный подземный объект размещения отходов, определенный в результате проведения геомеханического моделирования. При этом утилизируются все буровые отходы, не требуется разделение на фракции, образование вторичных отходов минимизировано, полностью решен вопрос утилизации жидкой фазы.

У ООО «Газпромнефть-Хантос» также внедрен экологичес-



ки чистый безамбарный метод бурения, который позволяет снизить объем отходов за счет отделения жидкой фазы, которая очищается на специальных установках без использования шламовых амбаров. В этом случае цикл повторного водопотребления становится замкнутым, уменьшается емкостной парк. Кроме того, организован специальный токсикологический контроль. В результате исключаются нарушения требований по охране окружающей природной среды при строительстве и эксплуатации амбаров, не происходит фильтрации загрязнителей в подстилающие горизонты.

В процессе производственной деятельности нефтедобывающих компаний образуются большие площади нарушенных

земель, эти участки необходимо рекультивировать и возвращать в земельный оборот. Предприятия ТЭК выполняют большой комплекс работ – инвентаризацию нарушенных земель, оценку уровня загрязнения почв, разработку проектной документации и выбор наиболее эффективной технологии рекультивации. При этом применяются передовые методы, используются современные химические и биологические препараты, а также высаживаются деревья.

Каждый объект размещения и обезвреживания отходов проходит обязательную государственную экологическую экспертизу. Предприятия регулярно вносят платежи за негативное воздействие на окружающую среду.

Аварий, сопровождающихся разливами нефти и нефтепродуктов на территории Тюменской области (без автономных округов) не происходило, разрывы промысловых и магистральных нефтепроводов отсутствуют.

Подход к решению задачи по снижению воздействия производства на окружающую среду основан на контроле, учете и анализе всех факторов техногенного воздействия. В результате этого проекты, связанные с обеспечением жизнедеятельности нефтепромыслов и реализуемые на территории Тюменского региона, обеспечивают решение задач экологической безопасности и экономической эффективности.

Обоснование цены на нефть при оценке ресурсов нефти, газа и конденсата в пределах Ханты-Мансийского автономного округа

Е.В. Видякина,
автономное учреждение
Ханты-Мансийского автономного округа – Югры
«Научно-аналитический центр рационального
недропользования им. В.И. Шпилемана»

Геолого-экономическая оценка ресурсов нефти и газа занимает важное место как в системе государственного управления использованием недрами, так и в системе управления сырьевыми активами хозяйствующих субъектов-недропользователей, являясь экономической основой принятия решений.

Важной составляющей при стоимостной оценке ресурсов является используемая в расчетах цена на нефть. Расчеты могут выполняться в реальных ценах без учета инфляции (средние фактические цены реализации недропользователем углеводородного сырья на момент оценки), либо в прогнозных ожидаемых (с учетом

инфляции) ценах. Оценка может проводиться также с использованием базовой цены на нефть, установленной Бюджетным кодексом РФ. Однако из-за неустойчивости мировой экономики настроения участников нефтяного рынка могут оказаться (и, как правило, обычно оказываются) весьма быстроизменяемыми, что не способствует

созданию должных ценовых ориентиров для участников проектного финансирования инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.

Пример того, насколько спекулятивный фактор быстроизменячив, насколько быстро в его рамках меняются ценовые ожидания основных игроков вплоть до смены вектора изменений цен на противоположный, приведен на рис. 1. Данные лишний раз подтверждают, что любой прогноз, особенно краткосрочный, отражает в первую очередь текущее (на момент составления прогноза) состояние рыночной конъюнктуры.



ПРИМЕР РАСХОЖДЕНИЯ ЦЕНОВЫХ ОЖИДАНИЙ РАЗЛИЧНЫХ УЧАСТНИКОВ РЫНКА С ФАКТИЧЕСКОЙ КРИВОЙ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ СОРТА URALS

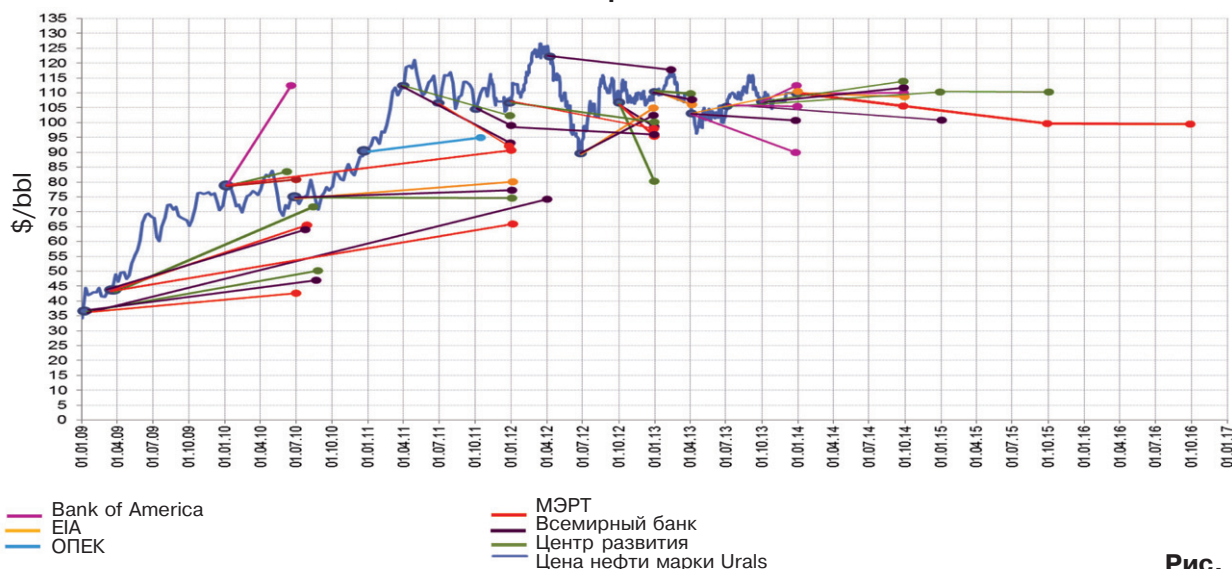


Рис. 1

Поэтому брать для расчета стоимостной оценки ресурсов прогнозную цену на нефть, на наш взгляд, нецелесообразно.

Перечислим основные недостатки использования прогнозной цены на нефть:

- не существует целостной системы регулирования нефтегазового рынка, увязывающей интересы основных производителей и потребителей нефти и газа, а также стран, через которые осуществляется транзит;
- взаимодействие факторов, влияющих на величину цены, было и во многом остается загадкой для экспертов;
- не обеспечена уверенная предсказуемость даже достаточно широких ценовых коридоров. Большинству специалистов не удалось правильно спрогнозировать ни один резкий поворот цен: взлет цен во время первой (1974 г.) и второй (1974–80 гг.) волны энергетического кризиса, падение цен в 1986 г. и 1998 г., гигантский рост цен в 2008 г. и масштаб дальнейшего обвала;
- нефть – особый товар. Говоря так, мы имеем в виду, что цены могут на десятки процентов отличаться от реальных издержек производства и других

объективных составляющих стоимости. К тому же за последние пару десятилетий выросла роль спекулятивных факторов на рынке нефти. Такая спекулятивная составляющая в цене нефти несет дополнительные риски как в смысле непредсказуемости цен, так и провала крупных проектов добычи сырья, поскольку горизонт проектов составляет часто несколько десятилетий. Таким образом, говорить о спекулятивности можно не только в смысле качества прогнозирования цен, но и в смысле биржевой торговли этим товаром, которая активно развивалась в последние 25 лет.

Прогнозированием цен на нефть занимается масса организаций, в частности, Международное энергетическое агентство, Министерство энергетики США, Мировой энергетический совет, Азиатско-Тихоокеанский исследовательский центр, Центр глобальных энергетических исследований (Лондон), секретариат ОПЕК, компания Platt's, журналы Oil and Gas Journal, Petroleum Economist и др. Прогнозы цен на разные временные периоды разрабатывают практически все крупнейшие нефтяные компании, многие банки, ин-

вестиционные компании и другие финансовые организации. Причина такого внимания к прогнозу очевидна: ни один товар не играет столь большой роли в мировой экономике, не влияет на состояние бюджетов стран и компаний. Справедливо то же говорить и о природном газе, роль которого все возрастает, но цена на природный газ во многом является производной величиной от цены на нефть.

Плохая предсказуемость цен на нефть и газ для России является важнейшим фактором неопределенности и «головной боли» при планировании и исполнении бюджета. Снижение цены на 1 доллар США приводит к снижению доходов федерального бюджета приблизительно на 60 млрд рублей. Проблема состоит в аномально высокой зависимости бюджета страны от нефтегазовых доходов, поскольку они составляют практически половину доходной части бюджета. Учитывая это, рассмотрим далее возможность использования в расчетах так называемой «базовой цены на нефть», что предусмотрено Бюджетным кодексом РФ. Под базовой ценой на очередной финансовый год (начиная



с 2013-го) понимается цена на нефть, рассчитанная как среднегодовая за один баррель в сумме, эквивалентной долларам США, за пятилетний период, завершающийся текущим финансовым годом, с ежегодным увеличением указанного периода на один год до достижения им десяти лет.

При прогнозировании нефтегазовых доходов федерального бюджета используется среднегодовая цена на нефть сырую марки Urals («Юралс»). Это фактически та нефть, которую экспортирует Россия. Стоит пояснить на примере, как рассчитывается базовая цена на нефть. Берутся известные значения средних цен в каждом из пяти предыдущих годов и определяется средняя величина по этим пяти значениям – это и есть базовая цена. «Нефтегазовые» доходы бюджета планируются исходя из этой базовой цены, запланированных объемов добычи углеводородного сырья, экспорта и известных ставок налогов. При расчете базовая цена на нефть в текущем финансовом году, когда составляется бюджет на следующий год, принимается равной цене за первое полугодие этого текущего финансового года. На рисунке 2 представлено сопоставление фактически сложившейся среднегодовой цены на нефть сорта марки Urals и цены, заложенной в федеральный бюджет, по годам. Очевидно, что в итоге среднегодовая цена складывается на уровне гораздо выше, чем заложено в бюджет РФ. Поэтому мы считаем, что в расчетах целесообразно использовать среднее значение между данными показателями.

В таблице 1 представлен расчет доли внутренней цены в цене нефти на мировом рынке (%). Как видно из расчета и сопоставления, диапазон, в котором варьируется данный показатель, составляет 45–50%.

СОПОСТАВЛЕНИЕ ФАКТИЧЕСКИ СЛОЖИВШЕЙСЯ СРЕДНЕГОДОВОЙ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ СОРТА МАРКИ URALS И ЦЕНЫ, ЗАЛОЖЕННОЙ В ФЕДЕРАЛЬНЫЙ БЮДЖЕТ



Рис.2

Таблица 1

РАСЧЕТ ДОЛИ ВНУТРЕННЕЙ ЦЕНЫ В ЦЕНЕ НЕФТИ НА МИРОВОМ РЫНКЕ					
Год	Цена экспорта нефти, \$/bbl.	Курс доллара к рублю, руб.	Цена нефти на внутреннем рынке, руб./т	Цена экспорта нефти, руб./т	Доля внутренней цены в мировой, %
2008	95,08	24,87	17262	7839	45
2009	60,18	31,77	13957	7172	51
2010	78,11	30,36	17311	8155	47
2011	108,90	29,39	23364	10584	45
2012	110,21	31,07	24997	11974	48
2013	108,02	31,91	25163	12843	51

Таким образом, исходя из вышеизложенного можно рекомендовать следующее:

- принимать значение внутренней цены на нефть на уровне 45–50% от расчетной величины мировой цены;
- принимать значение мировой цены на нефть как среднее между фактически сложившейся среднегодовой цены на нефть сорта марки Urals и ценой, заложенной в Федеральный бюджет РФ;
- принимать исходя из сложившейся практики и регулярного мониторинга долю экспортной нефти, равной 30%.

И еще одно замечание: поскольку цены на нефть в боль-

шинстве случаев выражены в долларах США, корреляция между ними и курсом доллара очевидна. Рост курса доллара ведет к росту его покупательной способности, и следовательно, к снижению цены, выраженной в долларах, а рост цен на нефть ведет к долларовой инфляции и соответственно снижению его курса. Чтобы учесть данную волатильность, мы рекомендуем при расчетах использовать среднегодовое значение данного показателя.

Литература

1. Бушуев В.В., Конопляник А.А., Миркин Я.М. и др. Цены на нефть: анализ. Тен-



денции прогноз. – М.: ИД «Энергия», 2013.

2. Зависимость Российской Федерации от колебания цен на нефть // Standard & Poor's 26 марта 2012 г.

3. Информационно-аналитические обзоры ИАЦ «КОРТЕС», www.kortes.com

4. Информация управления энергетической информации США, www.eia.doe.gov

5. Информация Министерства экономического развития и торговли (МЭРТ), www.economy.gov.ru

6. Информация Центра развития, www.dcenter.ru

Проблемы и перспективы устойчивого развития: региональный аспект

М.В.Таранов, заместитель директора
департамента финансов Тюменской области

В современных условиях проблема оптимального выбора стратегии, поиск баланса интересов экономических субъектов актуализируются ввиду необходимости обеспечить устойчивое развитие России.

Тюменская область достаточно уникальная территория. Одна из ее особенностей – природные ресурсы, которые сделали Западную Сибирь и Тюменскую область в частности заложницей интересов государства. Миновали столетия, менялись политические системы, но место и роль Западной Сибири в системе социально-экономических отношений со времени присоединения к Российской империи нисколько не изменились: политическим ориентиром экономической основы жизнедеятельности территории осталась добыча сырья для целей преимущественного вывоза за пределы страны и пополнение финансами от экспорта государственной казны. «Второй новый мир для Европы, безлюдный и хладный, но привольный для жизни человеческой, озаменованный разнообразием, величием, богатством естества, где в недрах земли лежат металлы и камни драгоценные, а в глуши дремучих лесов витают пушистые звери и сама природа усеивает обширные степи диким хлебом, где судоходные реки, большие рыбные озера и плодоносные цветущие долины, осененные высокими тополями, в безмолвии пустынь ждут трудолюбивых обитателей», – такой была

Сибирь, по мнению Карамзина, в момент завоевания ее «малочисленной шайкой бродяг». Состояние финансовой системы бывшего СССР в решающей степени определялось функционированием Тюменского топливно-энергетического комплекса, являвшегося основным источником доходов государственного бюджета. Бюджетная система современной России сохранила зависимость от черного золота Тюмени.

В советский период на социально-экономическое развитие территории (за исключением непосредственно нефтедобычи) ресурсы практически не выделялись. Уровень обеспечения жителей услугами медицины, образования, культуры отставал от общесоюзного в разы. Средства на развитие перерабатывающей промышленности и сельского хозяйства выделялись по остаточному принципу. Качественный рост социальной инфраструктуры на территории «большой Тюменской области» удалось обеспечить после того, как в новой демократической России ресурсодобывающие территории получили «второй ключ» в виде права на часть налоговых доходов от нефтедобычи. В начале 2000-х основная часть (более 50%) доходов консолиди-

рованного бюджета Тюменской области формировалась за счет ресурсных платежей, в частности, налога на добычу полезных ископаемых (нефть и газ). В период с 2004 по 2008 год включительно наблюдалось значительное – более чем в 3 раза – увеличение доходов бюджета. Это было связано с ростом поступлений налога на добычу углеводородного сырья вследствие роста цен на энергоносители, а также зачислением в бюджет области с 2005 года части налога на прибыль, взимаемого на территории автономных округов, входящих в состав Тюменской области.

Поскольку Тюменская область с точки зрения административно-политического устройства является сложноустроенным субъектом Федерации (в состав области входят Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский – Югра автономные округа), это придает определенные особенности финансовой системе. В соответствии с законодательством в областях, в состав которых входят автономные округа, полномочия органов государственной власти субъектов Российской Федерации осуществляются органами государственной власти области на всей территории области, включая территорию автономных округов, если иное не установлено федеральным законом и договором между органами государственной власти округов и области. В свою оче-



редь доходы от федеральных налогов и сборов зачисляются в бюджет области, в состав которой входят автономные округа, если иное не установлено договором между органами государственной власти области и округов. Поскольку соответствующее соглашение между органами государственной власти Тюменской области, Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского – Югра автономных округов заключено в 2004 году, а затем пролонгировано до 2020 года, на основании договоренности в бюджеты округов зачисляются доходы от федеральных налогов и сборов. Исключение составляет налог на прибыль организаций, взимаемый на территории округов, который распределяется между окружными бюджетами и бюджетом области в пропорции 70,5% на 29,5%. В свою очередь из областного бюджета финансируются мероприятия, реализуемые на территории округов. Планирование социально-экономических целей и их достижение ведутся в рамках трехсторонней программы «Сотрудничество». Этот институт взаимодействия признан эффективным и поддерживается населением, представителями бизнеса и др.

Благодаря высоким ценам на нефть и платежам за ее добычу, формировавшим доходы бюджетов, удалось существенно повысить уровень развития социальной инфраструктуры в регионе. В то же время следует признать, что нефтяной фактор сделал бюджетную систему области заложницей мировой конъюнктуры на энергоносители. Кризис 2008 года наглядно продемонстрировал эту зависимость: доходы бюджета Тюменской области в 2009 году по сравнению с предыдущим годом упали на 24%. Региональные власти отдавали себе отчет, что рано или поздно область встанет перед фактом

окончания нефтяного благоденствия. Проблема невозобновляемых ресурсов и внимание, уделяемое альтернативным источникам энергии, красноречиво свидетельствуют о том, что в исторической перспективе нефтяное богатство может обесцениться. Как показывает мировая практика, закладка основ экономики будущего развивается в основном по двум направлениям:

1. Диверсификация отраслевой структуры;

2. Масштабная финансово-инвестиционная деятельность по долговременному и надежному размещению капиталов за рубежом.

Уточним, что для Тюменской области эпоха постнефтяного развития наступила не ввиду исчерпания ресурсов. Решение осуществить 100% централизацию в федеральный бюджет отчислений от налога на добычу полезных ископаемых (нефть) принято на федеральном уровне. При этом процедура компенсации выпадающих доходов, составивших треть бюджета, носила ограниченный характер по времени, а также по сумме. В новых условиях главным для регионов стало следующее: укрепить и увеличить доходную часть бюджета, не связанную напрямую (а в перспективе и косвенно) с нефтедобычей. Поставленная задача реализуется через структурную реформу региональной экономики – развитие местных налогооблагаемых отраслей (в перспективе ориентированных не только на нефтяную отрасль).

Меры по привлечению в регион крупных инвесторов, принимаемые правительством Тюменской области, обеспечили рост поступлений всех групп налогов. В результате проведенной работы уже в 2011–2012 годах удалось не только выйти на уровень налоговых и неналоговых доходов, который имел место в 2009 году (то есть до

централизации в федеральном бюджете налога на добычу полезных ископаемых в виде углеводородного сырья), но и превысить его.

Однако следует отметить, что роль нефтегазового сектора как бюджетообразующего за отпущенный период изменить не удалось – он оказался коротким по времени, так что поступление налога на прибыль от нефтяной отрасли по-прежнему предопределяет динамику поступления бюджетных доходов. Негативное влияние оказывают также решения по изменению федерального законодательства. В частности, ввиду образования консолидированных групп налогоплательщиков и введения порядка оплаты налога из бюджета области выпадает существенная сумма доходов. Еще одно новшество – налоговый маневр в нефтяной сфере – предусматривает снижение ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть, а также светлые нефтепродукты и одновременно повышение базовой ставки НДС при добыче нефти. Наряду с этим будут резко снижены акцизы на нефтепродукты. Судя по предварительным расчетам, в нефтяной отрасли будет наблюдаться рост себестоимости и снижение прибыли, а это приведет к снижению налога на прибыль, который уплачивается в региональные бюджеты присутствия нефтяных компаний. Для Тюменской области счет может пойти на десятки миллиардов, выпадающих из доходов бюджета. Кроме того, снижение акцизов приведет к сокращению бюджетных доходов всех трех регионов, которые были донорами.

Следует предвидеть, что рост налогового пресса на нефтедобычу приведет к сокращению инвестиционных бюджетов нефтяных компаний. Инвестиции сократятся не только в «нефтянку», но и в смежные от-



расли, отсюда упадет деловая активность, вместе с ней потребительский спрос, понизится уровень жизни в целом в нефтедобывающих регионах. Нетрудно предвидеть, что при таком сценарии развития первыми «жертвами» окажутся профильная промышленность, а также население Тюменской области. Однако если для транснациональных корпора-

ций как глобальных игроков в мировом пространстве и территория, и импульс к росту найдутся, то для ресурсной территории, где природопользование перестает быть приоритетом развития, оставаясь тем не менее реальным экономическим потенциалом, вопрос развития открыт.

Учитывая взаимозависимость и взаимообусловлен-

ность в рыночных условиях действий экономических игроков, важно свести к минимуму возможные риски, разработать согласованную стратегию национального, отраслевого и регионального развития. Именно так можно обеспечить не только устойчивость российской экономики, но и соблюдение интересов общества – корпораций, домохозяйств.

Межрегиональная связанность как фактор эффективности и устойчивости развития Тюменской области

И.С. Симарова,

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»

В современных условиях, когда страны и отдельные регионы идут по пути объединения усилий в различных сферах деятельности (экономической, социальной, политической, военной и т.д.), вопросы формирования единого экономического пространства приобретают особую актуальность.

Сложное федеративное устройство Российской Федерации способствует объединению регионов для решения различных социально-экономических проблем. Кроме того, российские регионы обладают различными конкурентными преимуществами [4], объединение которых позволяет регионам реализовать различные крупные проекты с меньшими затратами и большей эффективностью. В этой связи задача формирования единого экономического пространства российских регионов обретает практический смысл, а ее реализация может способствовать повышению уровня их социально-экономического развития, увеличению объемов производства внутреннего валового продукта. В конечном итоге это приводит к усилению устойчивого развития страны и повышению ее промышленных возможностей.

Единое экономическое пространство можно определить

как территориальный континуум, в рамках которого осуществляются единые по форме и содержанию экономические отношения, что подтверждается существованием общей системы экономических отношений, общих правовых норм, регулирующих экономическую деятельность, единых на всем пространстве государственных органов, общего внутреннего рынка со свободным движением товаров, капитала и рабочей силы по территории.

В настоящее время экономическое пространство России характеризуется существенной неоднородностью. Это подтверждается имеющимися разрывами в уровне социально-экономического развития регионов. Так, например, в 2011 г. разница между регионами по объему валового регионального продукта в расчете на одного жителя субъекта Федерации составила 19,5 раза. По уровню среднедушевых денежных доходов регионы различались

в 5,4 раза, при этом доходы граждан 64 регионов были ниже, чем в среднем по Российской Федерации. Существующая конфигурация экономического пространства России имеет следующие характеристики: (а) высокую неравномерность, что является результатом разных скоростей протекания экономических процессов в регионах; (б) сильную разреженность как следствие слабой освоенности территории, низкой плотности расселения, неравномерного распределения факторов производства; (в) пикообразность – следствие значительной концентрации экономического пространства исключительно вокруг крупных городов.

Выравнивание уровня социально-экономического развития регионов, обмен и равномерное распределение факторов производства могли бы способствовать созданию единого экономического пространства страны. Одной из существенных проблем в процессе формирования единого экономического пространства является отсутствие устойчивых взаимосвязей между регионами Российской Федерации. Выстраивание стабильных взаимоотношений между регионами и



Таблица 1

СИСТЕМА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОЦЕНКИ МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЙ СВЯЗАННОСТИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПРОСТРАНСТВА ПО ЕЕ ДЕТЕРМИНАНТАМ

Показатели	Характеристика
1. Общие показатели	
1.1. Приток детерминанты в k-й регион из i-го региона взаимодействия в j-м году (P_{kij}), ед.	Показывает абсолютную величину притока (оттока) детерминанты
1.2. Отток детерминанты из k-го региона в i-й регион взаимодействия в j-м году (O_{kij}), ед.	
1.3. Сальдо детерминанты (C): $C = P_{kij} - O_{kij}$	Показывает превышение притока или оттока детерминанты связанности
2. Специальные показатели	
2.1. Мощность потока детерминанты: $MP_{kij} = \frac{P_{kij}}{P_j}$ где MP_{kij} – мощность потока детерминанты в k-й регион из i-го региона в j-м году, доли ед.; P_j – общий приток детерминанты по массиву исследования* в k-й регион в j-м году, ед.	Характеризует участие отдельных регионов в формировании потока детерминанты
3. Частные показатели	
3.1. Коэффициент результативности межрегиональных связей (K_p): $K_p = \frac{O_{kij}}{P_{kij}}$	Показывает соотношение между притоком и оттоком
3.2. Коэффициент интенсивности межрегиональных связей (K_u): $K_u = \frac{MP_{kij}}{D_j}$ где D_j – объем детерминанты k-го региона в суммарном объеме детерминанты k-го и i-го регионов, доли ед.	При повышенной интенсивности межрегиональных связей $K_u > 1$ и наоборот
3.3. Индекс пространственной структуры (Ипс): $I_{nc} = \frac{OM_{kij}(2OM - OM_k)}{OM_k OM_i}$ где OM_{kij} – оборот (приток + отток) детерминанты между k-м и i-м регионами, ед.; OM – суммарный оборот детерминанты исследуемых регионов (общий приток по массиву исследования), ед.; OM_k – итоговый оборот детерминанты k-го региона, ед.; OM_i – итоговый оборот детерминанты i-го региона, ед.	Величина I_{nc} отражает уровень предпочтений в перемещениях по тому или иному парному направлению.
* Под массивом исследования понимается набор регионов, по которым оценивается межрегиональная связанность	

в первую очередь выстраивание прочных взаимосвязей между соседствующими субъектами Российской Федерации должно стать основой создания в стране единого экономического пространства сетевого типа.

В качестве модели выстраивания тесных взаимосвязей между российскими регионами можно предложить модель «еврорегионов». Под «еврорегионом» понимается форма интеграции, основанная на тесном сотрудничестве двух или нескольких территориальных образований, расположенных в приграничных районах соседствующих государств Европы. В таких образованиях у участников появляются новые возможности: создавать совместные экономические структуры, развивать приграничную торговлю, реализовывать различные проекты в области туризма, экологии, спорта и культуры, устранять барьеры и препятствия для перемещения рабочей силы и т.д. Учитывая эффекты такой модели, ее можно использовать для формирования единого экономического пространства – объединить соседствующие субъекты Российской Федерации в единые региональные экономические пространства, то есть воздействовать на их пространственную связанность. Связанность выступает одним из свойств экономического пространства. Под ней следует понимать количественно измеряемую интенсивность хозяйственных, социальных и иных взаимодействий между различными субъектами. При этом следует различать межрегиональную связанность, когда взаимодействие осуществляется между регионами, и внутрирегиональную, когда субъекты взаимодействия находятся в пределах одного региона.

В научной литературе методические аспекты исследования межрегиональной связан-



ности раскрываются исключительно через исследование интеграционных процессов между регионами, что не совсем корректно, поскольку связанность и интеграция соотносятся как производная и первообразная. Для устранения этого пробела автором предлагается методический подход к оценке связанности экономического пространства региона на межрегиональном уровне. Изучение литературных источников позволило автору рассматривать межрегиональную связанность как интенсивность обмена регионов детерминантами связанности (товарами и услугами, финансовыми, информационными и человеческими ресурсами). Такая трактовка дает возможность использовать для оценки степени связанности показатели, которые систематизированы в три группы: общие (характеризуют обмен в абсолютных величинах), специальные (отражают структуру обмена) и частные (показывают результативность обмена между его участниками) (см. табл. 1).

Представленные в табл. 1 показатели были использованы для оценки степени межрегиональной связанности в рамках Тюменской области, которая является сложнопостроенным субъектом Российской Федерации. В ее состав входит два автономных округа – Ханты-Мансийский (ХМАО – Югра) и Ямало-Ненецкий (ЯНАО). Территорией областного подчинения в Тюменском регионе является Юг области (Тюменская область без АО).

Поскольку одним из условий формирования единого экономического пространства является экономическое взаимодействие регионов в форме обмена товарами собственного производства, представляется целесообразным исследовать встречные потоки рассматриваемых субъектов РФ.

Таблица 2

ВЫВОЗ ПРОДУКЦИИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ (БЕЗ АО)					
млн руб.					
Показатель	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Вывезено, всего,					
в том числе:	34721,8	56225,3	43481,8	58220,4	85863,2
– в Российскую Федерацию	34113,0	52063,8	36862,0	57476,5	84322,5
– в Тюменскую область,	22263,7	36659,7	19338,3	32240,7	40289,7
в том числе:					
– в Ханты-Мансийский АО	431,6	520,4	1275,8	1096,1	2239,2
– в Ямало-Ненецкий АО	142,0	149,1	286,9	453,4	572,0
– в Тюменскую область (без АО)	21690,1	35990,1	17775,6	30691,2	37478,5

Таблица 3

ВЫВОЗ ПРОДУКЦИИ (ТОВАРОВ) ОРГАНИЗАЦИЯМИ ХАНТЫ-МАНСЬИНСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ					
млн руб.					
Показатель	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Вывезено, всего,					
в том числе:	68627,9	101538,3	72638,9	82964,7	82079,1
– в Российскую Федерацию	67648,5	100423,7	71101,0	81964,4	81216,1
– в Тюменскую область,	40440,1	60510,2	31309,2	56609,7	59474,3
в том числе:					
– в Ханты-Мансийский АО	27586,6	22567,2	20536,6	36264,6	43079,0
– в Ямало-Ненецкий АО	4181,3	5949,5	3345,6	13429,4	6056,0
– в Тюм. область (без АО)	8672,1	31993,6	7427,0	6915,6	10339,3

В табл. 2 представлены данные об объемах вывоза продукции (товаров) организациями Тюменской области (без АО).

Так, 46,9% производимой продукции реализуется внутри территории Юга Тюменской области. При этом объем ввозимой продукции организациями Тюменской области (без АО) на территорию ХМАО – Югры значительно превышает объем ввозимой продукции на территорию ЯНАО и составляет 2239,2 и 572,0 млн руб. соответственно. Кажущиеся оче-

видными выводы о большей привлекательности ХМАО – Югры для товаропроизводителей Юга Тюменской области явно преждевременны, поскольку в представленных данных не учтены различия в географической удаленности и емкости рынка автономных округов. 72,8% объема продукции организаций Ханты-Мансийского автономного округа остается внутри Тюменской области, преимущественно в самом округе. При этом объем поставок на Юг области, по данным



Таблица 4

ВЫВОЗ ПРОДУКЦИИ (ТОВАРОВ) ОРГАНИЗАЦИЯМИ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА					
млн руб.					
Показатель	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Вывезено, всего,					
в том числе:	257203,8	333330,0	329964,6	381536,1	457504,7
– в Российскую Федерацию	255292,1	329415,6	327291,1	381454,0	457403,8
– в Тюменскую область,	78505,7	119236,3	121124,5	111583,0	168986,8
в том числе:					
– в Ханты-Мансийский АО	378,7	623,6	1009,3	1044,6	1094,5
– в Ямало-Ненецкий АО	78000,7	118554,1	120031,2	110365,3	167519,6
– в Тюм. область (без АО)	126,3	58,6	91,1	173,1	372,8

за 2011 г., в 4,6 раза превышает объем встречного товаропотока (табл. 3).

Менее контрастны встречные товаропотоки между Югом Тюменской области и Ямало-Ненецким автономным округом: вывоз в ЯНАО превышает ввоз из ЯНАО всего в 1,5 раза, причем абсолютные значения этих потоков сравнительно невелики (табл. 4).

В отличие от Тюменской области (без АО) и ХМАО – Югры 99,1% продукции, производимой в ЯНАО, остается внутри данной территории. На южную часть области (без АО) и на ХМАО – Югру приходится 0,9% от всего объема товарного потока.

Для оценки степени связанности регионов Тюменской области по критерию товарного обмена необходимо проанализировать результаты расчета частных и специальных показателей межрегиональной связанности, обобщенные в табл. 5.

Региональный товарный поток Ханты-Мансийского автономного округа – Югры практически полностью формируется за счет товаров собственного производства. При этом за период 2007–2011 гг. доля товаров, ввезенных с территорий Ямало-Ненецкого автономного округа и Тюменской области (без АО), увеличилась с 2,9% до 7,2% и составила соответственно 4,8% и 2,4%. Региональный товарный поток Ямало-Ненецкого автономного округа также формируется в основном за счет товаров собственного производства: если с территории ХМАО – Югры в 2011 г. поступило 3,5% товаров в общем потоке, то с территории Тюменской области (без АО) – лишь 0,3%. Это говорит о том, что при формировании регионального товарного потока на территорию Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменская область (без АО) практически не оказывает влияния.

Процесс формирования регионального товарного потока Тюменской области (без АО) выглядит несколько иначе. Почти треть потока формируется товарами, поступающими с территории ХМАО – Югры, доля которых в 2011 г. составила 21,5%. При этом практически полностью отсутствует взаимодействие Тюменской области (без АО) с Ямало-Ненецким автономным округом при формировании регионального товарного потока: доля товаров из ЯНАО на протяжении 2007–2011 гг. не превышала 1%.

Тенденция ослабления межрегиональных товарообменных связей Тюменской области подтверждается динамикой коэффициента их результативности. За период 2007–2011 гг. данный коэффициент, характеризующий межрегиональную связанность между Югом Тюменской области и ХМАО – Югрой, сократился в 4,4 раза. При этом несколько положительную динамику данный коэффициент имеет между Ямало-Ненецким автономным округом и Тюменской областью (без АО).

Если значение коэффициента интенсивности межрегиональных связей превышает единицу, можно говорить о том,

что между регионами существует интенсивная межрегиональная связь, и наоборот. Расчет данного показателя по товарному обмену между регионами Тюменской области показал, что на протяжении всего исследуемого периода связь между регионами характеризовалась крайне низкой степенью интенсивности и не имела тенденций к усилению.

Величина индекса пространственной структуры отражает уровень предпочтений в направлении товарных потоков с определенной территории по тому или иному парному направлению. При осуществлении региональных товарных потоков с территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры более предпочтительной является территория Ямало-Ненецкого автономного округа, нежели Тюменской области (без АО). В случае ЯНАО большее предпочтение отдается ХМАО – Югре. Региональные товарные потоки с территории Тюменской области (без АО) в основном направлены в ХМАО – Югру, тогда как в ЯНАО они незначительны.

Исследование межрегиональной связанности по обмену человеческими ресурсами позволило установить, что из-



Таблица 5

ДИНАМИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЙ СВЯЗАННОСТИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПРОСТРАНСТВА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ТОВАРНОМУ ОБМЕНУ в 2007–2011 гг.						
Район выхода	Район входа	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Мощность товарного потока						
ХМАО	ХМАО	0,972	0,952	0,900	0,944	0,928
	ЯНАО	0,013	0,026	0,044	0,027	0,024
ЯНАО	Тюм. обл. (без АО)	0,015	0,022	0,056	0,029	0,048
	ХМАО	0,051	0,048	0,027	0,108	0,035
	ЯНАО	0,948	0,951	0,971	0,888	0,962
Тюм. обл. (без АО)	Тюм. обл. (без АО)	0,002	0,001	0,002	0,004	0,003
	ХМАО	0,284	0,470	0,294	0,183	0,215
	ЯНАО	0,004	0,001	0,004	0,005	0,008
Коэффициент результативности межрегиональных связей (КРМС)						
ХМАО	ЯНАО	0,091	0,105	0,302	0,078	0,181
	Тюм. обл. (без АО)	0,050	0,016	0,172	0,159	0,217
ЯНАО	ХМАО	11,040	9,540	3,315	12,856	5,533
	Тюм. обл. (без АО)	1,124	2,545	3,150	2,619	1,535
Тюм. обл. (без АО)	ХМАО	20,093	61,478	5,821	6,309	4,618
	ЯНАО	0,889	0,393	0,318	0,382	0,652
Коэффициент интенсивности межрегиональных связей (КИМС)						
ХМАО	ЯНАО	0,066	0,065	0,060	0,175	0,087
	Тюм. обл. (без АО)	0,133	0,320	0,120	0,097	0,153
ЯНАО	ХМАО	0,018	0,020	0,013	0,038	0,016
	Тюм. обл. (без АО)	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002
Тюм. обл. (без АО)	ХМАО	0,262	0,578	0,200	0,138	0,147
	ЯНАО	0,008	0,004	0,009	0,011	0,011
Индекс пространственной структуры (ИПС)						
ХМАО	ЯНАО	0,005	0,005	0,008	0,009	0,007
	Тюм. обл. (без АО)	0,019	0,014	0,066	0,034	0,056
ЯНАО	ХМАО	0,103	0,098	0,107	0,237	0,102
	Тюм. обл. (без АО)	0,006	0,004	0,015	0,014	0,014
Тюм. обл. (без АО)	ХМАО	0,214	0,529	0,237	0,122	0,174
	ЯНАО	0,002	0,001	0,001	0,002	0,002

менение конфигурации экономического пространства Тюменской области, вызванное миграционным обменом, объясняется изменениями в уровне денежных доходов населения. В 2007–2011 гг. в регионе самые низкие среднедушевые денежные доходы наблюдались в Тюменской области (без АО), самые высокие – на Ямале, что делает этот субъект РФ привлекательным для мигрантов. Значение дан-

ного показателя в ХМАО – Югре в 2011 г. лишь на 23,6% ниже, чем в ЯНАО. Это обуславливает закрепление на территории ХМАО – Югры ранее прибывшего населения и его привлекательность для новых мигрантов: сальдо миграции в ХМАО в 2011 г. по сравнению с 2007 г. увеличилось на 80,2%. По мнению Л.Н. Рудневой, одним из факторов привлекательности региона для мигрантов являются высокие

темпы роста среднедушевых денежных доходов [3]. Так, среди субъектов Тюменской области более высокие темпы роста среднедушевых денежных доходов наблюдаются в Тюменской области (без АО): если в целом по Тюменской области рост данного показателя за период 2007–2011 гг. составил 125,1%, то в Тюменской области (без АО) – 154,0%, при этом миграционный прирост населения увели-



чился в 2,3 раза и составил 13,2 тыс. человек.

Таким образом, изменение денежных доходов населения приводит к усилению межтерриториальной связанности. В частности, ЯНАО характеризуется самыми высокими показателями среднедушевого денежного дохода населения. Его величина в 2011 г. превысила среднее значение по региону в 1,4 раза. Несмотря на это, данный субъект не является при-

влекательным для мигрантов: в 2007–2011 гг. отток населения превышал его прибытие, и лишь в 2011 г. было достигнуто положительное сальдо миграции.

В ХМАО – Югре миграционный поток формируется в основном за счет мигрантов, перемещающихся в пределах округа, их доля за исследуемый период увеличилась на 5,4%. Поток мигрантов на территорию ХМАО из ЯНАО незначителен,

его мощность за период 2007–2011 гг. не превышала 0,03. Более значительную роль в миграционном потоке ХМАО занимает Тюменская область (без АО). Несмотря на снижение мощности миграционного потока с этой территории, абсолютная величина его в 2011 г. составила 0,15 (табл. 6).

Структура миграционного потока в Ямало-Ненецкий автономный округ за исследуемый период остается практически

Таблица 6

ДИНАМИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЙ СВЯЗАННОСТИ ПО МИГРАЦИИ НАСЕЛЕНИЯ в 2007–2011 гг.						
Район выхода	Район входа	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Мощность миграционного потока						
ХМАО	ХМАО	0,778	0,798	0,811	0,809	0,820
	ЯНАО	0,030	0,027	0,022	0,030	0,031
	Тюм. обл. (без АО)	0,192	0,174	0,167	0,161	0,149
ЯНАО	ХМАО	0,110	0,115	0,112	0,106	0,112
	ЯНАО	0,582	0,614	0,595	0,605	0,576
	Тюм. обл. (без АО)	0,308	0,271	0,294	0,289	0,312
Тюм. обл. (без АО)	ХМАО	0,236	0,259	0,237	0,240	0,244
	ЯНАО	0,117	0,133	0,127	0,130	0,140
	Тюм. обл. (без АО)	0,648	0,609	0,636	0,629	0,616
Коэффициент результативности межрегиональных связей (КРМС)						
ХМАО	ЯНАО	1,171	1,162	0,935	1,433	1,208
	Тюм. обл. (без АО)	0,588	0,506	0,536	0,527	0,463
ЯНАО	ХМАО	0,854	0,860	1,070	0,691	0,828
	Тюм. обл. (без АО)	0,446	0,314	0,372	0,349	0,390
Тюм. обл. (без АО)	ХМАО	1,702	1,978	1,865	1,898	2,161
	ЯНАО	2,240	3,187	2,691	2,867	2,566
Коэффициент интенсивности межрегиональных связей (КИМС)						
ХМАО	ЯНАО	0,068	0,061	0,049	0,067	0,070
	Тюм. обл. (без АО)	0,431	0,390	0,371	0,357	0,330
ЯНАО	ХМАО	0,685	0,721	0,720	0,689	0,723
	Тюм. обл. (без АО)	1,916	1,694	1,894	1,875	2,010
Тюм. обл. (без АО)	ХМАО	0,600	0,658	0,601	0,610	0,619
	ЯНАО	0,296	0,337	0,321	0,330	0,357
Индекс пространственной структуры (ИПС)						
ХМАО	ЯНАО	0,092	0,083	0,070	0,096	0,090
	Тюм. обл. (без АО)	0,165	0,167	0,157	0,158	0,144
ЯНАО	ХМАО	0,023	0,020	0,021	0,019	0,022
	Тюм. обл. (без АО)	0,062	0,053	0,058	0,057	0,070
Тюм. обл. (без АО)	ХМАО	0,289	0,296	0,272	0,269	0,276
	ЯНАО	0,493	0,536	0,531	0,523	0,529



неизменной. Почти 60% его величины формируется за счет перемещения населения внутри данной территории. На долю ХМАО – Югры и Тюменской области (без АО) приходится соответственно 11% и 31% прибывающего населения.

Тенденция усиления миграционных связей Тюменской области (без АО) с автономными округами подтверждается динамикой коэффициента результативности межрегиональных связей. За период 2007–2011 гг. число прибывших мигрантов из ХМАО на 1000 выбывших в данный регион увеличилось на 460 чел., в результате коэффициент результативности межрегиональных связей увеличился на 26,9% и составил 2,16. За этот же период число прибывших мигрантов из ЯНАО на 1000 выбывших увеличилось с 2240 до 2566 чел. (4,6%). Миграционная связь ЯНАО с Тюменской областью (без АО) отличается повышенной интенсивностью и ростом: в течение всего исследуемого периода КИМС превышал значение, равное единице, при этом увеличился с 1,92 до 2,01. Динамика индекса пространственной структуры Тюменской области указывает на то, что наиболее предпочтительной территорией вселения мигрантов ХМАО – Югры и ЯНАО является Тюменская область (без АО). Большая часть мигрантов (по данным 2011 г.) прибывает на территорию автономных округов в связи с трудоустройством. Структура населения, мигрирующего в пределах Тюменской области, по возрастным группам и причинам миграции представлена на рис. 1.

Для Тюменской области (без АО), где сосредоточены основные профессиональные учебные заведения региона, характерна большая доля прибывающего населения в связи с учебой. Из числа прибывших мигрантов 46,7% указали при-

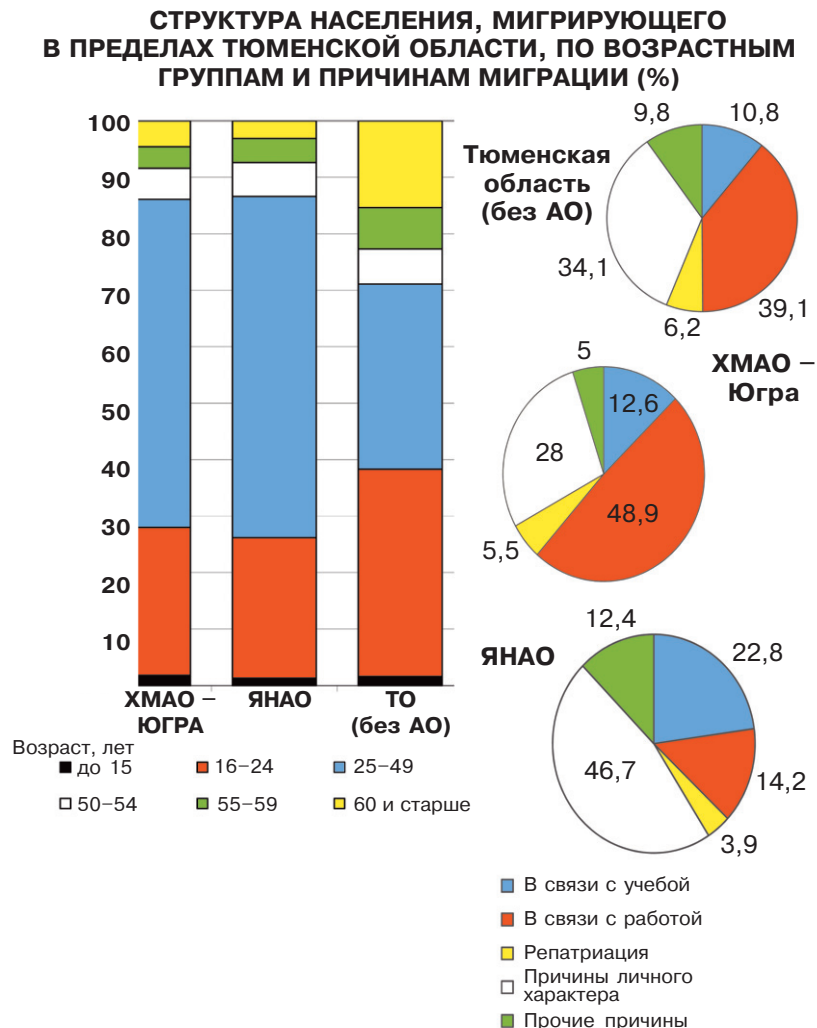


Рис. 1

чины личного характера (в их числе переезд к родителям (детям), выход на пенсию и др.

Возрастная структура прибывших мигрантов свидетельствует о том, что Ханты-Мансийский автономный округ – Югра и Ямало-Ненецкий автономный округ более привлекательны для населения в возрасте от 25 до 49 лет, т.е. наивысшей трудовой активности. Значительная доля мигрантов, прибывающих в Тюменскую область (без АО), находится в возрасте от 16 до 24 лет. Кроме того, в структуре прибывших в данный регион доля мигрантов в предпенсионном и пенсионном возрасте превышает аналогичный показатель ХМАО

и ЯНАО соответственно на 15,0% и 15,5%.

Таким образом, проведенная оценка межрегиональной связанности Тюменской области показала, что входящие в нее регионы имеют более тесные миграционные связи, которые можно охарактеризовать как естественные. А в том случае, где для организации взаимодействия требуются современные рыночные инструменты, а также интерес и определенные усилия представителей бизнеса и власти (это касается, в частности, организации товарного обмена), уровень делового сотрудничества недостаточно высокий.



В Концепции долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области (без АО) рынки ХМАО – Югры и ЯНАО рассматриваются как потенциальные рынки сбыта продукции, произведенной организациями региона. Учитывая, что «современные условия общественного развития требуют поиска консенсуса между всеми участниками, в числе которых представители различных ветвей власти, граждане, занимающие активную гражданскую позицию, и частный сектор» [1], от представителей всех органов власти и бизнеса зависит то, как будет выстраиваться диалог на территории Тюменской области. Именно создание прочных экономических связей приведет к усилению межрегиональной связанности и в конечном итоге к формированию экономического пространства с более высоким уровнем конкуренции и устойчивости.

Литература

1. Колмаков В.В. Государственно-частное партнерство как инструмент обеспечения регионального развития // *Инновации в науке*. – 2013. – № 28. – С. 228–233.
2. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области до 2020 года и перспективы до 2030 года – [Электронный ресурс]: Режим доступа: www.tyumen-region.ru/upload/docs/koncept_ser_to.doc
3. Руднева Л.Н. Формирование и регулирование инфраструктуры рынка труда. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора экономических наук/ Уральский гос. экон. ун-т. – Екатеринбург, 2006. – 34 с.
4. Полякова А.Г., Кузнецов Д.И. Стратегические аспекты обеспечения конкурентоспособности экономической системы региона //

Интеллект. Инновации. Инвестиции. – 2012. – № 1. – С. 40–42.

5. Статистический ежегодник: Стат. сб. в IV частях. Ч. IV (I) Тюменская область (без автономных округов)/ Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Тюменской области. – Т., 2012. – 301 с.

6. Статистический ежегодник: Стат. сб. в IV частях. Ч. II (I) Ханты-Мансийский автономный округ – Югра/ Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Тюменской области. – Т., 2012. – 316 с.

7. Статистический ежегодник: Стат. сб. в IV частях. Ч. III (I) Ямало-Ненецкий автономный округ/ Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Тюменской области. – Т., 2012. – 309 с.

Регулирование спроса и предложения на рынке труда Тюменской области

С.А. Кабанов,
директор департамента труда и занятости
населения Тюменской области

Сектор экономики, обеспечивающий нефтегазодобычу и переработку углеводородного сырья, как известно, пользуется особым вниманием на рынке труда. О некоторых тенденциях, характерных для ситуации с занятостью и регулированием трудовых отношений в организациях нефтегазовой отрасли региона, в данной статье.

В течение последних лет в органы службы занятости населения Тюменской области (без автономных округов) организациями и предприятиями нефтегазовой отрасли ежегодно предоставляются сведения о наличии вакансий. Как правило, количество их составляло 700–800 ед., а по итогам первого полугодия 2014 года количество вакансий, заявленных работодателями данной отрасли, пре-

высило значения соответствующих периодов прошлых лет и составило 600 единиц. На сегодняшний день в базе данных службы занятости населения на долю организаций нефтегазового кластера экономики приходится около 1% всех вакансий, имеющихся в банке Юга области, или немногим более 300 единиц. Вакансии заявлены по 95 наименованиям профессий. Наиболее востребо-

ванными являются: машинист компрессорных установок, инженер, машинист технологических насосов, слесарь по эксплуатации и ремонту газового оборудования, подсобный рабочий и другие.

По прогнозным данным, полученным в результате проведенного обследования организаций, расположенных на территории Юга Тюменской области, в том числе предприятий, реализующих инвестиционные проекты, дополнительная потребность в кадрах на среднесрочную перспективу в нефтегазовом кластере может составить свыше 1,8 тыс. работников. Востребованными останутся машинисты различных ком-



прессорных установок и технологических насосов, а также инженеры, лаборанты и другие специалисты.

Одновременно с этим отметим, что на учете в службе занятости населения региона в настоящее время состоит около 200 граждан, которые ищут работу и при этом имеют квалификацию для замещения свободных рабочих мест на предприятиях нефтегазовой отрасли. Такое соотношение между спросом и предложением – потребности работодателей и численности ищущих работу граждан с данной квалификацией – свидетельствует о возможном дефиците кадров для нефтегазовой отрасли на рынке труда в будущем.

В целях решения данной проблемы, а также для восстановления престижа и популяризации рабочих профессий и специальностей, повышения к ним интереса у молодых и инициативных людей, мотивации к профессиональному самоопределению в Тюменской области проводится комплексная системная профориентационная работа. Одним из ее направлений является организация и проведение конкурса профессионального мастерства «Славим человека труда!». Данный конкурс имеет, как известно, статус межрегионального и проходит в масштабе Уральского федерального округа с целью привлечь внимание к тем, кто добивается успехов в труде, демонстрирует настоящее мастерство и профессионализм в своем деле. На протяжении нескольких лет нефтегазодобывающие предприятия региона, в частности ООО «РН-Уватнефтегаз», принимают в нем участие.

Количественный аспект в работе с кадрами является не единственным вопросом, стоящим перед предприятиями отрасли. В условиях успешного их развития благодаря привлече-

нию инвестиций, внедрению в производственные процессы предприятий инновационных технологий растут и квалификационные требования к работникам. В целях повышения квалификации кадров нефтегазовой отрасли в области намечены и осуществляются мероприятия по опережающему профессиональному обучению работников предприятий, осуществляющих в соответствии с инвестиционными проектами реструктуризацию и модернизацию производств. За несколько лет реализации данного направления обучения в нем приняло участие около 100 работников предприятий нефтегазового кластера экономики, таких как ООО «Тобольск-Полимер», ООО «Тобольск-Нефтехим», ЗАО «Антипинский НПЗ».

Учитывая, что условия труда в организациях, видом деятельности которых является добыча, транспортировка и переработка нефтегазового сырья, относятся к неблагоприятным, в данных организациях сформированы системы управления охраной труда, созданы службы, укомплектованные высококвалифицированными специалистами в этой сфере. В целях контроля за состоянием условий труда на рабочих местах в организациях нефтегазовой отрасли практически полностью проведена аттестация рабочих мест по условиям труда. По ее результатам ежегодно проводятся и финансируются мероприятия по охране труда. Для предупреждения производственного травматизма создана система непрерывного обучения безопасным методам производственных работ, осуществляется контроль за соблюдением требований охраны труда на всех уровнях управления.

Между органами власти региона, профсоюзами и работодателями сложились партнерские отношения, которые позво-

ляют оперативно и на взаимовыгодной основе решать вопросы, регулировать отношения в трудовой сфере. Объединить и направить совместные усилия в данном направлении помогает работа областной трехсторонней комиссии по регулированию социально-трудовых отношений. Кроме того, в 12 территориях Юга области созданы и работают территориальные трехсторонние комиссии, призванные оперативно решать возникающие вопросы трудовых отношений на местах. Активная позиция профсоюзов, руководства облсовпрофа помогает всегда быть в курсе самых острых проблем, привлечь к их решению различные организационные и финансовые ресурсы и совместно с работодателями найти оптимальные варианты для всех сторон.

Взаимодействие с региональным бизнес-сообществом, в частности с Союзом работодателей Тюменской области, носит деловой характер, что позволяет согласовывать интересы различных экономических субъектов и развивать экономику региона. Важно, что бизнес-структуры, особенно крупные нефтегазодобывающие компании, проводят социально ориентированную политику в своих организациях. Понимание значимости социальной ответственности позволило поднять уровень минимальной заработной платы в реальном секторе экономики Тюменской области до прожиточного минимума трудоспособного населения.

В настоящее время свыше 230 тысяч работников предприятий Юга области дополнительно защищены условиями коллективных договоров, которые включают в содержание и разделы, регулирующие вопросы охраны труда. В результате такого взаимодействия в Тюменской области с 2006 года отсутствуют коллективные трудовые споры.



Некоторые аспекты мотивов поведения работников на рынке труда Тюменской области

Е. В. Андрианова, к.с.н., доцент,
ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет»

На фоне продолжающихся в Российской Федерации социально-экономических преобразований в сфере труда сталкиваются прежние и новые правила, формируются практики взаимоотношений собственников и наемных работников. При этом руководством страны ставится задача повышения эффективности (продуктивности) труда. Некоторые аспекты предпосылок эффективного труда в масштабе Тюменской области в целом, т.е. с автономными округами, рассмотрены в данной статье.

Прежде чем говорить об особенностях трудового поведения, характерных для населения Тюменской области, посмотрим, что из себя представляет локальный рынок труда на фоне всей России. Основные показатели рынка визуализированы на рис. 1.

Как видим, ситуация с занятостью населения в Тюменском регионе относительно стабильна, сохраняется высокий уровень экономической активности. Уровень безработицы с 1995 г. неуклонно снижался, но после наиболее благополучного 2007 года наметился рост безработицы, а затем в кризис 2009–2010 гг. и к 2012 г. – спад (рис. 2).

Уровень зарегистрированной безработицы в области к 2012 г. составил 5,2%. При этом среди женщин в указанном году уровень безработицы оказался на процент ниже, чем среди мужского населения. Однако вполне возможно, что женщины чаще регистрируют безработицу как случай, чем это делают мужчины, предпочитая работать без оформления трудового договора. Основная

часть безработных – это люди наиболее активных возрастных групп: 20–29 (в этой группе больше мужчин) и 40–49 лет (в этой группе чаще встречаются женщины).

Самый низкий уровень безработицы в 2012 г. зафиксирован в ЯНАО (3,4%), на втором месте – Юг Тюменской области (5,2%), затем – ХМАО (показатель составил 5,5%). Отметим, что уровень безработицы во всех трех субъектах РФ ниже среднероссийского (5,5%) или равен ему, как, например, в ХМАО – Югра. В целом в Тюменской области самые низкие показатели безработицы по УрФО (6%).

Теперь рассмотрим некоторые аспекты мотивов трудового поведения населения Тюменской области. Представленные в статье результаты исследования получены в рамках мониторингового изучения, которое проводилось в 2006, 2009, 2011, 2013 гг. методом интервью в домашних условиях по типовой методике [1]. В исследовании (оно проводилось по массовой анкете) принимало участие население Тюменской области старше 18 лет. В 2006 г. опрошено 4 000 чело-

век, в 2009 г. – 4 510; в 2011 г. – 5 567, в 2013 г. – 3054 человека, в том числе: по Югу Тюменской области – 1271 респондент, ХМАО – 1301, ЯНАО – 482 респондента. Все выборки 2006–2013 гг. являются четырехступенчатыми (территория, половозрастная структура, образование) и репрезентируют население трех регионов: Юга Тюменской области (ТО), Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО – Югра) и Ямало-Ненецкого округа (ЯНАО) по половозрастной и образовательной структуре сельского/городского населения с учетом места проживания (ошибка не выше 3%). Поскольку предметом анализа является отношение к труду и в частности профессиональная удовлетворенность жителей региона, респондентам были заданы следующие вопросы:

- Кем вы работаете сегодня?;
- Если вы за последние 5 лет сохранили свою работу, профессию, то почему?;
- Если вы за последние 5 лет изменили свою работу, профессию, то почему?;
- К какому типу относится предприятие (организация), где вы работаете?;
- Насколько вы удовлетворены следующими условиями работы?;
- Какую работу вы бы предпочли сегодня, если бы могли выбирать?

Рассмотрим, как интерпретируют мотивы сохранения (смены) работы, а также профессии участники опросов, про-



РОССИЙСКИЙ РЫНОК ТРУДА 2012 г.

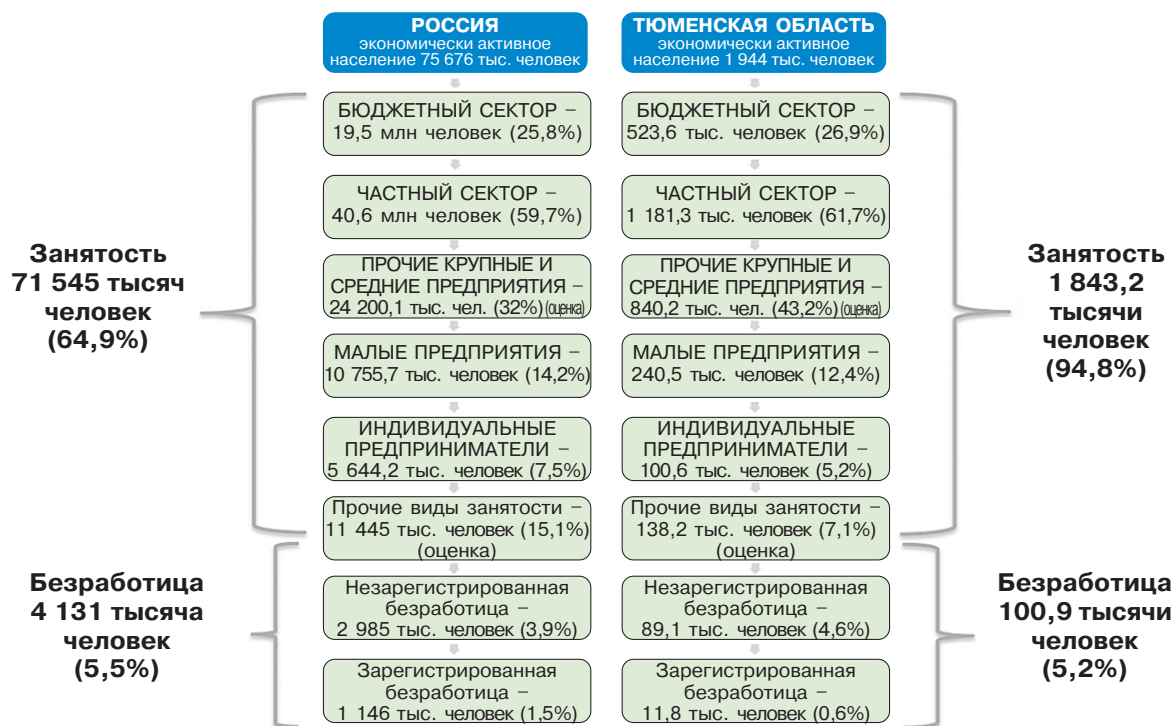


Рис. 1

Источник: информация представлена на основе данных [3].

веденных в указанные годы (табл. 1).

В течение прошедшего десятилетия главными мотивами поведения жителей Тюменской области были, с одной стороны, «привычка к своей работе, к коллективу», с другой – «вынужденное приспособление к сложившимся обстоятельствам». В 2013 г. доминировать стали такие мотивы: «мне некуда уходить», «я привык к своей работе, коллективу», «работа интересная» (рис. 3). Так, на Юге области и в ЯНАО приоритет отдается мотиву «мне некуда уходить». В ХМАО ведущими мотивами являются два: «привычка к своей работе и коллективу», а также «интересная работа». Отметим, что на протяжении всего периода наблюдений финансовый фактор (оплата труда) в иерархии причин трудовой стабильности стоит

ДИНАМИКА УРОВНЯ БЕЗРАБОТИЦЫ В УРФО
в 2000–2012 гг.
(в среднем за год, в % от общей численности)

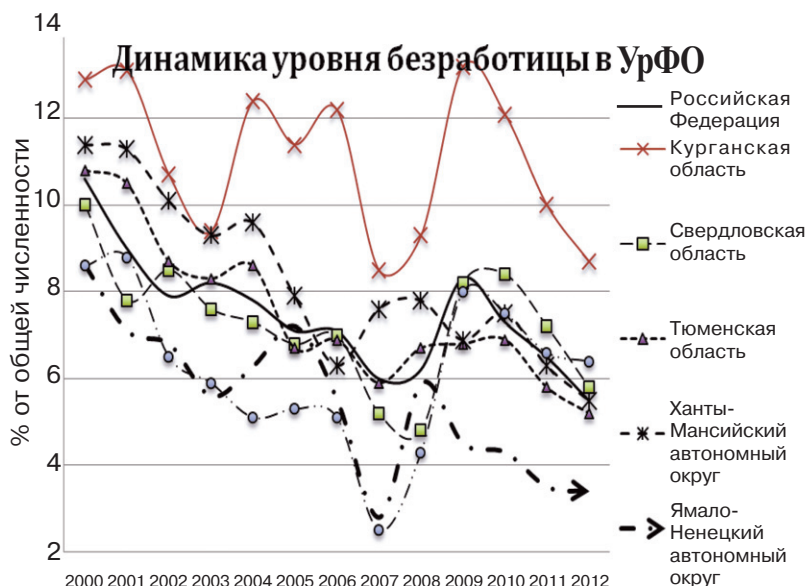


Рис. 2

Источник: информация представлена на основе данных [3].



лишь на четвертом месте, отставая от лидирующего мотива более чем в 2 раза. Сказанное относится к ответам респондентов по всем трем субъектам РФ. Следует обратить внимание, что прежде социально значимый мотив («работа почетная, престижная и приносит пользу людям») перестал быть таковым и оказался теперь на предпоследнем месте, поэтому доля людей, руководствующихся этим соображением, в Тюменской области в целом не превышает 11%.

Корреляционный анализ показал, что половой фактор не влияет на мотивы сохранения работы. Что касается возрастного фактора, то он оказывает

видимое влияние на трудовое поведение: так, в возрастной когорте 18–19 лет лидирующий мотив такой: «работа интересная» и «работа хорошо оплачивается» (26%). С 20–24 лет такой мотив, как «работа интересная», начинает делить ведущую позицию с другим мотивом – «мне некуда уходить» (25%), и до 34 лет он остается лидирующим, уступая место только в когорте 35–39-летних другому мотиву – «интересная работа» (29%). С 40–44 лет происходит смена основных мотивов и структура их сохраняется до пенсии. В этих группах лидирующую позицию делят между собой два объяснения: «привычка к своей работе, коллек-

тиву» (до 29%) и «мне некуда уходить» (до 35%), «интерес к работе» остается на третьем-четвертом местах.

Люди с высшим и послевузовским образованием чаще других приоритет сохранения места работы связывают непосредственно с интересом к работе. Те, кто свое материальное положение характеризует так: «почти на все хватает, но затруднено приобретение квартиры» и «практически ни в чем себе не отказываем», мотив сохранения места работы определяют исходя из значимого для них приоритета, а именно того, что работа им интересна. Чем хуже материальное положение работников,

Таблица 1

МОТИВЫ СОХРАНЕНИЯ (СМЕНЫ) РАБОТЫ, УКАЗАННЫЕ РЕСПОНДЕНТАМИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ*										
	(% от ответов)									
	Юг области				ХМАО			ЯНАО		
Мотивы сохранения работы	2006	2009	2010	2013	2006	2009	2013	2006	2009	2013
Работа интересная	19	26	33	19	23	19	22	21	26	22
Работа почетная, престижная, приносит пользу людям	10	17	12	8	10	14	9	10	15	11
Работа хорошо оплачивалась	10	18	14	12	14	14	16	15	16	13
Мне некуда уходить	28	26	27	29	23	24	21	23	23	28
Я привык к своей работе, к коллективу	34	28	55	21	24	29	23	23	29	22
Мне так спокойнее	5	16	11	8	7	8	9	7	8	9
Другое		2		3		4	3		1	1
Затрудняюсь ответить	19	2	4		22	10		20	6	
Итого	125	136	156	100	122	121	103	119	124	106
Мотивы смены работы										
Появилась возможность более интересной работы	19	29	40	26	24	20	29	22	23	19
Работа не пользовалась уважением	3	2	5	2	6	3	5	3	6	2
Были сокращения, предприятие было закрыто	21	22	16	35	17	20	20	16	25	14
Работа по моей специальности сейчас не нужна	3	3	4	2	5	5	4	4	7	12
Работа плохо оплачивалась	24	23	25	26	17	18	24	20	20	33
На новой работе я имею больше возможностей проявить себя	14	18	23	10	14	17	17	15	18	15
Другое		4		3		8	4		3	10
Затрудняюсь ответить	35	9	13		36	22		35	15	
Итого	119	116	127	104	118	113	103	114	117	105

*Итоговая сумма не равна 100%, так как вопрос допускал несколько вариантов ответов.



тем чаще они сохраняют работу, объясняя так: «мне некуда уходить».

Структура причин смены работы за годы проведения мониторинга изменилась, что видно из табл. 1. В 2006 г. при перемене работы (профессии) для большинства жителей области ведущим был мотив, связанный с вынужденным приспособлением к тем переменам, которые произошли на рынке труда за годы социально-экономических реформ. Именно влияние обстоятельств («работа плохо оплачивалась», «закрытие предприятия», «сокращение» и т.п.) побуждало жителей Тюменской области сменить работу. К 2009 году картина несколько изменилась. На Юге области стали чаще

МОТИВЫ СОХРАНЕНИЯ РАБОТЫ, ПРОФЕССИИ в 2013 г. (% от ответов респондентов)

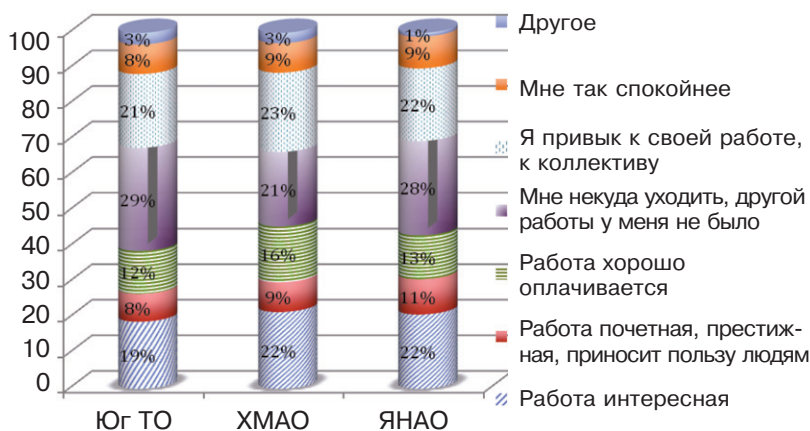


Рис. 3

менять работу из-за того, что появлялась «более интересная работа». Заметим, что раньше эта тенденция была более характерна для ответов, полученных от жителей северных окру-

гов. На втором месте – плохая оплата труда. Таким образом, мотивы работников северных округов и Юга области уже не отличаются, респонденты все больше склоняются в сторону

Таблица 2

СТРУКТУРА ТРУДОВЫХ МОТИВОВ, ВЫБРАННЫХ РЕСПОНДЕНТАМИ В ПРОЖЕКТИВНОЙ СИТУАЦИИ (2006–2013 гг.) (% от числа ответивших)													
Мотив	Юг области					ХМАО				ЯНАО			
	2013	2011	2010	2009	2006	2013	2011	2009	2006	2013	2011	2009	2006
Иметь пусть небольшой, но твердый заработок и уверенность в завтрашнем дне	37	41	43	43	35	45	43	43	43	41	43	46	43
Иметь пусть небольшой, но твердый заработок	6	8	8	8	3	5	9	10	5	9	8	8	4
Иметь небольшой заработок, но больше свободного времени и более легкую работу	9	8	6	8	5	8	6	10	6	6	7	8	7
Много зарабатывать, пусть даже без особых гарантий на будущее	16	15	20	18	24	18	18	17	19	16	17	21	19
Иметь собственное дело, вести его на свой страх и риск	15	13	12	9	17	14	13	10	13	12	15	11	13
Не знаю, отказ от ответа	17	14	10	13	16	11	10	10	14	15	10	6	14
Итого	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100



значимости главного для них фактора, а именно: личностного интереса к работе. При этом по-прежнему респонденты ориентируются на то, чтобы иметь социальную защиту. Финансовый кризис значительно повлиял на изменение причин смены работы: в 2010 г. на первое место выдвинулись следующие факторы: возможность более интересной работы, затем, с отрывом почти в два раза – оплата труда, на третьем месте – возможность проявить себя на новой работе.

Результаты, полученные в 2013 г., показывают, что во всех трех субъектах Федерации респонденты при смене работы руководствуются различными приоритетами (рис. 4). На Юге области на первом месте сле-

ПРИЧИНЫ СМЕНЫ РАБОТЫ, ПРОФЕССИИ в 2013 г. (%)

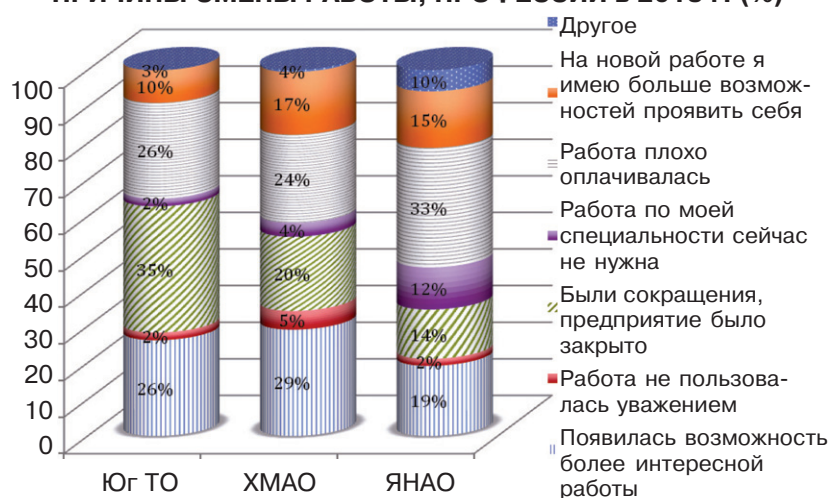


Рис. 4

дующие мотивы: вынужденное приспособление к обстоятельствам – «сокращение, предприятие было закрыто» (35%), второе место делят между собой

такие мотивы, как «возможность более интересной работы» и «плохая оплата» (26%). В ХМАО на первом месте – 29% стоит «возможность более ин-

Таблица 3

СЛАГАЕМЫЕ УДОВЛЕТВОРЕННОСТИ ТРУДОМ		
Группы слагаемых	Показатели	Формула расчета
Содержание и условия труда WD1	1. Содержание труда (тем, что вы непосредственно делаете на работе) 2. Условия труда (т.е. освещение, отопление, шум) 4. Продолжительность рабочего дня	$1WD1 = (q25_1 + q25_2 + q25_4) / 3$
Материальные условия WD2	5. Выплаты и поощрения 11. Социальная защита (возможность устроить ребенка в садик, получить путевку для отдыха и пр.) 14. Возможность обеспечить достаток в доме, приобрести что захочется	$WD2 = (q25_5 + q25_11 + q25_14) / 3$
Моральные:		
Контроль WD3	3. Доверие между начальством и работниками 12. Взаимопонимание в отношениях с начальством и коллегами 13. Доступность информации об организации 16. Возможность быть самостоятельным в работе, решать самому, что и как делать	$WD3 = (q25_3 + q25_12 + q25_13 + q25_16) / 4$
Возможности и самореализация WD4	7. Возможность повышения (карьера) 8. Возможность повышения квалификации (обучение и переобучение) 9. Гарантия стабильности, постоянной занятости, уверенности в будущем 10. Равные возможности для мужчин и женщин 15. Возможность применить свои знания и способности 17. Возможность приносить пользу людям	$WD4 = (q25_7 + q25_8 + q25_9 + q25_10 + q25_15 + q25_17) / 6$
$WDD = (q25_1 + q25_2 + q25_3 + q25_4 + q25_5 + q25_6 + q25_7 + q25_8 + q25_9 + q25_10 + q25_11 + q25_12 + q25_13 + q25_14 + q25_15 + q25_16 + q25_17) / 17$		



Таблица 5

ОЦЕНКА РЕСПОНДЕНТАМИ УДОВЛЕТВОРЕННОСТИ ТРУДОМ С УЧЕТОМ СЛАГАЕМЫХ						
Факторы	Группы	Слагаемые				
		Содержание и условия труда	Материальные	Контроль	Возможности	Удовлетворенность
Управление	нет подчиненных есть подчиненные F	3,5 3,8 42,7	3,0 3,3 43,0	3,5 3,8 56,5	3,4 3,7 67,6	3,4 3,7 64,7
Тип собственности предприятия (по месту работы)	государственное, муниципальное остальные формы собственности F	3,7 3,6 4,3	3,1 3,0 3,9	3,7 3,6 5,6	3,6 3,4 30,0	3,6 3,4 15,4
Регион	Юг области ХМАО ЯНАО F	3,5 3,7 3,6 10,6	2,9 3,2 3,1 22,7	3,5 3,7 3,5 2,4	3,4 3,6 3,5 7,8	3,4 3,6 3,4 11,0
Возраст	18–29 лет 30–49 лет более 50 лет F	3,58 3,65 3,56 1,8	3,0 3,1 3,02 2,5	3,59 3,58 3,53 0,7	3,498 3,51 3,48 0,2	3,45 3,51 3,47 1,8
Мобильность (за последние 5 лет)	сохранили работу изменили работу F	3,6 3,5 3,2	3,1 3,0 3,8	3,6 3,5 0,5	3,5 3,4 2,6	3,5 3,4 2,4
Тип мотивации	избегание неудач достижение успеха F	3,6 3,6 1,1	3,1 3,0 4,7	3,6 3,6 0,0	3,5 3,5 0,9	3,5 3,5 0,7

тересной работы», на втором – «плохая оплата» (24%) и только на третьем – «вынужденное приспособление» (20%). В ЯНАО приоритетным мотивом смены работы является плохая оплата – этот мотив выделяют 33%, с отрывом почти в два раза следует «возможность более интересной работы»; третье место делят следующие: «на новой работе я имею больше возможностей проявить себя» (15%) и «были сокращения, предприятие было закрыто» (14%). Заметим, что вынужденную причину смены работы указывают на Ямале в 2,5 раза реже, чем на Юге области. При этом в ЯНАО в шесть раз больше, чем на Юге области, и в три раза больше, чем в ХМАО, доля людей, меняющих работу

из-за того, что их специальность не востребована.

И еще одно характерное наблюдение: женщины чаще меняют работу, если появляется более интересная, по их оценке (27%), мужчины – из-за плохой оплаты труда (30%). Что касается материального положения, то оно, безусловно, влияет на решение при смене работы. Так, из тех, кто «практически ни в чем себе не отказывает», смену места работы в 50% случаев объясняют появлением «более интересной работы». С ухудшением материального положения доля людей, руководствующихся этим мотивом, все более снижается, и среди тех, кому «денег не хватает на повседневные затраты», таких остается только 17%.

Мотивация смены работы существенно отличается по возрастным группам. Если в когорте до 30 лет лидирует такой мотив, как «возможность проявить себя» и «интересная работа» (с 25 до 29 лет к этим мотивам присоединяется еще один – «оплата труда»), то с 30 до 39 лет чаще всего указывают, что смена работы является вынужденной, с 40 до 49 лет приоритет в смене работы уже занимают другие причины: «плохая оплата» и «появление более интересной работы», после 50 лет люди в большинстве своем меняют работу по вынужденным причинам, как правило, из-за сокращения или закрытия организации.

Хотя гипотетически каждый гражданин имеет права и свободы в выборе места, формы и



степени приложения своего труда, однако использовать личный потенциал готовы и умеют далеко не все. К такому выводу приводит анализ ответов, полученных на вопрос, имеющий прожективный характер: «Какую работу вы предпочли бы сегодня, если бы могли выбирать?» Как видно из таблицы 2, первое место на протяжении всех лет наблюдений в структуре трудовых мотивов, выбранных работниками Тюменской области в предложенной им прожективной ситуации, неизменно занимает желание «иметь пусть небольшой, но твердый заработок и уверенность в завтрашнем дне». Именно так ответили 37% респондентов на Юге области, ХМАО – 45%, 43% – ЯНАО. Интересно, что на Юге области этот показатель в 2013 г. приблизился к своему значению в 2006 г. – 35%. В период кризиса в 2009 г. мы наблюдали, что доля населения, стремящегося к стабильности, достигла 43%. В ХМАО и ЯНАО такие колебания не превышали ошибку выборки, и доля населения, ратующая за небольшой, но твердый заработок и уверенность в завтрашнем дне, стабильно высока. К примеру, в ХМАО она на 8 пунктов в 2013 г. превышает долю, указанную в этом же году на Юге области.

Обращает на себя внимание тот факт, что желание много зарабатывать, пусть даже без особых гарантий на будущее, в целом по области стабильно сократилось в прошедший с 2006 по 2013 год период. Тех, кто готов много зарабатывать, пусть даже без особых гарантий на будущее, стало в 2,5 раза меньше: в частности, на Юге – только 16%, в ХМАО – 18% и в ЯНАО – 16%. Однако в разрезе субъектов областного исследования можно говорить,

что в ХМАО и ЯНАО их доля стабилизировалась и колебания не превышают ошибку выборки, в то время как на Юге области произошло сокращение на 8% доли населения, готового много зарабатывать, пусть даже без особых гарантий на будущее. Доля тех, кто готов вести свое дело, резко упавшая в 2009 г., к 2013 г. также показывает возврат к уровню 2006 года.

Если типологизировать, основываясь на ответах к вопросу «Какую работу вы бы предпочли сегодня, если бы могли выбирать?», можно условно выделить следующие группы респондентов. В частности, проявились те, кто «избегает неудач» – они выбрали варианты ответов 1, 2, 3, соглашались на минимализм, при этом считают важным сохранить уверенность в завтрашнем дне. Другой тип мотивов характерен для тех, кто настроен на «достижение успеха». Эти люди готовы рисковать, не имея особых гарантий на будущее. Если в 2006 г. среди респондентов было 48% таких, кто предпочитал избежать неудач, в разгар кризиса 2009 г. их число увеличилось до 59%, то в 2013 г. можно говорить о положительном тренде снижения до 55%. При этом доля населения с мотивами достижения успеха, просевшая в кризис с 41% до 27%, к 2013 г. восстановилась и составляет 31%.

При сравнении мотивов выбора работы по субъектам РФ видно, что в 2013 году к типу мотивации достижения при выборе работы в прожективной ситуации относится 31% жителей Юга области, по 32% в Югре и на Ямале, мотивами избегания руководствуются соответственно 52%, 58%, 56%. Как показал последний опрос, доля респондентов с трудовой моти-

вацией «избежать неудач» в сравнении с результатами исследования 2006 г. значительно возросла.

В исследованиях 2006–2013 гг. сохраняется тенденция, из которой следует: чем образованнее респонденты, тем чаще их мотивацией является достижение успеха. Данные подтверждают предположение, что соотношение людей по типу мотивации в различных возрастных когортах существенно отличается. Самые высокие доли людей с мотивацией достижения успеха приходятся на возрастную когорту 18–29 лет. Это характерно для всех, при этом отметим, что на Юге области их доля достигает максимального на сегодняшний день значения 49%, далее следует ХМАО, где мотивация достижения среди молодежи составила 47%, в ЯНАО – 43%. Логично, что молодые люди в большей степени склонны к самостоятельности, меньше задумываются о стабильности и гарантиях завтрашнего дня, чем старшее поколение.

Переход от рыночно ориентированного к патерналистскому к типу трудовой мотивации заметен в возрастной группе после 30 лет. В когорте, объединяющей 30–49-летних, самая значительная доля людей с мотивацией достижения успеха также сосредоточена на Юге области (40%), ХМАО отстает от Юга на 5 пунктов, а ЯНАО – на 9. В возрастной когорте после 50 лет при приближении пенсионного возраста трудовая мотивация снижается уже по объективным причинам.

Теперь об удовлетворенности работой (вопрос был сформулирован так: «Насколько вы удовлетворены следующими условиями работы?»). Для анализа мы выделили 4 группы слагаемых, они представлены в табл. 3.



Для определения степени влияния слагаемых на удовлетворенность трудом был применен метод дисперсионного анализа. При этом шкала степени удовлетворенности задана в следующем виде: не удовлетворен – 1, удовлетворен – 5. В выборку для дисперсионного анализа были включены только те респонденты, кто на момент проведения опроса имел работу. Как показали результаты, наиболее удовлетворены респонденты возможностью приносить пользу людям (3,77) и продолжительностью рабочего дня (3,74), наименее удовлетворены материальными условиями (3,06), наиболее низка удовлетворенность социальной защитой работников.

Самая высокая удовлетворенность по всем критериям отмечается в ХМАО. Высокие оценки удовлетворенности отдельными слагаемыми дают жители ЯНАО. Самые низкие – у жителей Юга области.

Основываясь на результатах исследования, можно отметить следующую тенденцию, характерную для области в

целом. С 2006 по 2013 год мотивация выбора работы в проективной ситуации (она описывается в терминах «достижение/ избегание») изменилась: увеличилась доля респондентов, которые стремятся избегать неудач. Для данного типа трудовой мотивации характерно поведение, определяемое формулой «минимум доходов при минимуме труда». Таких работников, как оказалось, в Тюменском регионе большинство. Возможно, это стало ответом на уроки первого периода рыночных трансформаций. Однако нельзя исключить и другой вывод: отсутствует реальное движение граждан – потенциальных или фактических работников в сторону рыночной экономики. Итак, если реальная ситуация убеждает людей в обратном, то число тех, кто готов действовать в соответствии с рыночными правилами, будет и в дальнейшем уменьшаться.

Несмотря на положительные тенденции, сложившиеся на региональном рынке труда, следует отметить, что в масштабе области в целом выше,

чем в среднем по России, уровень незарегистрированной безработицы. Поэтому внимания требуют следующие вопросы: регулирование неформальной занятости, сбалансированность спроса и предложения квалифицированной рабочей силы, прогноз потребности в специалистах и организации профессионального обучения, переобучения и повышения квалификации с учетом приоритетов социально-экономического развития.

Литература

1. Лапин Н.И., Беляева Л.А. Программа и типовой инструментарий «Социокультурный портрет региона России» (Модификация – 2010). – М., МФРАН, 2010.

2. Социокультурный портрет Тюменской области: коллективная монография / науч. ред. Г.Ф. Ромашкина, В.А. Юдашкин. – Тюмень: Издательство «ТюмГУ». – 2011. – 365 с.

3. Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики. <http://www.gks.ru/>

Роль государственно-частного партнерства в подготовке кадров для нефтегазовой отрасли региона

Е.А. Грязнов,
начальник отдела по взаимодействию с предприятиями
ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,
Е.И. Лыскова,
главный специалист департамента образования и науки Тюменской области

В Тюменской области созданы условия и ведется подготовка высококвалифицированных кадров для нефтегазовой отрасли на основе государственно-частного партнерства.

Приоритетными направлениями инновационного разви-

тия нефтегазового комплекса в соответствии с Энергетической

стратегией России на период до 2020 года являются: формирование и развитие новых крупных центров добычи нефти, рациональное использование разведанных запасов нефти, обеспечение расширенного воспроизводства сырьевой



базы нефтедобывающей промышленности, ресурсо- и энергосбережение, сокращение потерь на всех стадиях технологического процесса при подготовке запасов, добыче, транспорте и переработке нефти, углубление переработки нефти, комплексное извлечение и использование всех ценных компонентов, модернизация существующих нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств, разработка и освоение новых технологий. Для достижения этих задач требуются высококвалифицированные кадры, способные осуществлять разработку и оценку, внедрять инновационные предложения, обладающие экономической грамотностью в вопросах организации и управления производством.

Следует отметить, что на региональном уровне инфраструктура образовательной деятельности достаточно развита. К тому же отраслевой кадастр и экономическая политика в Тюменской области определены. Однако с точки зрения организации образовательного процесса важно было откорректировать систему подготовки кадров на всех уровнях с учетом инвестиционной стратегии и формированием новых центров экономического роста. В первую очередь это потребовало соотнести местоположение образовательных организаций, профиль, а также программы обучения, чтобы создать наилучшие предпосылки для кадрового обеспечения новых направлений деятельности. В частности, дальнейшее развитие нефтегазохимического комплекса в Тобольске диктует востребованность рабочих специальностей. Поэтому потребовалось консолидировать ресурсы образовательных

организаций Тобольского многопрофильного техникума, филиала Тюменского нефтегазового университета, с одной стороны, а также ресурсы ООО «Тобольск-Полимер», ООО «Тобольск-Нефтехим», ЗАО «Сибур-Холдинг», – с другой. С учетом этого сформирована территориально-отраслевая структура опережающей подготовки кадров.

Хорошие перспективы сформированы в сфере подготовки кадров для сектора нефтегазового машиностроения, нефтепереработки. Значительную часть подготовки рабочих кадров и специалистов, требуемых для инвестиционных проектов DYNAmrgetics (ФРГ), ЗАО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод» обеспечивает Тюменский государственный нефтегазовый университет. За счет использования имеющихся ресурсов начата подготовка кадров, которые смогут участвовать в реализации инвестиционного проекта DYNAmrgetics (ФРГ) в Нижнетавдинском многопрофильном техникуме.

Еще одно нововведение – сеть многофункциональных центров прикладных квалификаций (МФЦПК). Они созданы на базе профессиональных образовательных организаций в городах Тюмень, Ялуторовск, Тобольск, Ишим и предусматривают ускоренную профессиональную подготовку персонала. Динамика подготовки специалистов за счет средств областного бюджета через МФЦПК возросла с 3 200 до 4 231 человек в год. В образовательных организациях региона рабочую профессию и специальность получает более 14 тыс. обучающихся в год. Таким образом, в регионе отработан механизм опережающей подготовки рабочих кадров для работы в отраслях, обеспечивающих модернизацию и техноло-

гическое развитие социально-экономической сферы региона.

В регионе сложилась практика работы профессиональных образовательных организаций с отраслевыми ассоциациями работодателей. Представители отраслевых ассоциаций участвуют в работе наблюдательных, попечительских советов. Результатом сотрудничества стала подготовка рабочих кадров и специалистов среднего звена по 50 новым профессиям и специальностям. Созданы реальные условия для реализации моделей обучения на рабочем месте, взаимодействия в организации учебного и внеучебного процесса. Важно и то, что реализуемые профессиональные образовательные программы проходят экспертизу и согласование с работодателями.

Опыт развития организационно-экономических механизмов на основе трехстороннего государственно-частного партнерства подкреплен 132 трехсторонними соглашениями в сфере подготовки квалифицированных кадров между правительством Тюменской области, предприятиями-работодателями и профессиональными образовательными организациями (2010 – 79 ед., 2011 – 91 ед., 2012 – 123 ед., 2013 – 132 ед.).

Техническим вузом, который ведет в Тюменской области подготовку инженеров для ведущих отраслевых компаний, является Тюменский государственный нефтегазовый университет (ТюмГНГУ). Вуз входит в ТОП-20 по востребованности выпускников работодателями.* Сотрудничество с организациями университет осуществляет на основании долгосрочных стратегических комплексных договоров. В 2014 году такие договоры заключены с компаниями нефтегазового сектора, в числе которых: ОАО «Газ-

* Ежегодную оценку вузов РФ осуществляет рейтинговое агентство «Эксперт РА».



пром», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «АК «Транснефть», ОАО «СИБУР Холдинг», Shlumberger, ООО «Интегра», ОАО «Новатэк» и др. Ведущие специалисты нефтегазосервисных компаний проводят профессиональное обучение в качестве руководителей всех видов практик, курсовых и дипломных проектов, привлекаются для чтения лекций, а также в качестве членов государственных аттестационных комиссий. В рамках дней компаний, научно-практических конференций происходит предварительное общение студентов и работодателей, знакомство студентов со структурой и работой предприятия. Результатом подобных мероприятий становится то, что работодатели привлекают в свои компании перспективных студентов – единомышленников и продолжателей традиций.

С целью формирования условий для притока талантливой, профессионально подготовленной молодежи, а также обеспечения современным инженерным персоналом университет совместно с компаниями и департаментами организует работу профильных классов (ОАО «СИБУР Холдинг», ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть»), представляющих собой систему непрерывного образования, включающую комплекс довузовской подготовки, целевой производственной практики студентов, дополнительного образования и переподготовки специалистов Тюменской области. Формирование классов проходит на конкурсной основе среди выпускников 9-х классов, обучение в которых рассчитано на два года. К образовательному процессу привлечены ведущие ученые из числа профессорско-преподавательского состава университета, которые обучают школьников не только базовым предметам –

математике, химии, физике, но и ведут широкую профориентационную и воспитательную работу, сопровождают научно-исследовательскую работу учащихся. Как показывают исследования, более 60% выпускников профильных классов поступают в университет на профильные нефтегазовые направления и специальности.

Будучи ориентированным на подготовку высококвалифицированных и профессиональных кадров для нефтегазового сектора с адаптацией лучшего мирового опыта в образовании, университет со своей стороны организует для студентов видеолекции ведущих ученых-преподавателей иностранных вузов-партнеров. Учебная аудитория, кстати, оборудована компанией Shlumberger. А всего в вузе более 40 именных лабораторий и аудиторий оснащены самой современной техникой и оборудованием за счет средств ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «АК «Транснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «СИБУР Холдинг». Наличие современного оборудования позволяет проводить на базе университета всероссийские олимпиады среди студентов технических вузов страны.

В рамках выполнения олимпиадных заданий по дисциплине «Управление процессом бурения» участники решают теоретические задания посредством компьютерного тестирования, практические – на уникальном лабораторном макете буровой установки DrillSim 5000. Использование тренажера позволяет моделировать ситуации, которые могут возникнуть в реальной работе буровиков, важно и то, что именно данной модели буровые установки работают на месторождениях Западной Сибири.

Ежегодно компании предоставляют места для прохождения учебных и производственных практик всем студентам универ-

ситета, успешно осваивающим образовательные программы. С целью стимулирования успешной учебы и научной деятельности студентов ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «СИБУР Холдинг», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз» ежегодно учреждают корпоративные стипендии. Они составляют более 40% от всех выплачиваемых стипендий.

Понимая, что основой сохранения научной школы являются преподавательские кадры, предприятия-партнеры в рамках грантовой программы поддерживают молодых ученых: ежегодно более 100 молодых преподавателей университета получают именные гранты. В частности, ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НК «Роснефть», ООО «Тобольск-Нефтехим», ООО «Газпромнефть Восток» ежегодно выделяют более 3 млн руб. на реализацию планов, продвижение идей, защиту проектов молодых ученых.

Внимание уделяется и такому виду повышения квалификации, как стажировка на предприятиях. Изучение передовых технологий, совершенствование практических навыков позволяет обеспечить практикоориентированность обучения студентов. В 2014 году доля преподавателей, прошедших стажировки на предприятиях, составила более 50% от числа всех обучившихся преподавателей.

Ежегодно представители более 150 предприятий от Москвы до Сахалина посещают традиционные мероприятия «Дни предварительного / окончательного трудоустройства», в ходе которых более 85% выпускников устраиваются на постоянное место работы по заявкам работодателей. Отметим, что по результатам мониторинга эффективности вузов 2014 года показатель трудоустройства выпускников 2013 года составляет 98,4%, а доля выпускников, работающих вне региона, – 4,2%, это один из самых низких по стране.



С целью содействия в повышении качества научно-образовательной деятельности в университете создан Общественный совет, в который входят руководители ведущих предприятий региона (ОАО «Сибнефтепровод», ООО «РН-Уватнефтегаз», ООО «Тобольск-Нефтехим», Тюменское отделение «Сургут-НИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», «КогалымНИПИнефть», ООО «ТюменНИИгипрогаз», ФГУП «ЗапСибНИИГ», ОАО «СибНАЦ», ЗАО «Антипинский НПЗ», ОАО «Тюменские моторостроители», ПИИ ОАО «Газтурбо-сервис», ОАО «Запсибкомбанк», ООО ГК «Автоград»). В ходе заседаний обсуждаются вопросы организации и функционирования базовых кафедр университета на предприятиях, разработки рекомендаций по формированию оптимальных условий и форм организации научно-образовательного процесса, содействия в привлечении к работе в университете сотрудников предприятий отрасли.

В ТюмГНГУ создана и успешно функционирует система дополнительного образования. По 14 программам профессиональной переподготовки для выполнения нового вида деятельности ежегодно обучается 1500 человек. Существует практика реализации индивидуальных программ под заказ крупных компаний: ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «АК «Транснефть», ОАО «Газпром», ОАО «СИБУР Холдинг». Более 2500 человек из числа специалистов предприятий ежегодно проходит повышение квалификации по 87 программам.

В качестве дополнительной составляющей конкурентоспособности выпускников осуществляется профессиональная подготовка по рабочим профессиям. Ежегодно такую подготовку проходит более 4000 человек по 138 программам.

С 2012 года университет принимает активное участие в реализации Президентской программы повышения квалификации инженерных кадров. Программа реализуется на базе университета с целью поддержки и обеспечения продвижения лучших дополнительных профессиональных программ повышения квалификации и стажировок инженерных кадров в сфере приоритетных направлений модернизации и технологического развития экономики России, разработанных российскими образовательными организациями по заказам профильных предприятий и организаций реального сектора экономики и в сотрудничестве с ними. Специалисты предприятий, прошедшие повышение квалификации, отмечают высокий уровень организации и качества обучения.

Помимо сотрудничества с российскими предприятиями реального сектора экономики университет уделяет большое внимание развитию партнерских связей с вузами и предприятиями зарубежных стран. В частности, сотрудничество в сфере энергетики между Китаем и Россией включает в себя и обучение специалистов ТЭК. У ТюмГНГУ для этого есть прекрасные преимущества.

Интересы китайских промышленных кругов нефтегазового сектора представлены в Тюмени в лице фирмы BGP International, дочернего предприятия промышленной группы CNPC. По итогам визита китайской делегации в 2008 году был подписан меморандум о намерениях к сотрудничеству и принято решение о том, что Китайский нефтяной университет (г. Дуньин) будет направлять в ТюмГНГУ на обучение студентов-отличников. Обменная программа была реализована в 2009 году и, по мнению сторон, достаточно успешно. Студенты и аспиранты обоих вузов-партнеров побывали друг у

друга в гостях, посетили предприятия нефтегазового сектора и познакомились с современными технологиями производства, условиями труда и быта работников. Программы визитов предусматривали также знакомство с культурой и обычаями народов, местными достопримечательностями. По итогам реализации программы обменов было принято решение сделать ее традиционной [1].

В настоящее время в ТюмГНГУ обучается 152 китайских студента. По завершении своего обучения 27 китайских выпускников ТюмГНГУ продолжают обучение в магистратуре. В июне 2014 года с официальным визитом в университете побывали генеральный консул Китайской Народной Республики в г. Екатеринбурге Тянь Юнсян, консул по вопросам политики Чэнь Мин и консул по образованию Ли Бинго. Представители делегации познакомились с историей вуза, его работой, а также встретились со студентами из Китая, которые обучаются в ТюмГНГУ по обмену. Тянь Юнсян впечатлил нефтегазовый университет: «Хочу отметить высокий уровень профессорско-преподавательского состава. Вуз производит впечатление очень влиятельного университета, готовящего кадры высокого уровня. С полученным образованием в ТюмГНГУ китайских студентов ждет большое будущее. Мы всеми силами будем способствовать сотрудничеству между Тюменским нефтегазовым и китайскими университетами» [2–4].

В целях развития системы инновационных технологий обучения в университете создан центр дистанционного образования. Контингент центра дистанционного образования составляет около 2 тыс. студентов из различных городов России, стран ближнего и дальнего зарубежья. Обучение проходит в системе поддержки образовательного процесса Educon, где размеще-



ны электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТюмГНГУ. Система позволяет проводить видеоконференции и вебинары, в ходе которых студенты в режиме реального времени могут задать интересующие их вопросы преподавателям. Главными преимуществами дистанционного образования являются возможность совмещения работы с учебой по выбранному направлению, самостоятельное определение времени и периодичности обучения, получение второго высшего образования параллельно с первым; общение с преподавателями и получение квалифицированных онлайн-консультаций, получение диплома государственного образца.

Подобные примеры масштабной и системной технической и финансовой поддержки вуза крупнейшими компаниями довольно редко встречаются не только в России, но и в странах Европы. Организации рассматривают университет не только как достойного партнера по подготовке квалифицированных кадров, но и как важнейший источник новых знаний и новаторского мышления. Так, в начале 2014 года университету присвоен статус «Специальный партнер ОАО «Газпром», а также принято решение о создании фонда целевого капитала ТюмГНГУ (эндаумент-фонда). Средства фонда предполагается использовать,

на укрепление материально-технической базы университета, модернизацию его образовательных программ, финансирование инвестиционных проектов, научно-исследовательской, внеучебной деятельности студентов и преподавателей университета, совершенствование системы его управления и т.п.

Попечительский совет фонда возглавил губернатор Тюменской области Владимир Якушев, отметив: «Тюменская область за годы развития Западно-Сибирской нефтяной провинции превратилась в крупный центр отраслевой науки и образования. Флагманом в этом вопросе выступает наш ведущий вуз – Тюменский государственный нефтегазовый университет. Подавляющее большинство руководителей нефтяных и газодобывающих компаний, действующих на территории трех тюменских субъектов Федерации, – его бывшие выпускники. Чтобы сохранить конкурентоспособность выпускников университета, а значит, позиции области как кузницы лучших нефтегазовых кадров и центра отраслевой науки, мы должны давать самое передовое и качественное образование, навыки исследовательской и практической работы с новейшими технологиями. Это зависит от приоритетов в развитии вуза, которые и призван определять созданный эндаумент-фонд» [5].

Таким образом, основными приоритетами профессиональной подготовки кадров для нефтегазовой отрасли являются достижение нового качества профессионального образования и практикоориентированность образовательного процесса. Важную роль в обеспечении данных задач играет региональная система государственно-частного партнерства.

Литература

1. Иностранные студенты ТюмГНГУ хотят учиться в магистратуре. <http://www.tsogu.ru/news/university/inostrannye-studenty-tjumgngu-khotjat-uchitsja-v-magistrature/>

2. Генконсул Китая в ТюмГНГУ познакомился с новейшими разработками в области добычи углеводородов. <http://tyumen-time.ru/news/video/2403/>

3. Генконсул Китая познакомился с новейшими разработками добычи углеводородов ТюмГНГУ. <http://www.vsluh.ru/news/oilgas/283949>

4. Генконсул КНР в Екатеринбурге Тянь Юнсян: Специалистам с дипломами ТюмГНГУ в Китае работы хватит. <http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2814021>

5. Владимир Якушев возглавил Попечительский совет фонда целевого капитала ТюмГНГУ. <http://www.vsluh.ru/news/oilgas/280167>

Политика ответственности и ее социальная эффективность

О.А. Кузнецовских,
заместитель губернатора, директор департамента
социального развития Тюменской области

Ответственность исполнительной власти за создание и поддержание условий, обеспечивающих благополучную и достойную жизнь населения на территории Тюменской области, сформулирована в федеральных и региональных законах.

Все взятые на себя социальные гарантии правительство Тюменской области финансово обеспечивает. Кроме того, за последние три года введены



дополнительные меры социальной поддержки семей с детьми:

- региональный материнский (семейный) капитал при рождении (усыновлении) третьего ребенка и последующих детей, размер которого составляет 40 тыс. рублей. Ежегодно около 4 тысяч семей получает данную выплату;

- единовременная выплата на приобретение жилого помещения (улучшение жилищных условий) семьям при рождении одновременно трех и более детей. С момента установления данной выплаты ее получило 26 многодетных семей;

- ежемесячная денежная выплата семьям с детьми, среднедушевой доход которых не превышает 20 тыс. рублей, на третьего и последующих детей, рожденных после 31.12.2012 г., до достижения ими трехлетнего возраста. Данную выплату получает более 1 700 многодетных семей. В областном бюджете на 2014–2016 годы на эти цели предусмотрено 164,5 млн рублей.

Выполнение гарантированных мер социальной поддержки семей с детьми **положительно сказывается на динамике основных демографических показателей**. Приведу основные цифры. Численность населения Тюменской области (без учета автономных округов) по предварительным данным Тюменьстата на 1 января 2014 года составила 1409,2 тыс. чел. По сравнению с 2007 годом численность населения увеличилась на 7,1% (2007 г. – 1315,4 тыс. чел.). При этом численность детского населения в возрасте от 0 до 17 лет включительно на начало 2014 года составила 300,6 тыс. детей (2013 г. –

289,5 тыс., 2012 г. – 278,9 тыс., 2011 г. – 271,4 тыс.). Доля детей от 0–17 лет в общей численности населения в последние годы составляет 20,5%.

Важно то, что в области **сохраняется положительная тенденция показателей рождаемости**: общий коэффициент рождаемости вырос с 15,9 на 1000 человек населения в 2011 году до 16,6 – в 2013 году. В 2013 году родилось 23,2 тыс. детей, что превысило уровень 2012 года (23,1 тыс. детей) на 0,4%, а в сравнении с 2011 годом (21,6 тыс. детей) – на 7,4%. С 2006 года зарегистрировано более 130 тысяч браков, за это время родилось около 160 тысяч детей. Начиная с 2007 года в области регистрируется **положительный естественный прирост населения**. Коэффициент естественного прироста населения с 2008 года увеличился на 2,8%. В 2013 году он составил 5,1 на 1000 человек населения (в 2008 г. – 1,8). Наблюдается увеличение количества семей с детьми, оно составляет более 210 тысяч (в 2006 году – 152 тысячи). Количество многодетных семей увеличилось на 77% (с 8 619 до 15 277), количество молодых семей – на 134% (с 24 078 до 56 326).

Правительство Тюменской области, проводя ежегодно социологическое исследование социально-экономической ситуации в регионе, включает в него оценку общей удовлетворенности жизнью и материальным положением. Как показывают результаты, в течение последних шести лет доля тех, кто удовлетворен своей жизнью, преобладает среди респондентов, а уровень удовлетворенности населения жизнью

в настоящее время фактически вернулся к докризисному значению (77%). Наблюдается также некоторое увеличение доли положительных оценок своего материального положения (очень хорошее – 1%, хорошее – 15%, среднее – 61%). Это характеризует, с одной стороны, результаты инвестиционной деятельности, проводимой в регионе, с другой – задачи развития экономики, учитывая объективное влияние этого фактора на положение домохозяйств.

Согласно докладу Министерства регионального развития Российской Федерации о ситуации в экономике, финансово-банковской и социальной сферах субъектов Российской Федерации, в январе – марте 2014 года Тюменская область занимала первое место по социально-экономическому положению регионов России и второе место – по сводному индексу доходов и занятости населения.

В целом **регион** предстает как **стабильный, с тенденциями положительной динамики развития**. Это подтверждают также данные различных рейтинговых агентств. Так, по результатам третьего рейтинга социального самочувствия регионов, составленного Фондом развития гражданского общества, Тюменская область поделила 3 и 4 место с Белгородской областью. Еще один фонд – «Петербургская политика» включил Тюменскую область в группу регионов с высокой устойчивостью (показатель значения 7,9 в декабре 2012 года и 8,2 – в январе 2013 года). Отметим, что по рейтингу социального благополучия общества, выпущенного Фондом развития гражданского общества, на основании опроса 56,9



тыс. респондентов из 79 регионов РФ в феврале и мае 2013 года жители Тюменской области характеризуются как одни из самых довольных людей в

стране. Таким образом, Тюменская область заняла в рейтинге второе место и вошла в первую группу уровня благополучия со значением 78 баллов.

Литература

1. <http://pravdaurfo.ru/news/forgo-rasstavil-regiony-urfo-po-socialnomu-samochuvstviyu>

Социальное самочувствие населения Тюменской области

А.Н. Тарасова, к.с.н., доцент,
ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет»

Социальное самочувствие населения с точки зрения управления регионом является системным фактором, характеризующим состояние социально-территориальной общности. Оценка его уровня позволяет ставить и решать задачи социально-экономического развития, оптимизируя риски.

Не углубляясь в методику используемого нами инструментария (содержание его подробно раскрыто в работах [1,3]), назовем только основные составляющие, по которым предполагаем дать характеристику социального самочувствия населения Тюменской области. Измерение социального самочувствия проводится по трем компонентам:

- степени защищенности от 10 социальных опасностей;
- степени удовлетворенности своей жизнью в целом;
- степени социального оптимизма (сравнение уровня жизни с прошлым годом, ожидания в ближайшем году, уверенность в своем будущем).

Следуя этой логике, представим результаты нашего исследования. Но прежде чем начнем описывать их, укажем: уникальность в том, что впервые будут представлены данные за ряд лет, а именно 2006, 2009, 2011 и 2013 годы. Это дает возможность показать социальный процесс в динамике.

Уровень защищенности населения от проблем-опасностей оценивается по ответам на вопрос: «Насколько сегодня

вы лично чувствуете себя защищенным от различных опасностей?», в котором содержится перечень 10 проблем (они представлены в табл. 1). В Тюменской области, судя по оценкам респондентов, как и для России в целом, наиболее высок уровень четырех основных проблем-опасностей: преступность, бедность, произвол чиновников и экологическая угроза. Однако степень их остроты, что видно из ответов, в масштабе области значительно ниже: свою незащищенность перед ними чувствует примерно 40–50% респондентов, а в целом по России этот показатель практически на 10% выше (60–70% россиян отмечает свою незащищенность).

Рассматривая уровень незащищенности населения от проблем-опасностей в разрезе различных субъектов Тюменской области, можно отметить, что отмеченные четыре базовые опасности (произвол чиновников, преступность, бедность и экологическая угроза) также преобладают над остальными. Но их рейтинг на Юге области, в ХМАО и ЯНАО принципиально различен (см. табл. 1).

Так, на Юге области доминирует проблема, названная «произвол чиновников», за ней следует преступность, затем – бедность. В ЯНАО же на первое место выходит проблема бедности, затем преступность и только за ней произвол чиновников. Экологическая угроза с некоторым отрывом занимает 4-е место. В ХМАО отмеченные проблемы-опасности снижают свою актуальность и в 2013 году оказались относительно равнозначны для населения – по 42% опрошенных отметили свою незащищенность перед ними.

Однофакторный дисперсионный анализ показателей защищенности от различных проблем-опасностей показал, что наиболее значимы различия между субъектами Тюменской области при оценке защищенности от ущемления из-за национальности ($F=14,451$), от притеснений из-за религиозных убеждений ($F=11,770$). Наиболее незащищенными от указанных опасностей чувствуют себя жители ЯНАО, что связано с наиболее высокой долей некоренного населения, приехавшего сюда из других регионов РФ или СНГ (51%). В ХМАО и на Юге области таких переселенцев меньше (42% и 17%), соответственно и оценка актуальности данных проблем меньше.



Таблица 1

**ОЦЕНКА УРОВНЯ НЕЗАЩИЩЕННОСТИ ЖИТЕЛЕЙ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ
ОТ ОСТРЫХ ПРОБЛЕМ-ОПАСНОСТЕЙ* в 2006–2013 гг.**

Виды опасностей	в % от ответивших													
	ХМАО				ЯНАО				Юг области				РФ**	
	2006	2009	2011	2013	2006	2009	2011	2013	2006	2009	2011	2013	2006	2010
Преступность	50	48	53	42	51	51	51	47	57	60	50	48	71	63
Бедность	51	43	51	42	53	54	49	48	53	53	48	47	68	60
Экологическая угроза	42	28	47	42	49	35	46	42	49	39	44	44	62	65
Произвол чиновников	49	41	49	42	56	46	51	46	52	46	47	49	59	52
Произвол правоохранительных органов	41	31	44	33	44	36	45	39	46	44	39	41	52	46
Одиночество и заброшенность	39	29	34	28	41	41	35	36	36	37	30	30	44	42
Преследования за политические убеждения	16	16	23	21	18	19	27	29	16	21	19	21	17	21
Притеснения из-за возраста или пола	25	18	20	14	29	19	30	20	22	24	22	16	26	29
Притеснения за религиозные убеждения	8	12	13	11	12	12	20	18	6	14	12	9	10	13
Ущемление из-за национальности	9	12	13	11	14	14	23	18	7	15	12	10	13	15
Среднее (по 10 проблемам)	33	28	35	29	37	33	38	34	34	35	32	32	42	41
Кз	0,60	0,64	0,59	0,62	0,58	0,62	0,57	0,60	0,62	0,62	0,59	0,61	0,58	0,59

* **Уровень незащищенности вычисляется как сумма ответов респондентов, указавших: «совсем не защищен» и «пожалуй, не защищен».**

** **РФ по данным мониторинга 2006 г. и 2010 г.**

Значимы также отличия по субъектам Тюменской области в оценках таких опасностей, как произвол чиновников ($F=8,763$), преступность ($F=8,470$) и произвол правоохранительных органов ($F=6,598$). На Юге области незащищенность от данных проблем-опасностей выше, чем в северных регионах. По всем остальным изучаемым угрозам (бедность, притеснения из-за возраста или пола, экологическая угроза, возможность преследования за политические убеждения, одиночество и заброшенность) значимых различий по субъектам Федерации, расположенным в Тюменской

области, не отмечается (расхождения между внутригрупповой и межгрупповой дисперсией незначительны).

Если оценивать динамику уровня защищенности от различных проблем-опасностей в разрезе ХМАО, ЯНАО и Юга Тюменской области, то можно отметить идентичность изменений показателя в северных регионах (хотя в ХМАО показатель защищенности стабильно выше, чем в ЯНАО). А вот на Юге области динамика уровня защищенности более сглаженная, нет таких резких изменений, как в ХМАО и ЯНАО (см. рис. 1).

Следующая составляющая социального самочувствия – **степень удовлетворенности своей жизнью в целом**. За время проведения мониторинговых исследований с 2006 по 2013 год во всех трех субъектах Федерации доля удовлетворенных своей жизнью (варианты ответов «полностью удовлетворен» и «скорее удовлетворен») выросла более чем на 10% и составила более 60% (см. таблицу 2). При этом каких-либо статистически значимых различий в оценках удовлетворенности жизнью в ХМАО, ЯНАО и на Юге Тюменской области не отмечено.



Важным компонентом социального самочувствия является **уровень оптимизма населения**, представляющий собой доминирующее в обществе восприятие действительности. Социооптимизм, с одной стороны, определяется индивидуальными характеристиками человека: его возрастом (r Спирмана = 0,238**), материальным положением (r Спирмана = 0,398**) и др. с другой стороны – уверенность в будущем обусловлена объективными условиями, в частности, возможностями улучшения жизни, которые имеются в регионе. Если человек доволен своим регионом, считает, что люди в нем живут лучше, чем в каком-либо другом, то и уровень социального оптимизма у него будет выше (r Спирмана = 0,208**). Учитывая относительно высокое качество жизни в Тюменской области по сравнению со многими други-



Рис. 1

ми регионами России, индекс социального оптимизма во всех трех субъектах исследования чуть выше общероссийского уровня (см. таблицу 3).

Статистически значимой разницы в оценках социального оптимизма между ХМАО, ЯНАО и Югом не отмечается, однако если глубже рассмотреть составляющие оптимизма в различных субъектах, то

обнаружатся существенные отличия. Так, в северных округах уровень доходов выше, соответственно и при самооценке своего материального положения выше доля тех, кто отмечал, что им «почти на все хватает» (на Юге так считает только 21%, в ХМАО – 29%, в ЯНАО – 30%) или другой ответ – «ни в чем себе не отказываем»: на Юге – 4%, в

Таблица 2

МНЕНИЕ РЕСПОНДЕНТОВ О ТОМ, НАСКОЛЬКО ЖИТЕЛИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ УДОВЛЕТВОРЕННЫ СВОЕЙ ЖИЗНЬЮ В ЦЕЛОМ, 2006–2013 гг. (в % от числа опрошенных)														
Варианты ответов	Юг области				ХМАО				ЯНАО				РФ	
	2006	2009	2011	2013	2006	2009	2011	2013	2006	2009	2011	2013	2006	2010
Полностью удовлетворены	10	13	16	19	11	18	13	20	14	15	15	16	9	13
Скорее удовлетворены	39	42	38	44	35	35	37	41	35	37	38	44	45	46
Затруднились сказать точно	16	21	17	16	22	19	22	17	21	21	19	19	17	15
Не очень удовлетворены	30	21	24	17	27	23	22	18	25	23	23	19	24	21
Совсем не удовлетворены	5	3	3	3	4	4	5	2	5	3	4	2	5	5
Отказались от ответа	1	0	1	1	2	1	1	2	1	1	1	1	5	0
Итого	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Куж ***	0,64	0,68	0,68	0,72	0,64	0,68	0,66	0,72	0,66	0,68	0,67	0,71	0,69	0,68

* Правила подсчета индексов см. в [3].

** – корреляция максимально значима ($p < 0,001$).

*** Куж – коэффициент удовлетворенности жизнью в целом считается как средневзвешенная баллов.



Таблица 3

СОСТАВЛЯЮЩИЕ КОЭФФИЦИЕНТА СОЦИАЛЬНОГО ОПТИМИЗМА В ТЕРРИТОРИАЛЬНОМ РАЗРЕЗЕ (2006–2013 гг.)														
Варианты ответов	Юг области				ХМАО				ЯНАО				РФ	
	2006	2009	2011	2013	2006	2009	2011	2013	2006	2009	2011	2013	2006	2010
Полностью удовлетворены	10	13	16	19	11	18	13	20	14	15	15	16	9	13
Уверенность в будущем (стратегический оптимизм)	0,62	0,68	0,65	0,70	0,63	0,68	0,63	0,69	0,64	0,67	0,66	0,69	0,61	0,65
Лучше или хуже стали жить	0,71	0,54	0,60	0,67	0,71	0,59	0,61	0,67	0,70	0,59	0,60	0,66	0,64	0,58
Будут ли жить лучше (тактический оптимизм)	0,71	0,62	0,68	0,73	0,72	0,67	0,68	0,74	0,71	0,65	0,69	0,70	0,66	0,65
Ко*	0,68	0,61	0,64	0,70	0,69	0,65	0,64	0,70	0,68	0,63	0,65	0,68	0,63	0,63

*Ко – коэффициент социального оптимизма считается средняя арифметическая от средневзвешенной баллов по каждому из составляющих социального оптимизма.

ХМАО – 6%, в ЯНАО – 7%. Вместе с тем при высоких самооценках своего нынешнего материального положения доля тех, кто посчитал, что в его регионе люди живут лучше, чем в соседних, оказалась меньше, чем на Юге (на Юге – 36%, в ХМАО – 29%, в ЯНАО – 26%). Данный факт свидетельствует о том, что несмотря на более низкий уровень доходов, респонденты с Юга оценивают свою территорию как более перспективную для жизни. Именно этим определяется и более позитивное отношение. На вопрос «Какие чувства вы испытываете к своему региону?» дали ответ «рады, что здесь живем» более трети опрошенных Юга Тюменской области (35%). В северных регионах таковых оказалось на 10% меньше (по 25% в ХМАО и ЯНАО), т.е. вклад фактора региональной привлекательности в итоговый показатель социального оптимизма существенно ниже, чем на Юге области.

ДИНАМИКА ИНДЕКСОВ ОПТИМИЗМА (K_o)
ПО СУБЪЕКТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

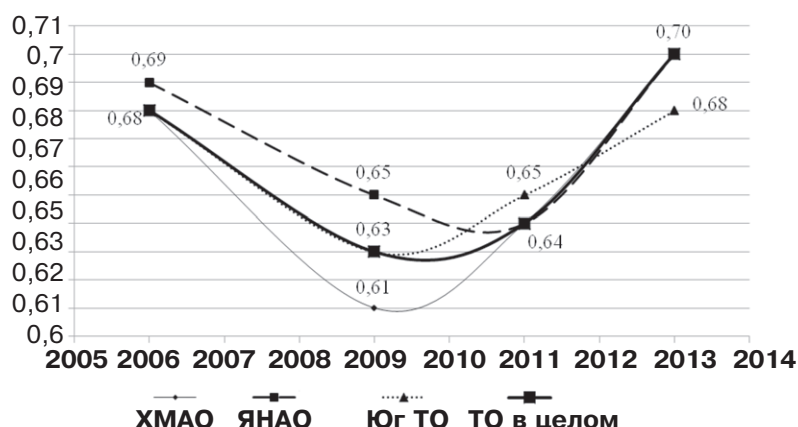


Рис. 2

Если проследить динамику индексов социального оптимизма (см. рис. 2), то можно увидеть, что население достаточно чутко реагирует на происходящие в стране кризисные явления. Так, в 2009 году резко снизился уровень оптимизма, но уже в 2011 году показатели демонстрируют нам выход социума из кризисного состояния. А в 2013 году во всех трех субъектах исследования Тюменской области показатель социального оптимизма полно-

стью вернулся к докризисному уровню.

Обобщив рассмотренные выше составляющие социального самочувствия, был рассчитан интегрированный индекс социального самочувствия – Исс (см. таблицу 4). Во всех трех субъектах исследования по Тюменской области отмечается более высокий, чем в среднем по России, уровень социального самочувствия, при этом расхождение между этими субрегиона-



Таблица 4

ИНДЕКС СОЦИАЛЬНОГО САМОЧУВСТВИЯ В ТЕРРИТОРИАЛЬНОМ РАЗРЕЗЕ (2006–2013 гг.)														
Компоненты самочувствия, его индекс	Юг области				ХМАО				ЯНАО				РФ	
	2006	2009	2011	2013	2006	2009	2011	2013	2006	2009	2011	2013	2006	2010
Защищенность от опасностей (Кз)	0,62	0,62	0,59	0,61	0,60	0,64	0,59	0,62	0,58	0,62	0,57	0,60	0,58	0,59
Удовлетворенность жизнью в целом (Куж)	0,64	0,68	0,68	0,72	0,64	0,68	0,66	0,72	0,66	0,68	0,67	0,71	0,69	0,68
Оптимизм (Ко)	0,68	0,61	0,64	0,70	0,69	0,65	0,64	0,70	0,68	0,63	0,65	0,68	0,63	0,63
Индекс социального самочувствия (Исс)	0,65	0,64	0,64	0,68	0,64	0,66	0,63	0,68	0,64	0,64	0,63	0,66	0,61	0,63

ми по каждому году не превышает 0,02.

Снижение социального самочувствия связано со случившимся в 2008–2009 годах экономическим кризисом, именно в этот период среди респондентов сократилось число людей, оптимистически оценивающих свою жизнь, затем, как отголосок кризиса, в 2011 году отмечается снижение уровня защищенности перед различными опасностями (прежде всего преступностью и бедностью). Но в 2013 году все частные показатели выровнялись. Последнее обстоятельство привело к тому, что в совокупном виде произошел рост уровня социального самочувствия во всех трех субъектах региона.

За все время проведения мониторинговых исследований в Тюменской области в **2013 году отмечается наиболее высокий уровень социального самочувствия**, причем подобная ситуация характерна и для России в целом. Как отмечает ВЦИОМ, за прошедшие 8 лет социальное самочувствие россиян постепенно улучшается и за последние 2 года составляет максимальные значения [2].

Несмотря на отсутствие статистически значимых рас-

ДИНАМИКА СВОДНОГО ИНДЕКСА СОЦИАЛЬНОГО
САМОЧУВСТВИЯ (ИСС)
ПО СУБЪЕКТАМ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

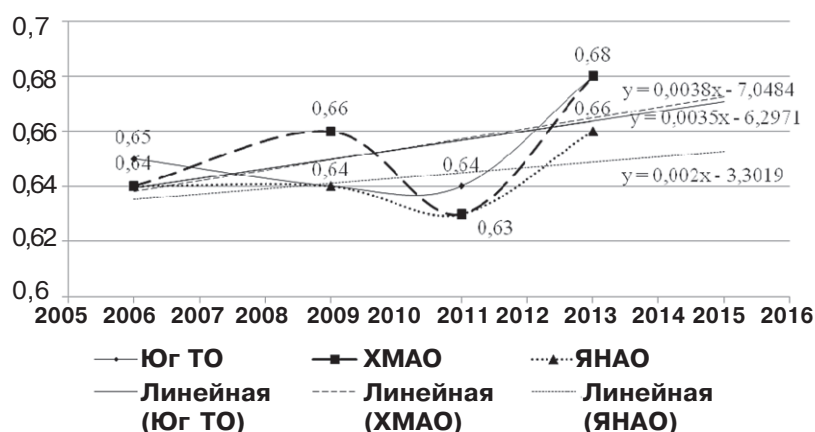


Рис. 3

хождений уровня интегрированного индекса социального самочувствия между ХМАО, ЯНАО и Югом Тюменской области по годам, динамика этого показателя по субъектам все же различна. Построив линейные тренды, отражающие тенденции изменения данных, наглядно видно (см. рис. 3), что тренды социального самочувствия в ХМАО и на Юге Тюменской области почти совпадают (угловые коэффициенты соответственно 0,0038 и 0,0035), а вот социальное самочувствие на Ямале растет значительно более медленными

темпами (угловой коэффициент 0,002).

Таким образом, несмотря на некоторое внешнее сходство показателей социального самочувствия, все же они определяются различными факторами. Совершенно по-разному осуществляется воздействие на социальное самочувствие территориальных характеристик (условий), что в свою очередь определяет желание или нежелание оставаться и дальше в этом месте и отношение к нему. При этом высокое социальное самочувствие населения является не только целью развития региона, но может рассматри-



ваться и как ресурс этого самого развития.

Литература

1. Н.И. Лапин, Л.А. Беляева. Программа и типовой инструментарий «Социокультурный портрет

региона России» (Модификация – 2010). – М., МФРАН, 2010.

2. Официальный сайт ВЦИОМ <http://wciom.ru>

3. Социокультурный портрет Тюменской облас-

ти: коллективная монография. / Науч. ред. Г.Ф. Ромашкина, В.А. Юдашкин. – Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2011. – С. 64–65.

Доступность жилья как фактор качества жизни населения

Е.Л. Березина, к.с.н.,
ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет»

Проблема повышения качества жизни занимает сегодня одно из наиболее «почетных» мест в системе приоритетов как социальных наук, так и управленческой практики. Она тесно связана с поисками путей решения таких важнейших для развития человечества в целом и его отдельных локальных сообществ задач, как уровень социально-го воспроизводства, рост человеческого капитала, повышение глобальной конкурентоспособности национальных и региональных сообществ, ликвидация бедности и многих других.

Под термином «качество жизни» современная наука понимает уровень развития и степень удовлетворения комплекса позитивных, объективно-ра-

зумных потребностей и интересов людей [4]. Вопрос о структуре понятия «качество жизни» продолжает оставаться предметом острой научной дискус-

сии. По нашему мнению, методологической базой понятия «качество жизни» должна являться имманентная содержательная связь понятий «качество жизни человека» и «потребности человека». Соответственно, структура понятия «качество жизни» должна быть соотносена с пониманием структуры потребностей человека, причем именно последняя выступает содержательной базой. На ее основе образуется предметная целостность, объединяемая понятием «качество жизни».

СТРУКТУРА КАЧЕСТВА ЖИЗНИ

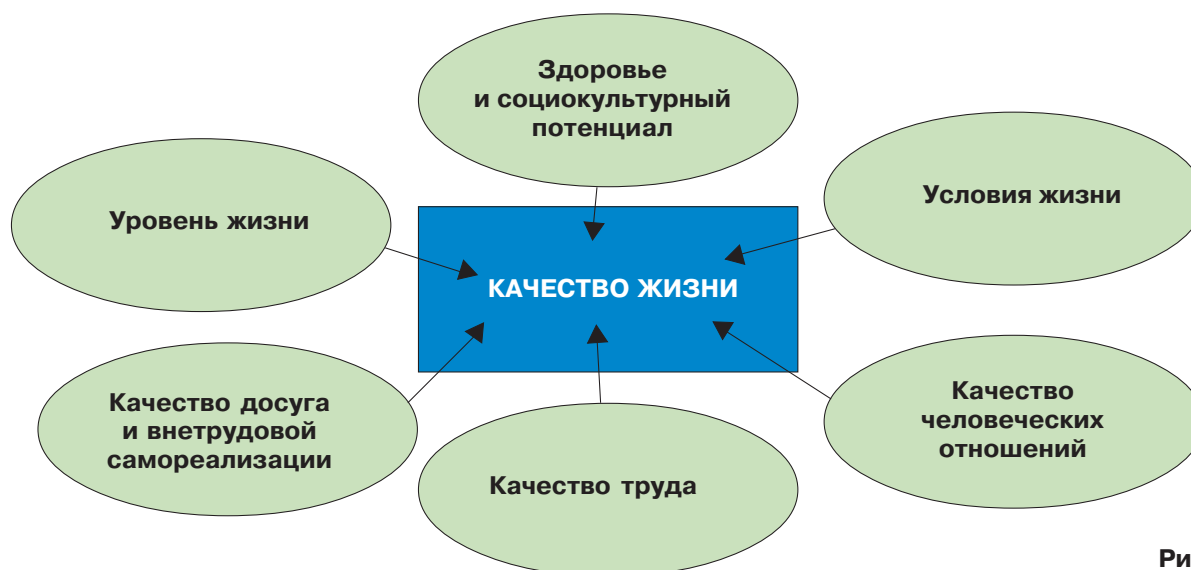


Рис.1

* Частично основой является точка зрения, высказанная Т.В. Гавриловой [3].



ни». Исходя из сказанного, нами предложена следующая структура качества жизни* (рис. 1). Жилье занимает в этой системе особое место. Во-первых, его основное предназначение – удовлетворение одной из базовых потребностей, обуславливающих воспроизводство человека как биологического индивида. Во-вторых, жилье в определенной степени выступает системообразующим компонентом качества жизни, поскольку входит в совокупность индикаторов не одного, а как минимум нескольких композиционных звеньев этого понятия: уровня жизни, условий жизни, качества внеуродовой самореализации и т.д.

Исследователи, занимающиеся проблемами качества жизни, как правило, особо выделяют жилье в структуре качества жизни и рассматривают описывающие жилищную сферу показатели как базовые для комплексной оценки качества жизни общества и индивида. Большинство авторов, однако, ограничивает набор критериев измерения и оценки «жилищной стороны» качества жизни суммой показателей, которыми давно оперирует государственная статистическая служба (средняя обеспеченность населения жильем, удельный вес общей площади, оборудованной водопроводом, водоотведением, центральным отоплением и т.п.). Отдельные исследователи данной проблемы расширяют их перечень за счет внесения в него индикаторов, имеющих более или менее вторичный характер, например, жилье, признанное ветхим или аварийным и т.д. По большому счету исследовательской ситуации это не меняет, а значит, не создает интеллектуальных

предпосылок и для решения сугубо управленческих задач, остро стоящих перед страной в последние десятилетия с переходом отечественной экономики на более или менее рыночные рельсы.

По нашему мнению, **задачам объективной оценки** «жилищной составляющей» качества жизни наилучшим образом **соответствует** такой институционально-динамический **критерий**, как **доступность жилья**. Использование его позволяет комплектовать множество разнородных показателей жилищной сферы жизнедеятельности человека, создавать качественные оценочные суждения по поводу «жилищной составляющей» качества жизни, учитывать динамику (иногда – бурную) изменения социально-экономических и социокультурных условий формирования качества жизни, в том числе его «жилищной составляющей». Под термином **«доступность жилья»** предлагается понимать такое **соотношение спроса и предложения на рынке**, при котором каждый индивид может предпринять определенные действия для достижения принадлежности к какому-либо жилищному классу **сообразно** своим **ценностным ориентациям, потребностям и уровню дохода**.

Для измерения доступности жилья в настоящее время широко применяют методику, основанную на расчете количества лет, необходимых для приобретения жилья, однако данная методика не позволяет давать какую-либо оценку качеству жизни населения. Ведь семья в период накопления средств на жилье может жить «на хлебе и воде», а может отказывать себе лишь в очевид-

ных излишествах. Другая группа методик основана на процентном соотношении дохода, необходимого для использования ипотечных механизмов, с реальными доходами населения. Несовершенство этих методик в том, что они не учитывают механизмов жилищного финансирования, альтернативных ипотеке.

Четырехкомпонентная модель расчета доступности жилья, нами предложенная, учитывает как существующие сегодня **рыночные механизмы**, направленные на облегчение доступа населения к жилью, так и **активные жилищные стратегии населения** (1). Она имеет следующий вид:

$$D = x_1 * \frac{m * (P - C) * (r_1 + (r_1 / (1 + r_1)^n - 1))}{d * \sum_{i=1}^n (1 + i_i)^n} + x_2 * \frac{m * (P - C) * (r_2 + (r_2 / (1 + r_2)^n - 1))}{d * \sum_{i=1}^n (1 + i_i)^n} + x_3 * \frac{P * (1 + i_2)^n - C}{d * (1 + r_3)^n + d * \sum_{k=1}^{n-1} (1 + i_1)^k * (1 + r_3)^{n-k}} + x_4 * \frac{P - C}{d} \quad (1)$$

где

D – средняя доступность жилья для населения в регионе;

P – стоимость квартиры площадью 54 кв. м;

n – срок кредитования (накопления) в годах;

m – срок кредитования в месяцах;

x_1 – вероятность приобретения жилья с использованием ипотечного механизма кредитования;

x_2 – вероятность приобретения жилья с использованием накопительных механизмов (жилищно-строительные кооперативы);

x_3 – вероятность выбора накопления денег в банке в качестве способа финансирования приобретения жилья;



Таблица 1

ДОСТУПНОСТЬ ЖИЛЬЯ В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ в 2005–2012 годах								
Коэффициент доступности жилья	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ипотека	0,23	0,25	0,29	0,23	0,72	0,59	0,49	0,45
ЖНК	0,16	0,18	0,23	0,15	0,44	0,38	0,33	0,30
Накопление в банке	1,67	17,79	0,48	0,14	0,10	0,21	0,35	0,41
Общий показатель доступности	1,54	11,68	0,41	0,17	0,21	0,29	0,38	0,41

x_4 – вероятность приобретения жилья без использования инструментов жилищного финансирования;

C – имеющийся у домохозяйства капитал, который может быть использован в качестве первоначального взноса;

i_1 – темп роста доходов населения;

i_2 – темп роста цен на жилье;

r_1 – процентная ставка по ипотечному кредиту при определенном первоначальном взносе на n лет в сотых долях, поделенная на 12;

r_2 – процент в жилищно-строительном кооперативе в случае получения кредита на n лет в сотых долях, поделенная на 12;

r_3 – процентная ставка по вкладам в банке на n лет;

d – годовой доход домохозяйства (работают двое).

Для осуществления расчетов уровня доступности жилья для населения необходимо определить вероятность обращения населения к тому или иному инструменту жилищного финансирования. Для определения величины коэффициентов x_1, x_2, x_3, x_4 целесообразно, на наш взгляд, использовать статистические данные о доле жилищно-накопительных кооперативов в общем объеме построенного жилья, доле жилья, приобретенного с использованием ипотечного кредита. Вероятность выбора такого способа финансирования приобретения жилья, как выплата всей суммы сразу, принимается равной количеству на-

селения, которое можно отнести к категории «богатого» (не более 2,1–2,6%, по данным Федеральной службы государственной статистики) [5]. Сумма вероятностей выбора того или иного способа финансирования приобретения жилья равна 1.

Показатель, рассчитываемый по предлагаемой методике, отражает долю дохода, которую домохозяйству необходимо расходовать на протяжении определенного периода времени для приобретения жилья с помощью одного из имеющихся в распоряжении населения механизмов – ипотеки, жилищно-строительного (накопительного) кооператива, накопления необходимой суммы, а также уплаты всей стоимости жилья сразу. Согласно стандартам, данный показатель не должен превышать 0,4 (40% от дохода домохозяйства).

В отличие от методик, применяемых в настоящее время, модель оценивает доступность жилья именно в контексте качества жизни, поскольку показывает долю дохода, отвлекаемую из бюджета для улучшения жилищных условий, т.е. насколько сокращается бюджет домохозяйства в период выплаты кредита (накопления средств).

По предложенной модели произведены расчеты доступности жилья для Тюменской области в 2005–2012 гг. Результаты представлены в таблице 1.

Согласно полученным результатам, в 2005–2011 годах в Тюменской области доступность жилья менялась доволь-

но значительно. Жилье было практически недоступным для населения до 2007 года (коэффициент больше 1). Это может быть связано, во-первых, с неразвитостью ипотечных механизмов жилищного финансирования и, во-вторых, с быстрым ростом цен (в 2005 году стоимость квартир выросла более чем на треть, в 2006 году – на 67%). После 2006 года наблюдался приемлемый уровень доступности жилья, т.е. доля дохода среднестатистического домохозяйства, которую необходимо тратить на решение жилищной проблемы, составляла 40% и менее (что вписывается в существующие стандарты банковского андеррайтинга). Наименьший коэффициент доступности жилья отмечался на фоне экономического кризиса 2008–2009 гг., что иллюстрирует значительную зависимость доступности жилья для населения от соотношения темпов роста цен и темпов роста доходов. В указанный период наблюдалось снижение темпов роста цен на жилье (в 2009 году цены снизились на 5%) при практически неизменных доходах населения, что сразу же сказалось на доступности жилья: она увеличилась вдвое по сравнению с 2007 годом. После кризиса цены на жилье стали понемногу расти при незначительном росте доходов населения (в 2011 и 2012 годах темпы роста цен на жилье даже немного превысили темпы роста доходов насе-

ПЛАНЫ ПО УЛУЧШЕНИЮ ЖИЛИЩНЫХ УСЛОВИЙ,
сравнение в % данных за 2008 и 2013 годы

■ 2013 ■ 2008



Рис.2

ления), и доступность жилья несколько снизилась. По данным на 2011 год, коэффициент доступности жилья достиг верхней границы нормы, т.е. жилье остается доступным для населения при максимально возможной нагрузке на бюджет домохозяйства, а в 2012 году превысил допустимую границу на 1%.

Озабоченность вызывают также и следующие моменты. Основным источником финансирования приобретения жилья в Тюменской области по-прежнему остается накопление денег в банке, на долю остальных механизмов, по данным на 2012 г., приходится 33,8%. В этих условиях фактором риска становится падение процентных ставок по депозитам в кредитных учреждениях, а также рост цен на жилье, возможность контролировать который путем хеджирования рисков для среднестатистического покупателя на рынке жилья отсутству-

ет. Накопление необходимой суммы в банке по сути представляет собой отложенный спрос, т.е. долю населения, которая оказывается «выключенной» из процесса реализации активных жилищных стратегий. Кроме того, коэффициент доступности жилья с использованием ипотеки, хоть и снижается, что является положительным моментом, но все еще превышает 0,4 (40% доходов домохозяйств). С использованием ипотечного кредита в Тюменской области приобретено 2012 году 30,9%, в 2013 году – 32,4% жилья [1].

В целях изучения удовлетворенности городского населения своими жилищными условиями и перспективами их улучшения (доступностью жилья), а также отношения горожан к проекту «Доступное жилье», аккумулирующему в себе усилия власти по повышению качества жизни в части улучшения жилищных условий, в 2008 и 2013 годах в Тюмени при

участии автора был проведен социологический опрос. Сделаны следующие выводы.

В целом тюменцы позитивно оценивают усилия органов власти по улучшению жилищных условий населения. Тем не менее, согласно полученным данным, наиболее положительные оценки изменениям в жилищной сфере последних лет дают, как правило, те слои населения, которые имеют максимальную или близкую к максимальной обеспеченность жильем и, соответственно, удовлетворены своими жилищными условиями в максимально возможной степени. Те граждане, кто в большей или меньшей степени нуждается в улучшении жилищных условий и полагает, что вправе ждать помощи от государства, оценивают изменения в жилищной сфере гораздо более сдержанно, а то и вовсе скептически. Подавляющее большинство представителей этой категории населения априори исключают



для себя как прямую конкуренцию на рынке жилой недвижимости (приобретение жилья за счет собственных накоплений), так и использование рыночных механизмов повышения своей конкурентоспособности (прежде всего ипотеки).

Полученные результаты также позволяют сделать вывод о приоритетном влиянии уровня образования респондента на выбор экономической стратегии в жилищной сфере. Причем респонденты с высшим и незавершенным высшим образованием наиболее оптимистично настроены не только по отношению к возможности использования ими рыночных инструментов повышения доступности жилья, но и в отношении своих шансов на получение прямой государственной помощи в решении жилищного вопроса. Респонденты с образованием ниже общего среднего почти одинаково скептически относятся к результативности всех возможных вариантов улучшения своих жилищных условий. Вероятно, это связано с тем, что респондентам с низким уровнем образования сложно разобраться в условиях и деталях существующих механизмов улучшения жилищных условий (как рыночных, так и программ государственной помощи).

Судя по ответу на вопрос о планах по улучшению жилищных условий (рис. 2), за последние пять лет ситуация с обеспеченностью жильем в Тюмени значительно улучшилась. Так, в 2013 году почти треть (31%) опрошенных заявили, что они не нуждаются в улучшении условий проживания, тогда как в 2008 году такой ответ дали лишь 19%. Почти в полтора раза сократилось число тех, кто хотел бы, но не может позволить

себе улучшить жилищные условия (с 42% в 2008 году до 31% в 2013 году). Что касается популярности конкретных механизмов приобретения жилья, то здесь картина выглядит следующим образом. Доля жителей Тюмени, планирующих получить жилье с помощью субсидий для молодых семей (а теперь и бюджетников), практически не изменилась: 9,3% в 2008 году и 9,7% – в 2013 году. То же самое можно сказать о доле тех, кто планирует сразу купить жилье на свои сбережения, получить как льготник или по программе сноса ветхого жилья (изменения менее чем на 2%). На этом фоне несколько уменьшилось число тех, кто планирует вступать в ипотеку: с 12,4% в 2008 году до 7,7% в 2013 году. За прошедшие пять лет ипотека из мечты для многих тюменцев превратилась в реальность, стала признанным полноценным инструментом улучшения жилищных условий. Тем не менее в целом жители города Тюмени оценивают результат внедрения ипотечных программ как негативный, особенно характерны подобные оценки для экономически активного населения в возрасте 30–49 лет, имеющего опыт обращения за ипотечным кредитом. Отметим также, что появились 6% тюменцев, которые планируют использовать для улучшения жилищных условий новый относительно 2008 года инструмент – материнский капитал [2].

Несмотря на то, что в общественном мнении Тюмени зафиксировано множество позитивных изменений, оценка перспектив радикальных изменений с обеспечением граждан жильем относительно 2008 года стала более пессимистичной:

удельный вес респондентов, которые считают, что позитивных изменений не будет вообще, вырос на 11% – с 17% в 2008 году до 28% в 2013 году. Численность тех, кто уверен, что для существенных позитивных изменений необходимо длительное время – не менее 10 лет, выросла на 4%: с 27% в 2008 году до 31% в 2013 году. Количество тех, кто ожидает существенных позитивных сдвигов в течение 3–4 лет, уменьшилась на 4%, подтверждая общую тенденцию разочарования общества в возможностях быстрого решения данной проблемы. Доля ожидающих позитивные изменения в ближайшее время (полтора-два года) осталась неизменной? то же самое можно сказать и о тех, кто полагает, что существенные изменения в лучшую сторону происходят уже сегодня (изменения меньше статистической погрешности исследования) [2].

В целом **ситуацию с доступностью жилья в Тюменской области можно расценивать как удовлетворительную. Тюменская область уже на протяжении ряда лет входит в первую пятерку среди российских регионов по этому показателю**, тем не менее наблюдается ухудшение ситуации. Среднестатистическое домохозяйство даже в таком успешном регионе вынуждено тратить на решение жилищной проблемы 41% своих доходов. Это подтверждается и результатами социологического исследования, согласно которым удовлетворить потребность в жилье как самостоятельно, так и с помощью государства может лишь треть нуждающихся. Органам государственной власти в связи с вышеизложенным **могут быть предложены сле-**



дующие рекомендации. Необходимо:

- отказаться от консервативной системы показателей, характеризующих жилищную составляющую качества жизни населения в пользу более современного и динамичного – доступности жилья;

- использовать для измерения доступности жилья четырехкомпонентную модель дающую, более реальную и адекватную информацию о ситуации в этом сегменте качества жизни населения;

- сделать более прозрачной систему государственной помощи в улучшении жилищных условий населения;

- стимулировать экономическими методами использование населением активных жилищных стратегий.

Литература

1. Агентство по ипотечному жилищному кредитованию [Электронный ресурс]: [данные по Тюм. обл. за 2005–2012 гг.]. – Режим доступа: <http://ahml.ru>

2. Березина Е.Л., Симонина Л.М. Доступность жилья в общественном мнении горожан (на материалах социологического опроса жителей Тюмени) // Вестник Тюменского государственного университета. – 2013. – № 8. – С. 105–114.

3. Гаврилова Т.В. Принципы и методы исследования качества жизни населения / Т.В. Гаврилова. // Технологии качества жизни. – 2004. – Т. 4. – № 2. – С. 1–11.

4. Маликов Н.С. К вопросу о содержании понятия «качество жизни» и его измерению. / Н.С. Маликов. // Уровень жизни населения регионов России. – 2002. – № 2. – С. 17–22.

5. Регионы России: социально-экономические показатели: стат. сб. (2006–2013 гг.) / Фед. служба госуд. стат. [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://gks.ru>

Студотряды-2014 держат курс на Север

Д.В. Грамотин,
директор департамента по спорту и молодежной политике Тюменской области

Тюменская область является опорным центром развития топливно-энергетического комплекса России. В ближайшие годы запланирована реализация значительного числа инфраструктурных проектов, имеющих общероссийское значение. Таким образом, потребность в квалифицированных кадрах в Тюменской области, включая северные округа, высока как в летнее время, так и в течение всего года.

Общественно значимое место в социально-экономической сфере в Тюменской области имеет молодежь. Чтобы удовлетворить, с одной стороны, потребность молодежи в трудовой занятости, с другой – хозяйствующих субъектов, которым нужны трудовые ресурсы, в регионе принят и осуществляется проект «Трудовой семестр», регулирующий молодежную занятость. Основная его цель – содействовать вторичной занятости молодежи, в том числе студенческой, создавать временные рабочие места в летний период, т.е. в сво-

бодное от учебы время. Однако участниками проекта являются не только студенты образовательных организаций среднего и высшего профессионального образования, но и выпускники, молодые специалисты, работающая молодежь в возрасте от 18 до 29 лет.

Деятельность по поддержке и развитию движения студенческих отрядов входит в число **приоритетных направлений** отраслевой **молодежной политики**, проводимой в **Тюменской области**. Данная работа осуществляется департаментом по спорту и моло-

дежной политике Тюменской области в соответствии с действующими федеральными и региональными нормативно-правовыми документами, а также на основе государственной программы Тюменской области «Основные направления развития физической культуры и спорта, молодежной политики».

В начале 90-х годов более чем тридцатилетняя традиция существования движения студенческих отрядов практически прервалась. Первые попытки возродить отрядное движение в области были предприняты в 1999 году, когда 16 человек в составе студенческого строительного отряда «Ныда» из Тюменской государственной архитектурно-строительной академии отправились в п. Ныда ОАО «Ямалгазпромстрой». Постепенно на базе учебных заведений Тюменской



области стали формироваться студенческие отряды. В штабе студенческих отрядов Тюменского нефтегазового университета сначала состояло 6 отрядов, включавших 190 человек: студенческие строительные отряды «Карат», «СБН», «Успех», «Луч», «Самур», студенческий педагогический отряд «Факультет детства», сводный отряд проводников «Транзит-экспресс». Стройотряды (их численность была 100 человек) работали на обустройстве Песцового и Юбилейного месторождений, выполняли фасадные работы в г. Муравленко и базе отдыха «Олимпия». Была налажена круглогодичная деятельность отрядов. Это способствовало эффективной работе. В 2001 году шефство над деятельностью студенческих отрядов взяла Молодежная биржа труда, на базе которой был воссоздан штаб студенческих отрядов Тюменской области.

В 2004 году было учреждено молодежное общероссийское общественное движение «Российские студенческие отряды», а в апреле 2010 года зарегистрировано Тюменское региональное отделение молодежного общероссийского общественного движения «Российские студенческие отряды» для координации деятельности студенческих отрядов в Тюменской области. Спустя месяц того же года зарегистрирован Тюменский филиал общества с ограниченной ответственностью «Студенческие строительные отряды», единственным учредителем которого выступила молодежная общероссийская общественная организация «Российские студенческие отряды».

О понимании значимости и социальной роли данного движения в регионе говорит и тот факт, что распоряжением правительства Тюменской области № 838-рп от 6 июня 2011 года создан и действует координационный совет по поддержке деятельности студенческих отрядов в Тюменской области. В его состав входят представители органов исполнительной и законодательной власти, общественных организаций, председатель совета ректоров вузов Тюменской области и директоров профессиональных образовательных организаций региона, а также другие заинтересованные лица. Кроме того, в регионе создан и действует областной совет ветеранов студенческих отрядов. Свою задачу его члены видят в том, чтобы содействовать молодежи в организации взаимодействия областного штаба студенческих отрядов с органами государственной власти региона, с образовательными организациями, предприятиями и организациями области и общественными объединениями. Совет также оказывает консультационную и организационную поддержку мероприятий и проектов, осуществляемых областным штабом студенческих отрядов, в том числе направленным на организацию межрегионального, международного сотрудничества.

Благодаря сплаву знаний и практического опыта управления трудовым молодежным движением в короткий срок предприняты грамотные организационные шаги. К примеру, совместно с администрацией образовательных организаций среднего и высшего профессионального образования Тюмен-

ской области, а также региональным штабом студенческих отрядов проведена работа по созданию и организации деятельности штабов студенческих отрядов на базе образовательных организаций. Студенческие отряды сформированы по следующим направлениям деятельности: строительные, сельскохозяйственные, сервисные, педагогические, транспортные, медицинские, отряды проводников и электроэнергетиков. Особое внимание уделяется качественной профессиональной подготовке участников движения. С 2008 года дополнительную профессиональную подготовку по востребованным в регионе рабочим специальностям прошло около 7 тысяч участников отрядного движения и командного состава студенческих отрядов. Традиционно в рамках подготовки к трудовому семестру проводится обучение и аттестация командного состава студенческих отрядов (в том числе включаются вопросы по охране труда и техники безопасности, правилам оказания первой медицинской помощи и др.). С 2012 года на бесплатной основе налажено обучение по востребованным рабочим специальностям, проводятся также медицинские осмотры и вакцинация участников студенческих отрядов от клещевого энцефалита.

В целях создания рабочих мест и организации трудовой занятости молодежи, в том числе участников студенческих отрядов, в Тюменской области сформирован и ведется реестр предприятий для организации временного трудоустройства молодежи. Организован прием заявок на создание рабочих мест для студенчес-



ких отрядов, в том числе с участием областных структур, проводятся рабочие встречи, заключены соглашения о совместной деятельности по поддержке и развитию движения студенческих отрядов с общественными организациями работодателей.

О том, как возрождается студенческое отрядное движение в области, свидетельствуют цифры:

- с 2006 года численность участников студенческого отрядного движения Тюменской области увеличилась в 2 раза и достигла 5,6 тысячи человек;

- в кампании по организации временных рабочих мест для бойцов студенческих отрядов региона приняло участие около 400 предприятий и организаций различных форм собственности как Тюменской области, так и Ямало-Ненецкого, Ханты-Мансийского автономных округов, а также Краснодарского края.

За последние годы студенческие отряды региона были привлечены к выполнению объемов работ, оказанию услуг на объектах Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения, Ямбургской компрессорной станции, Няганьской гидроэлектростанции, на объектах нефтегазоконденсатного Юбилейное месторождения (ЯНАО), Соровского месторождения (ХМАО), принимали участие в строительстве собора Преображения Господня (ЯНАО) и спортивных объектов в г. Сочи, в реализации проекта «Свой дом», а также в строительстве и реконструкции социально значимых объектов Тюменской области.

С 2009 года в Тюменской области реализуется проект

«Я строю будущее», организованный партией «Единая Россия». Студенты из региональных вузов, участвующие в данном проекте, получили возможность отправиться на северные стройки, в частности, работать на прокладке и обустройстве железнодорожной линии Обская – Бованенково. Ветка эта должна соединить Большую землю с месторождениями твердых полезных ископаемых, а также нефтяного и газового конденсата на Полярном Урале, разработка которых реализуется в рамках развития Северного широтного хода.

В текущем году студотряды намерены привлечь к выполнению объемов работ, оказанию услуг на объектах Соровского месторождения (ХМАО), нефтегазоконденсатного Юрхаровского месторождения (ЯНАО), к участию в строительстве собора Преображения Господня (ЯНАО), ремонту набережной в областном центре и др.

Наряду с организацией трудовой деятельности студенческих отрядов ежегодно реализуется программа воспитательной работы с участниками студенческих отрядов. В ее рамках проводятся экскурсии на предприятия с целью ознакомления со сферой деятельности организаций, организуются соревнования по футболу, волейболу, настольному теннису, шашкам и шахматам в рамках областной спартакиады студенческих отрядов. В конкурсе профессионального мастерства среди участников студенческих педагогических отрядов выявляются лучшие вожатые Тюменской области. Популярны также конкурс «Аги-

ток», «Фестиваль творчества» областной слет студенческих отрядов.

Росту общественного внимания к возродившемуся трудовому движению молодежи способствовало проведение в 2013 году на территории Тюменской области (г. Тобольск) первой спартакиады студенческих отрядов Уральского федерального округа. В ней приняло участие более 200 бойцов студенческих отрядов из Тюменской, Свердловской, Курганской областей, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Показательно и то, что представители студенческих отрядов региона ежегодно участвуют в межрегиональных и всероссийских мероприятиях – Всероссийском слете и Всероссийской спартакиаде студенческих отрядов, Всероссийском фестивале песни «Знаменка», окружной школе командного состава студенческих отрядов и др.

Следует сказать также о других программах – «Трудовое лето», «Трудовой семестр», «РИТМ», проект «Молодой специалист на рынке труда», которые в Тюменской области эффективно реализуются. Все они направлены на оказание содействия в трудоустройстве молодежи, в том числе несовершеннолетних граждан в возрасте 14–17 лет. Участие в данных программах ежегодно принимает более 45 тыс. человек, в том числе более 32 тыс. несовершеннолетних граждан. Таким образом, в Тюменской области выстроена и действует система поэтапной социализации молодежи, социально-экономической адаптации и интеграции в сферу трудовых отношений.