

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР РОССИИ

В ТРЕХ ИЗМЕРЕНИЯХ



РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ

ИНСТИТУТ
ЭКОНОМИКИ И ОРГАНИЗАЦИИ
ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА



НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР РОССИИ В ТРЕХ ИЗМЕРЕНИЯХ

Ответственные редакторы

В.А. Крюков
А.Е. Севастьянова

Новосибирск
Издательство ИЭиОПП СО РАН
2000 г.

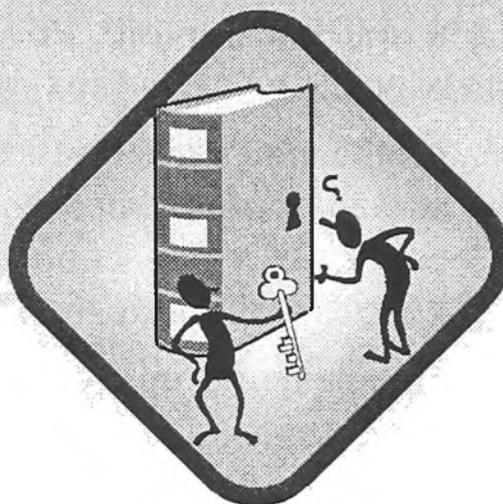
Нефтегазовый сектор России в трех измерениях / Под ред. В.А. Крюкова и А.Е. Севастьяновой. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 2000. – 212 с.

ИК 61 (Г) 03

Сборник научных трудов подготовлен коллективом сотрудников сектора «Экономические проблемы развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса». В сборнике помимо анализа трех важнейших аспектов (глобального, регионального и корпоративного) развития нефтегазового сектора России большое внимание уделено разработке методического аппарата, позволяющего анализировать тенденции развития регионального нефтегазового сектора, оценивать способы освоения конкретных месторождений углеводородов.

Книга адресована широкому кругу специалистов в области управления и финансов региональной экономики, а также работникам органов государственного управления и управленческому персоналу нефтегазового сектора. Может быть рекомендована преподавателям и студентам экономических вузов.

ПРЕДИСЛОВИЕ



Предлагаемый вниманию читателя сборник научных трудов подготовлен коллективом сотрудников сектора «Экономические проблемы развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса», а также аспирантами и выпускниками магистратуры экономического факультета Новосибирского государственного университета, проходившими научно-исследовательскую практику в этом секторе.

Сектор был образован в ИЭиОПП СО РАН ровно 10 лет назад – в 1990 году. Основная цель, которая преследовалась при этом, состояла как в применении ранее полученных в институте теоретических и методических результатов, так и в разработке новых подходов к определению направлений развития одного из ведущих региональных производственно-экономических комплексов Сибири.

По времени создание сектора совпало с радикальными политическими и экономическими преобразованиями в стране, с либерализацией экономики. Это, безусловно, определяло изменения в тематике и характере исследований в рассматриваемый период. Так, первые работы коллектива были связаны с определением и анализом направлений диверсификации экономики тех регионов, в границах которых размещаются производственные объекты Западно-Сибирского нефтегазового комплекса (ЗСНГК), а также с разработкой подходов к оценке сбалансированности и устойчивости развития этих территорий. Но очень скоро стало ясно, что необходимо уделять внимание и более общим, без сомнения, жизненно важным проблемам – не только для ЗСНГК, но и для Сибири и России в целом. В круг исследований коллектива сектора по-

степенно входили (и продолжают входить) все новые и новые темы. Они связаны с изучением различных аспектов взаимодействия между нефтегазовым сектором и экономикой отдельных субъектов федерации, Сибири, а в конечном счете, России в целом. В настоящее время к числу основных исследовательских задач относятся:

- выявление целей долгосрочного развития и функционирования минерально-сырьевого сектора в различных экономических системах и особенно в условиях их трансформации (при переходе к экономике, основанной на рыночных принципах);
- определение процедур и механизмов, обеспечивающих расширение прав, компетенции и полномочий территорий в решении вопросов использования природно-ресурсного потенциала;
- изучение подходов к достижению долговременного устойчивого развития экономики сырьевых территорий при неизбежном исчерпании лучших по характеристикам и качеству запасов сырья;
- разработка методик оценки финансово-экономического потенциала сырьевых территорий с точки зрения создания условий и предпосылок для устойчивого социально-экономического развития (анализ форм аккумуляции и способов распределения рентного дохода);
- изучение закономерностей формирования и трансформации институциональной среды нефтегазового сектора – как на региональном уровне, так и на уровне экономики страны в целом;
- выявление закономерностей формирования и тенденций изменения механизмов регулирования в нефтегазовом секторе на региональном уровне и т.д.

Полученные результаты нашли отражение в многочисленных публикациях в отечественных и зарубежных изданиях. Часть этих публикаций упоминается в списках литературы статей сборника, тем не менее, приведем некоторые, наиболее характерные:

Разработка Экономической стратегии развития хозяйства Тюменской области в переходный к рынку период (Новосибирск–Тюмень, 1992) – В.А. Крюков, Н.И. Пляскина, А.Е. Севастьянова;

Нефтегазовые территории: как распорядиться богатством? Текущие проблемы и формирование условий долговременного устойчивого социально-экономического развития (Новосибирск–Тюмень, 1995) В.А. Крюков, А. Е. Севастьянова, В. В. Шмат;

GAZPROM – Internal Structure, Management Principles and Financial Flows / ГАЗПРОМ внутренняя структура, принципы управления и финансовые потоки (London: The Royal Institute of International Affairs, 1996) — В.А. Крюков, А. Мое;

Утопическая идея или реальная надежда? Оценка возможностей для создания и деятельности специальных финансовых фондов сырьевых территорий в России и анализ зарубежного опыта (Новосибирск, 1996) – В.А. Крюков, А.Е. Севастьянова, В.В. Шмат;

Нефтегазовые ресурсы в круге проблем. О формировании комплексной системы недропользования при вовлечении в оборот ресурсов углеводородного сырья в условиях переходного периода (Москва, 1997) – Ю.К. Шафраник, В.А. Крюков;

Институциональная структура нефтегазового сектора – проблемы и направления трансформации (Новосибирск, 1998) — В.А. Крюков;

Трансформация механизмов регулирования экономики сырьевого региона при изменении стадий освоения природно-ресурсного потенциала (Новосибирск, 2000) – В.А. Крюков, А.Е. Севастьянова, А.Н. Токарев, В.В. Шмат;

Институциональные преобразования в нефтегазовом комплексе — теоретические основы и российская практика (Москва, 2000) – В.А. Крюков.

Важнейшей особенностью нефтегазового сектора экономики любой страны (и Россия здесь не исключение) является значительная взаимосвязь и взаимозависимость развития с процессами, происходящими в мире, и в первую очередь в энергетике. Знание, понимание и оценка глобальных тенденций важны для принятия решений на всех уровнях, начиная с уровня нефтегазового сектора в целом и кончая уровнем отдельных регионов, компаний и даже проектов. Именно по этой причине в предлагаемом сборнике научных трудов внимание акцентируется на тесной взаимосвязи и переплетении глобальных, региональных и корпоративных аспектов в развитии нефтегазового сектора.

С самого начала реформ в экономике России проводится политика, направленная на ускоренное расширение степени участия нефтегазового сектора в мировых процессах. Как представляется авторам, характер этой политики и темпы ее проведения являются во многом вынужденными. Причина заключается в том, что в процессе реформирования нефтегазового сектора государство стремилось сохранить его системообразующую роль в экономике страны, но при этом не было способно создать сколько-нибудь приемлемые (исходя из интересов националь-

ной экономики) правила более широкого участия хозяйственных единиц в глобальных финансово-экономических процессах.

Ускорению темпов глобализации в немалой степени способствовало усиление налогового пресса на нефтегазовый сектор, сочетающееся с разного рода заданиями по поставке нефти, нефтепродуктов и природного газа социально значимым потребителям – по заниженным ценам и, как правило, с очень низкой степенью оплаты. При этом приходилось «компенсировать» уменьшение финансово-экономического потенциала сектора путем расширения возможностей прямой интеграции предприятий в систему глобальных связей и отношений. В статье *В. Крюкова* показано, что в рамках, в частности, нефтяного сектора имеет место неразрывная связь между процессами трансформации и глобализации. Более того, по мнению автора, глобализация есть необходимое условие сохранения и поддержания высокого производственно-экономического потенциала нефтяного сектора.

«Актеры» и институты нефтегазодобывающих территорий в годы реформ также стали объектами сильного влияния со стороны глобальных интеграционных процессов. Одна из главных причин этого связана с моноотраслевым (как правило) характером экономики и огромным значением главной отрасли специализации для социально-экономического развития регионов. Присущие сырьевым территориям особенности (ориентация на вывоз основных производимых видов продукции, рентный характер доходов региональных бюджетов, многогранность взаимодействий с крупными вертикально-интегрированными компаниями и др.) обуславливают сильную зависимость от внешних условий и связей. В статье *А. Севастьяновой* рассматривается специфика нефтегазодобывающих территорий, их взаимоотношений с другими регионами, федеральным «центром», транснациональными компаниями и прочими субъектами внешнеэкономической деятельности. Автором предпринята попытка оценить соотношение тенденций глобализации и регионализации на различных этапах освоения ресурсов крупного нефтегазового региона (на примере субъектов федерации, расположенных в границах Тюменской области).

В таких регионах, где нефть и газ являются основой и локомотивом развития экономики, управленческие решения, которые принимают региональные власти, зачастую прямо или косвенно связаны с состоянием, возможностями и проблемами развития регионального нефтегазового сектора. Вопросам создания социально-ориентированной системы

управления природно-ресурсным потенциалом сырьевых территорий посвящены сразу три статьи настоящего сборника:

Производственно-финансовая модель регионального нефтегазового сектора – *В. Крюков, А. Севастьянова, В. Шмат;*

«*Oil&Socio*» – программное приложение производственно-финансовой модели регионального нефтегазового сектора – *В. Шмат;*

Оценка региональной социально-экономической эффективности систем налогообложения в нефтегазовом секторе – *Л. Андреева, А. Токарев, В. Шмат.*

Предлагаемые в статьях версии моделей расширяют возможности для анализа и прогнозирования тенденций развития регионального нефтегазового сектора в различных экономических и институциональных условиях и при различных приоритетах социально-экономической политики, позволяют оценивать последствия экономической политики органов управления в долго-, средне- и краткосрочной перспективе. Разработанные программные средства и методики практического применения моделей нацелены на то, чтобы сделать этот прогнозно-аналитический инструментарий доступным для широкого круга специалистов, работающих в региональных органах управления.

Статья *В. Крюкова* и *В. Константинова* посвящена преобразованиям в газовом секторе российской экономики, а именно проблемам ценообразования. Рассматриваются этапы изменения цен на природный газ на внутреннем рынке и основные обстоятельства, определяющие эти изменения. Сложная ситуация с неплатежами за поставляемый на внутренний рынок природный газ, ведущая роль природного газа в топливно-энергетическом балансе России, а также значительная социальная направленность поставок природного газа затрудняют применение принципов рыночного ценообразования. По мнению авторов, возможности адаптации системы ценообразования к изменяющимся условиям в обозримой перспективе будут определяться двумя факторами: сохранением монопольного положения ОАО «Газпром» в сфере услуг по магистральному транспорту природного газа, а также сохранением и усилением ведущей роли природного газа в топливно-энергетическом балансе страны. Показано, что повышение цен на природный газ до уровня цен на альтернативные энергоресурсы должно сопровождаться не только развитием рыночной инфраструктуры, но и ростом платежеспособности социально значимых потребителей.

В работе *Р. Земцова* рассматривается важное направление реформирования нефтегазового сектора – поиск рационального соотношения между компаниями с различными организационно-правовыми формами. Хотя в настоящее время в нефтегазовом секторе России малые и средние компании играют незначительную роль, дальнейшая ориентация только на крупные вертикально-интегрированные компании неправомерна, тем более в обстановке ухудшающейся сырьевой базы. Государство, используя механизмы налогообложения и лицензирования, должно создать такие условия, которые способствовали бы развитию малых и средних нефтегазовых компаний, особенно при разработке малорентабельных месторождений с трудноизвлекаемыми и остаточными запасами.

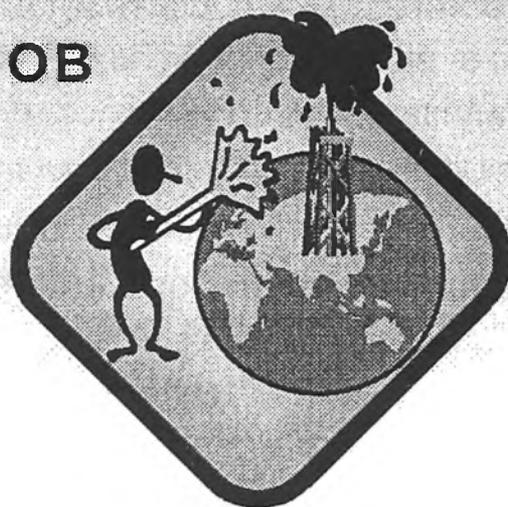
Чтобы обеспечить эффективную эксплуатацию месторождений углеводородов, управленческие решения должны приниматься только на основе полной и четкой информации об издержках разработки недр. В связи с этим становятся весьма актуальными проблемы формирования системы управленческого учета на предприятиях нефтегазового сектора России (статья *С. Дуткина*). Обращаясь к зарубежному опыту, автор анализирует особенности процесса информатизации управления в российских компаниях, отмечает трудности, возникающие в условиях нестабильной экономической и правовой среды. Статья интересна тем, что в ней не только обосновывается необходимость применения информационных технологий в управлении компаниями, но и рассматриваются практические (процедурные) вопросы постановки новой системы учета, качественно отличающейся от обычных учетно-бухгалтерских систем.

Статья *Р. Латыша* посвящена одной из важных методических проблем планирования добычи нефти в условиях применения новых технологий и при осуществлении различных геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение добычи. Автор детально рассматривает основные подходы к определению базовой добычи на разрабатываемых месторождениях, а также предлагает общий алгоритм ее расчета.

Авторский коллектив надеется, что подготовленный им сборник статей вызовет интерес у читателей. Мы будем рады получить любые отклики и замечания по содержанию книги, которые можно направлять по адресу: 630090, г. Новосибирск, просп. Академика Лаврентьева, 17, Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН (e-mail: kryukov@ieie.nsc.ru и sevast@ieie.nsc.ru).

Валерий КРЮКОВ

О ВЗАИМОСВЯЗИ СОВРЕМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ТРАНСФОРМАЦИИ И ГЛОБАЛИЗАЦИИ В НЕФТЯНОМ СЕКТОРЕ РОССИИ



Как представляется автору, нефтяной сектор¹ России в своем развитии в конце 80-х – 90-е годы весьма наглядно демонстрирует достаточно тесное переплетение процессов глобализации и трансформации (т.е. изменения основополагающих институтов – таких как право собственности, нормы и правила, определяющие поведение основных актеров и в конечном счете формы их взаимодействия, а также организационную структуру). Данный сектор играет особую роль в экономике России в силу не только особой значимости энергоресурсов, но и его значительной доли в формировании доходов бюджетов всех уровней – от федерального до бюджетов отдельных муниципалитетов и хозяйственных организаций. Особая роль нефтяного сектора определила и весьма специфические особенности процессов трансформации и глобализации в его рамках. Именно этим вопросам – специфическим особенностям процесса трансформации нефтяного сектора в контексте глобализации и посвящена настоящая статья.

Автор ставил своей целью показать, что в процессе трансформации данного сектора государство (в лице как законодательной, так и испол-

¹ Чтобы избежать излишней громоздкости изложения, автор сознательно допускает неточное использование термина «сектор», фактически речь идет об одном из субсекторов нефтегазового сектора – нефтяном.

нительной власти) стремилось, с одной стороны, сохранить важную бюджетно- и системообразующую роль данного сектора в экономике страны, а с другой – вынуждено было «компенсировать» уменьшение финансово-экономического потенциала сектора расширением форм и возможностей прямой интеграции его хозяйственных единиц в систему глобальных связей и отношений. В рамках нефтяного сектора имеет место неразрывная связь процессов трансформации и глобализации – из одного вытекает другое, и наоборот. Более того, по мнению автора, глобализация нефтяного сектора есть необходимое условие сохранения и поддержания его высокого производственно-экономического потенциала.

Процесс трансформации нефтяного сектора в целом следует общим закономерностям [1] – данный сектор российской экономики весьма отчетливо демонстрирует черты зависимости от прошлого. Изменения норм и правил в рамках сектора происходят под воздействием изменения относительных цен и предпочтений основных актеров – как новых (представленных частными собственниками – юридическими и физическими лицами), так и старых (прежде всего государства и его различных властных структур).

Специфические особенности процесса трансформации нефтяного сектора обусловлены отмеченной выше его значительной ролью в формировании доходов государственного бюджета, а также особенностями, присущими материальным активам данного сектора, что, впрочем, также соответствует общим теоретическим положениям новой институциональной теории [2].

1. Горизонтальная глобализация и частичная трансформация как пути выхода из кризисного состояния нефтяного сектора в конце 80-х годов

К числу основных исторических черт и особенностей нефтяного сектора в экономике СССР, а затем и России, по мнению автора, следует отнести [3]:

- ведущую роль сектора в формировании доходов государственного бюджета (эта его доля в 1998 году превысила 25%);
- значительную ведомственную разобщенность и раздробленность организаций сектора;

- резко снижающуюся экономическую эффективность сектора – прежде всего добычи нефти (во многом вследствие изменения характеристик основной составляющей активов сектора – запасов углеводородного сырья – из-за ухудшения их состава и качества вовлекаемых в освоение и разработку месторождений).

Три отмеченные выше особенности нефтяного сектора определили (и во многом определяют до настоящего времени) направления его трансформации и их тесную связь с процессами глобализации.

Наиболее характерным примером отрицательного влияния ведомственной раздробленности и разобщенности на развитие нефтяного сектора являлось постоянное снижение глубины переработки нефти. Данный показатель на протяжении 70–80-х годов имел устойчивую тенденцию к снижению. В конце 80-х годов глубина переработки нефти в среднем по России составляла около 60%, в то время как в индустриально развитых странах этот показатель близок к 85–90%. То есть вместо того, чтобы увеличивать получение полезных продуктов, нефтяная промышленность стремилась увеличивать добычу нефти. И это при том, что получение одного и того же объема, например, моторного топлива за счет углубления переработки нефти обходится в 3–4 раза дешевле, чем за счет увеличения добычи нефти. Одна из причин недостаточной глубины нефтепереработки заключается в том, что добыча и переработка нефти находились под управлением разных министерств, каждое из которых имело свои приоритеты. Именно в силу феномена ведомственности динамику институционального устройства нефтяного сектора в рамках советской экономической системы отличали в большей степени не интеграционные, а дезинтеграционные процессы (несмотря на объективную экономическую целесообразность вертикальной интеграции данных активов в условиях рыночной экономики в рамках единых производственно-технологических комплексов).

На протяжении всего периода проведения экономических реформ государство (в лице как законодательных, так и исполнительных органов власти различных уровней – от федерального до регионального и муниципального) основывало свою экономическую политику на высокой бюджетобразующей роли нефтяного сектора. Вместе с тем, в силу отмеченных причин – ведомственности и разобщенности, – а также из-за ухудшения условий добычи нефти, абсолютные размеры поступления средств от сектора в государственный бюджет стали неуклонно сокращаться. Для поддержания добычи и сохранения высокой бюджетобразующей роли сектора требовалось все больше и больше финансовых

ресурсов. К 1990 году необходимый потенциальный отток ресурсов на цели поддержания добычи нефти стал сопоставим по объему со всеми инвестициями в экономику бывшего СССР².

Выход из возникшего замкнутого круга был найден за счет принятия следующих мер:

- перехода к «прямой» глобализации операций в рамках российского нефтяного сектора (на уровне отдельных хозяйственных единиц);
- преодоления барьеров и проблем, связанных с ведомственной раздробленностью и разобщенностью организаций сектора, и формирования вертикально-интегрированных компаний (в соответствии с общей логикой динамики организационных структур в нефтяном секторе, обусловленной специфическими особенностями его активов).

Переход к «прямой» глобализации операций в рамках нефтяного сектора на начальном этапе экономических реформ (в 1989–1992 годах) был связан с двумя направлениями преобразований в системе институтов (норм и правил):

во-первых, с допуском на российский рынок иностранных добывающих компаний;

во-вторых, с предоставлением нефтедобывающим предприятиям права экспорта части добытой нефти.

На первых порах допуск на российский рынок иностранных компаний (начиная с 1989 года) был разрешен преимущественно для сервисных компаний и осуществлялся в форме создания так называемых совместных предприятий (СП). При этом свою долю участия в СП российские предприятия обеспечивали за счет ранее выполненных работ и ранее созданных активов (т.е. в материальной форме). Иностранные же компании – путем привлечения финансовых ресурсов с международного (глобального по своей сути) рынка капиталов. Эти средства расходовались на закупку новых технологий, ноу-хау и оборудования. СП на начальном этапе своей деятельности имели весьма существенные привилегии – по налогообложению и условиям возврата капитала и репатриации прибыли (эти льготы были основаны на применении для СП специальных норм и правил, которые являлись по своей сути исключе-

2

Алпатов Г. К. Нефтедобыча: рост, спад или стабилизация?// Тюменская Правда. 1990. 24 июля.

нием из общих норм законодательства). Тем самым, государство стремилось за счет (и в рамках) процессов глобальной горизонтальной интеграции «отечественные нефтедобывающие предприятия – иностранные специализированные компании» снять с себя значительную долю нагрузки, связанной с обеспечением потребностей нефтяного сектора в инвестициях на поддержание добычи нефти.

Логическим продолжением расширения форм «прямой» глобализации – интеграции российских нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий в систему мирохозяйственных связей и контактов – стало также принятие в конце 80-х годов норм и правил, разрешающих предприятиям поставки нефти и нефтепродуктов на экспорт. Сначала эти поставки осуществлялись через государственное внешнеэкономическое предприятие «Союзнефтеэкспорт».

Расширение форм «прямой» глобализации привело к изменению направленности процедур иерархического торга, точнее говоря, к их модификации. Произошел переход от торга по поводу объемов плановых заданий и выделяемых для их выполнения ресурсов (что составляло суть данных взаимодействий в рамках системы централизованного планирования и управления экономикой) к торгу по поводу предоставления льгот и привилегий, связанных с деятельностью создаваемых СП. При этом предметом торга со стороны нефтяного сектора становятся фискальные льготы и привилегии (прежде всего получение права на экспорт нефти), а со стороны государства – сначала поставки нефти для государственных нужд (так называемый госзаказ), а затем и степень выплаты налогов и сборов в государственный бюджет (см. ниже).

Первоначальные формы глобализации российского нефтяного сектора отвечали целям, задачам и устремлениям предприятий, а также их руководителей, обеспечивая доступ к международным финансовым рынкам и тем самым существенно повышая устойчивость функционирования предприятий – в силу лучшей финансовой обеспеченности и больших возможностей поставок оборудования [4]. Не менее важно и то обстоятельство, что горизонтальная глобализация нефтедобывающих предприятий создала предпосылки для их последующей «автономизации» от государства и смягчения негативных экономических последствий, вызванных усилением фискального давления на данные предприятия.

Наряду со стремлением государства перенести часть нагрузки по финансированию инвестиционных процессов в нефтяном секторе на

международные рынки капиталов были также предприняты шаги, направленные на преодоление проблем и недостатков, связанных с ведомственной раздробленностью и разобщенностью. Именно в контексте данных шагов были подготовлены предложения по формированию в нефтяном секторе ряда вертикально-интегрированных компаний – организационных структур, охватывающих в рамках единой собственности все звенья технологической цепочки – от разведки запасов углеводородов в недрах до реализации готовой продукции.

Данные предложения вытекали из общего курса «радикальной экономической реформы» 1987 года, которая предполагала формирование в советской экономике системы межотраслевых производственных и научно-производственных социалистических концернов. Именно в рамках данной реформы были подготовлены предложения по образованию первого концерна в нефтяном секторе – концерна «Лангепас-Урай-КогалымНефть» (в последующем – ОАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ»). Тем самым предполагалось, не меняя форм собственности, так и таким образом трансформировать институциональную среду нефтяного сектора, чтобы сохранить его значительную доходообразующую роль, а также обеспечить поддержание и развитие его производственно-экономического потенциала.

При этом если в рамках процессов горизонтальной интеграции влияние и роль процессов общей глобализации были непосредственными (формирование связей с мировым рынком капиталов), то в рамках процессов вертикальной интеграции связь была более опосредованной. А именно: доминирование в мировом нефтяном секторе компаний, построенных на принципах вертикальной интеграции, послужило российским представителям нефтяного сектора веским основанием для копирования данной формы организации. При этом абсолютно не было принято во внимание то обстоятельство, что вертикальная интеграция в нефтяном секторе целесообразна, если качество осваиваемых и разрабатываемых месторождений достаточно высокое. При ухудшении качества месторождений (как разрабатываемых, так и вновь вовлекаемых в разработку) эффект экономии масштаба резко снижается. В этой ситуации становится экономически более целесообразным формирование инновационно-ориентированной институциональной среды [5].

Следует отметить, что идеи, подходы и принципы формирования вертикально-интегрированных компаний на стадии их обсуждения (в 1987–1991 годах) были, как представляется автору, более либеральными и «рыночными» чем те, что были практически реализованы во второй половине 90-х годов, и совершенствование которых продолжается и до

настоящего времени. Так, например, первоначальные проекты формирования вертикально-интегрированных компаний в большей степени соответствовали компаниям холдингового типа, основанным не только на взаимном владении активами, но также на связях и механизмах координации рыночного и монетарного типов. В тот период допускалось, например, формирование вертикально-интегрированных компаний на условиях добровольности вхождения в их состав отдельных хозяйственных единиц.

Однако в дальнейшем формирование и развитие нефтяных вертикально-интегрированных компаний пошло в значительной мере по пути становления структур типа концернов – с жестким контролем материальных и финансовых потоков и с фактической отменой рыночных связей и механизмов внутри компаний. На взгляд автора, преимущественная ориентация на формирование только вертикально-интегрированных компаний во многом стала причиной быстрой утраты российской нефтью относительных конкурентных преимуществ (обусловленных во многом заниженной оценкой основных факторов производства) и резкого уменьшения ввода в разработку новых месторождений (с худшими по качеству запасами нефти).

2. Собственники вертикально-интегрированных компаний: от государства – к новым владельцам

Изменение форм собственности имеет решающее значение в формировании системы предпочтений, определяющих развитие той или иной хозяйственной единицы, а также в разработке подходов и способов к достижению целей и задач, определяемых данными предпочтениями.

1992 год стал решающим для нефтяного сектора России в определении форм и направлений его трансформации. До этого времени при обсуждении направлений трансформации рассматривались только вопросы формирования вертикально-интегрированных социалистических концернов (в состав которых не входили, например, предприятия, осуществляющие реализацию нефтепродуктов), а также некоторого расширения степени экономической самостоятельности предприятий сектора (в определении направлений инвестиционной деятельности).

Резкое ухудшение финансово-экономического положения, принципиальная невозможность сохранения форм централизованного удовле-

творения инвестиционных запросов сектора, общая неэффективность системы государственного управления функционированием и развитием сектора – все это определило необходимость и целесообразность более радикальной трансформации, затрагивающей и изменение форм собственности.

Основные идеи преобразований, как представляется автору, состояли в том, чтобы:

- обеспечить сохранение бюджетообразующей роли нефтяного сектора;
- снять с государственного бюджета финансово-инвестиционную нагрузку, связанную с функционированием и развитием сектора;
- создать возможности и предпосылки для расширения сферы влияния частной и коллективной предпринимательской инициативы;
- сформировать новую систему государственного участия в секторе, построенную не столько на прямом участии, сколько на более активном использовании форм и методов косвенного регулирования [6].

Порядок преобразования государственных предприятий, объединений и организаций топливно-энергетического комплекса (ТЭКа) в акционерные общества был определен с учетом особенностей его отраслей в соответствии со специальными, имеющими силу закона, указами Президента РФ³. Данные документы предусматривали:

- сохранение сложившихся производственно-технологических комплексов в нефтяном, газовом и других секторах ТЭКа;
- создание крупных хозяйствующих субъектов – в виде вертикально-интегрированных компаний – на рынках нефти, газа, нефтепродуктов и прочих энергоресурсов;
- сохранение интегрированной системы магистральных трубопроводов с обеспечением свободного доступа к ней всех производителей нефти, нефтепродуктов и газа;
- создание в ТЭКе и его отраслях конкурентной среды в сфере предоставления производственных услуг;

³ Указы Президента РФ о структурных преобразованиях и акционировании в энергетическом секторе: № 922 от 14.08.1992., № 923 от 15.08.1992; № 1333 от 05.11.1992, № 1430 от 17.11.1992; № 1559 от 08.12.1992.

- формирование новой системы государственного регулирования в ТЭКе.

На начальном этапе трансформации было определено формирование только трех вертикально-интегрированных компаний – «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз» и «СИДАНКО». Государственные пакеты акций остальных компаний закреплялись сроком на три года в доверительном управлении государственного предприятия «Роснефть». В процессе приватизации предусматривалось не только закрепление контрольных пакетов акций акционерных обществ нефтяного сектора в руках государства, но и продажа не закрепленных в федеральной собственности акций на чековых и специализированных аукционах, инвестиционных конкурсах, а в дальнейшем – на коммерческих конкурсах с инвестиционными условиями, а также на «чистых» денежных аукционах.

Предполагалось, что наличие у государства контрольного пакета акций будет способствовать сохранению определяющего влияния государства на сформированные в ходе преобразований нефтяные компании. Роль «проводников» государственной политики отводилась представителям государства в органах управления – советах директоров и правлениях компаний. Однако для назначения представителями государства предлагались (согласно российской бюрократической традиции) в основном кандидатуры высокопоставленных чиновников различных ведомств (которые имели многочисленные обязанности по основному месту государственной службы).

Всего по состоянию на конец 1999 года в нефтяном секторе было создано 13 вертикально-интегрированных нефтяных компаний, а также две компании в сфере предоставления услуг по транспортировке нефти и нефтепродуктов по системе магистральных трубопроводов – ОАО «Транснефть» и ОАО «Транснефтепродукт». Что же касается системы косвенного регулирования операций в рамках сектора, то к этому времени удалось сформировать только ее основные элементы.

К числу главных причин безуспешности усилий государства в деле формирования как системы прямого, так и системы косвенного участия в нефтяном секторе можно отнести преобладание фискальных приоритетов в государственной экономической политике. Поддержание социальной стабильности в период проведения реформ, резко негативное отношение всех групп населения к конфискационной реформе ценообразования в начале 1992 года – все это вновь и вновь заставляло и заставляет различные правительственные органы отодвигать решение проблем формирования эффективной системы государственного регу-

лирования нефтяного сектора в угоду решению текущих фискально-бюджетных проблем.

В конечном счете – мир не терпит пустоты – «пустующее» место реального собственника (формально – государства) в нефтяных компаниях было занято *инсайдерами* – директорами, руководителями компаний и приближенными к ним отдельными ведущими акционерами.

Нестабильность и непредсказуемость политики государства по отношению к нефтяному сектору, слабость государства в выполнении своей основной экономической функции – спецификации прав собственности и принуждения к их соблюдению – все это послужило основанием для проведения инсайдерами собственной политики по отношению к возглавляемым ими нефтяным компаниям.

Во многом следуя примеру государства, которое в сфере экспорта нефти и нефтепродуктов сформировало обширную сеть так называемых спецэкспортеров (через которую реализовывались интересы не только государства, но и отдельных ведомств и отдельных лиц), инсайдеры способствовали формированию «окружения» нефтяных компаний из значительного числа организаций (оперирующих в сфере реализации нефти, нефтепродуктов, поставки оборудования и оказания различных производственных и непроизводственных услуг). Основное назначение данных организаций – реализация и обеспечение экономических интересов инсайдеров, которые были весьма разнообразными – от резкого увеличения расходов на нужды собственного текущего потребления до аккумуляции средств для участия в последующей приватизации предприятий нефтяного сектора или же для создания нового бизнеса за пределами России [7]. При этом активно использовались не только отечественные фирмы «окружения», но и фирмы «окружения», созданные в офшорных зонах в самых различных регионах мира.

Не без основания можно утверждать, что ни одна нефтяная компания не избежала участи иметь «окружение» из близких к инсайдерам компаний и организаций. Направленность деятельности организаций «окружения» примерно одинакова для всех нефтяных компаний – реализация экономических интересов инсайдеров. Вместе с тем цели инсайдеров были весьма различны (помимо одной общей цели – как можно скорее стать состоятельными в экономическом отношении людьми).

Можно выделить две категории инсайдеров – «прогрессивную» и «отсталую».

«Прогрессивные» инсайдеры стремились к накоплению финансовых ресурсов и переводу части активов нефтяных компаний (там, где

это было возможно) в подконтрольные им организации с целью достижения полной автономии от государства и развития собственных компаний (на основе как приватизированных ранее государственных предприятий, так и на вновь созданных). К числу компаний с доминированием «прогрессивных» инсайдеров следует отнести нефтяную компанию (НК) «ЛУКОЙЛ» (целенаправленно обеспечивала перевод активов в компанию «НИКойл»), и НК «Сургутнефтегаз» (переводила активы в негосударственный пенсионный фонд АО «Сургутнефтегаз» и в компанию «Сургутнефтьинвест»), а также ОАО «Тюменская нефтяная компания» (после приобретения контрольного пакета акций «Альфа-группы»).

К числу «отсталых» инсайдеров следует отнести руководителей таких нефтедобывающих компаний, как АО «Ноябрьскнефтегаз», АО «Нижневартовскнефтегаз» (до продажи контрольного пакета акций частным инвесторам), ОАО «Восточная нефтяная компания» (ВНК), ОАО «Нефтяная компания «ЮКОС», ОАО «СИДАНКО». Они полностью доверили экспортные потоки нефти, а также реализацию нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке компаниям «окружения». При этом данная группа инсайдеров не смогла (или не стремилась) обеспечить целенаправленное аккумулирование финансовых ресурсов и активов в компаниях «окружения» на цели создания и развития нефтяного бизнеса. В результате либо все перечисленные выше нефтяные компании, возглавляемые «отсталыми» инсайдерами, оказались в сложном финансовом положении (на грани и за гранью банкротства), либо в данных компаниях реальная экономическая власть и финансовый контроль перешли к другим лицам и другим финансовым организациям. Толчком к смещению «отсталых» групп инсайдеров в значительной степени послужило невыполнение возглавляемыми ими компаниями обязательств по выплате налогов в бюджеты различных уровней. «Отсталость» определенной группы инсайдеров состояла не только в том, что они способствовали успешному развитию своих компаний, но также в том, что они не смогли обеспечить формирование партнерских отношений компаний с государством.

В число новых «актеров», оказавших значительное влияние на трансформацию нефтяного сектора, вошли регионы. Целый ряд нефтяных компаний – такие как «КомиТЭК», «ОНАКО», «Тюменская нефтяная компания», ВНК, «Сибнефть» – были созданы в том числе под давлением региональных органов власти. Однако при этом реальных экономических результатов для регионов формирование данных компаний не принесло – ни в плане получения части собственности в данных компаниях, ни в плане увеличения доходной базы региональных бюджетов.

Незадолго до истечения срока закрепления государственных пакетов акций в доверительном управлении государственного предприятия «Роснефть» между названными выше «актерами» развернулась ожесточенная борьба за прикрепление к ним отдельных акционерных обществ (компаний) и предприятий. Именно на данном этапе были созданы «региональные» нефтяные компании, а также увеличены активы ранее созданных (за счет передачи в их уставные капиталы активов других компаний).

Цели и устремления инсайдеров, а также связанных с ними финансовых и коммерческих организаций отчетливо проявились в процессе итоговой приватизации – полной продажи основной части государственных пакетов акций нефтяных компаний в 1995–1997 годах.

Сложное финансово-экономическое положение страны, проведение выборной кампании (в том числе и президентские выборы 1996 года) вновь остро поставили вопрос об источниках финансирования государственных расходов. Пользуясь данной ситуацией, ряд ведущих банков (таких как «Менатеп», «ОНЭКСИМБанк» и «Столичный банк сбережений») предложили предоставить правительству кредит в обмен на залог государственных пакетов акций ряда компаний – в том числе нефтяных. По истечении срока залога и в случае невозврата правительством кредита государственные пакеты акций выставлялись на аукцион. Данные залоговые аукционы с последующим выкупом контрольных пакетов акций проводились в соответствии с *Указом Президента РФ от 31 августа 1995 года № 889 «О порядке передачи в 1995 году в залог акций, находящихся в федеральной собственности»* по нефтяным компаниям ЮКОС (45% акций), «СИДАНКО» (51%), «Сибнефть» (51%), «Сургутнефтегаз» (40,1%), «ЛУКОЙЛ» (5%). В результате к середине 1997 года основные российские нефтяные компании обрели «новых» собственников. Как представляется автору, произошло формальное закрепление роли и положения «прогрессивных» инсайдеров – прежде всего в компаниях «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз». В компании «СИДАНКО», а также в ЮКОСе и «Тюменской нефтяной компании» и ряде других произошла смена собственников – «отсталые» инсайдеры были заменены новыми собственниками в лице банков и финансово-коммерческих организаций, в основном ранее осуществлявших экспорт нефти данных компаний и их финансовое обслуживание [8].

Основная цель, которую преследовали банки и финансово-коммерческие организации, состояла не только в покупке недооцененных активов, которые могут иметь значительно большую цену в буду-

щем, но и в гарантированном доступе к потокам нефти и нефтепродуктов и к финансовым потокам, ими обусловленным. Здесь показателен пример финансово-промышленной группы «Менатеп – Роспром». До приобретения контрольного пакета акций ЮКОСа оборот группы составлял немногим более 1 млрд амер. дол. в то время как после приобретения – уже свыше 6 млрд дол. Такой рост финансово-экономического потенциала позволил группе «Роспром – ЮКОС» в дальнейшем расширить объемы заимствования финансов на внешнем рынке капиталов.

Появление новых собственников в нефтяных компаниях – прежде всего российских банков, которые получили доступ на внешние финансовые рынки, – привело к резкому сокращению форм горизонтальной (прямой) глобализации на уровне отдельных подразделений компаний (осуществляющих разведку, добычу, переработку и предоставление сервисных услуг). Новые собственники стали ориентироваться на самостоятельный выход на внешние финансовые рынки с целью приобретения необходимых технологий и экспертизы (в том числе в форме найма высших менеджеров из других стран).

В результате приватизации государственные контрольные пакеты акций основных акционерных обществ нефтяного сектора были значительно уменьшены, полностью проданы или подлежат продаже в соответствии с *Указом Президента РФ от 19 мая 1997 года № 505 «О продаже ранее закрепленных в федеральной собственности акций отдельных акционерных обществ топливно-энергетического комплекса России»*. По состоянию на середину 1999 года в федеральной собственности были закреплены пакеты акций только шести из восемнадцати действующих нефтяных компаний – «ЛУКОЙЛа» (6,6% – после продажи кипрской компании 9% акций в октябре 1999 года), «Славнефти» (45%), «ОНАКО» (51%), РМНТК «Нефтеотдача» (38%), «Транснефти» (75%, или 100% голосующих акций), «Транснефтепродукта» (75%, или 100% голосующих акций).

Если рассматривать и оценивать результаты смены собственников в компаниях в целом, то, по мнению автора, они являются положительными. Основаниями для подобного утверждения являются следующие обстоятельства:

- стала более активно происходить переориентация управления и функционирования компаний с чисто количественных физических показателей на показатели финансово-экономического состояния;

- управление нефтяными компаниями стало ориентироваться на использование процедур и методов современного менеджмента;
- произошли изменения в структуре компаний – определение и концентрация усилий на основных направлениях, выделение из состава компаний побочных и обеспечивающих видов деятельности и пр.;
- компании стали самостоятельно выходить на внешний рынок капиталов.

Смена собственников привела к усилению влияния процессов глобализации на формирование, становление и развитие российских нефтяных компаний. На смену горизонтальной глобализации – в рамках отдельных небольших проектов – пришла глобализация на уровне нефтяного сектора в целом (*см. ниже*).

Несмотря на значительное внешнее сходство с глобальными процессами развития организационных структур в нефтегазовом секторе, становление и формирование вертикально-интегрированных компаний в России в 90-е годы все же имело свои значительные особенности. Они состоят прежде всего в том, что развитие и реструктурирование российских нефтяных компаний пошло по пути формирования концернов, для которых характерна очень высокая степень жесткости контроля за активами. В то же время в большинстве стран мира с развитой рыночной экономикой доминирует холдинговый вариант построения нефтяных компаний, который предполагает стратегическое планирование и контроль без вмешательства в оперативную деятельность. Степень жесткости контроля за активами нефтяных компаний значительно возросла после проведения приватизации и прихода новых (или новых «старых») собственников (при этом компании широко использовали процедуры «размывания» капитала, не принимая в расчет права более мелких акционеров, в том числе иностранных).

3. Перераспределение собственности в нефтяном секторе (ОАО «Черногорнефть» – case study)

Ситуация с банкротством и последующей продажей части активов «СИДАНКО» дает представление о том, насколько сложны и запутанны процессы перераспределения собственности в нефтяном секторе.

Компания оказалась на грани банкротства во многом из-за политики, которую по отношению к ней проводила финансовая группа «Интер-

рос – ОНЭКСИМбанк» (см. выше). Тяжелое финансовое положение «СИДАНКО» – суммарный долг превысил 400 млн дол. – было также обусловлено просчетами стратегического характера. Так, например, компания стремилась к значительному увеличению поставок нефти на принадлежавший ей в тот период времени Ангарский нефтеперерабатывающий завод. Завод расположен в Восточной Сибири, а этот регион имеет очень ограниченные возможности сбыта нефтепродуктов потребителям с реальным платежеспособным спросом⁴. Подобная стратегия осуществлялась несмотря на то, что начиная с середины 1998 года в составе высших менеджеров компании было 10 представителей BP Amoco, что, как представляется автору, свидетельствует о неправомерности прямого копирования опыта, приобретенного при работе на глобальном рынке. Наличие в составе компании предприятий, расположенных на значительном удалении друг от друга и в неблагоприятных в экономическом отношении районах, дало основание г-ну Потанину (президенту группы «Интеррос») назвать «СИДАНКО» «бессмысленным набором активов»⁵.

Как следствие неэффективного управления, в декабре 1998 года начали применять процедуры банкротства к дочерним компаниям из состава «СИДАНКО» – сначала к ОАО «Кондпетролеум», а затем и к ОАО «Черногорнефть» – одной из самых эффективных нефтедобывающих компаний в России по состоянию на начало 1996 года. Процедура банкротства головной компании началась несколько позднее – в феврале 1999 года. По оценкам аналитиков, процедура банкротства была инициирована одной из компаний, близких к основному акционеру «СИДАНКО» – группе «Интеррос»⁶. Основная цель предпринятого шага очевидна: процедура банкротства предполагает введение внешнего управления и мораторий на выплату всех долгов.

По инициативе иностранного акционера «СИДАНКО» (BP Amoco), который владеет 10% акций компании, необходимость точного соблюдения законодательства при проведении процедуры банкротства обсуждалась на межправительственном уровне (на уровне премьер-министров России и Соединенного Королевства)⁷.

4 Эксперт. 1999. № 8. – С. 27.

5 Финансовые известия. 1999. 4 марта.

6 Коммерсантъ. 1999. 17 апр.
Российская газета. 1999. 30 марта.

7 Российская газета. 1999. 7 апр.

С началом введения процедуры банкротства подразделений «СИДАНКО» «Альфа-группа» (основной акционер «Тюменской нефтяной компании», или ТНК) стала стремиться к назначению внешних управляющих, представляющих интересы группы. В результате представители «Альфа-группы» получили места внешних управляющих – сначала в «Кондпетролеуме» (в декабре 1998 года), а затем и в «Черногорнефти» (в мае 1999 года). Выполнение представителями компании роли внешних управляющих позволило ТНК не только получить временный доступ к финансовым потокам данных подразделений, но и довести ситуацию до аукционов по продаже компаний-банкротов.

Заинтересованность ТНК (и стоящих за ней владельцев контрольного пакета акций – «Альфа-группы») была связана не только со стремлением увеличить активы за счет приобретения новых нефтедобывающих подразделений, но также и в связи с тем, что «Черногорнефть» является одним из участников разработки Самотлорского месторождения. При этом предприятие «Черногорнефть» было создано в 80-х годах как одно из структурных подразделений объединения «Нижневартовскнефтегаз», ставшего начиная с 1995 года основным дочерним обществом ТНК. Объединение активов данных компаний позволило бы значительно снизить издержки, связанные с использованием единой технологической инфраструктуры. По оценкам специалистов ТНК, за счет поглощения «Черногорнефти» себестоимость добычи нефти могла бы быть снижена на 0,9 дол. за баррель⁸.

В июне 1999 года руководители ТНК провели пресс-конференцию, на которой заявили о том, что «Черногорнефть» *«входит в сферу стратегических интересов компании»*⁹.

На долю «Черногорнефти» в 1998 году приходилось 30% добычи нефти компании «СИДАНКО», и данное дочернее общество являлось наиболее эффективным добывающим подразделением холдинга. Поэтому вполне понятно, что один из крупнейших акционеров «СИДАНКО» (компания BP Amoco) выступил против отторжения «Черногорнефти». Уверенность иностранного акционера в успехе во многом подкреплялась тем, что 60% задолженности «Черногорнефти» приходилось на западные банки – EBRD и U.S. Ex-Im Bank¹⁰. Именно эти банки высту-

⁸ Коммерсантъ. 1999. 11 авг.

⁹ Коммерсантъ. 1999. 4 июня.

¹⁰ Коммерсантъ. 1999. 9 июня.

пили с совместным заявлением о незаконности смены внешнего управляющего компании, а затем и с судебным иском¹¹. В итоге в июне 1999 года решение о смене арбитражного управляющего было отменено в судебном порядке.

В ответ в начале июля 1999 года ТНК приступило к скупке долгов «СИДАНКО» у внешних кредиторов, с тем чтобы усилить свои позиции в приобретении «Черногорнефти»¹². Одновременно компания «СИДАНКО» через своих основных акционеров объявило о готовности расплатиться с кредиторами «Черногорнефти». Однако проект мирового соглашения, предложенный компанией, предусматривал не полный возврат долга, а его реструктуризацию в течение неопределенного срока¹³. В августе 1999 года первое подразделение «СИДАНКО», в отношении которого была начата процедура банкротства – ОАО «Кондпетролеум» – было выставлено на продажу. Стартовая цена была определена в размере 170 млн дол. – что было равно сумме долга дочерней компании кредиторам¹⁴. К этому времени ТНК уже скупила 60% долгов «Черногорнефти»¹⁵.

В конце августа–сентябре 1999 года была предпринята попытка сохранить целостность НК «СИДАНКО» за счет передачи государству права управлять внешними долгами компании¹⁶. Однако наличие основных долгов «Черногорнефти» в руках ТНК позволило последней в сентябре 1999 года на собрании кредиторов провести необходимое решение о продаже компании за долги¹⁷. В октябре того же года ТНК приобрела на открытом аукционе дочернюю компанию НК «СИДАНКО» – ОАО «Кондпетролеум» – по цене почти в три раза ниже стартовой¹⁸. Также в октябре было объявлено «о продаже предприятия (бизнеса) ОАО «Черногорнефть» на открытом аукционе» за 220 млн

11 Финансовые известия. 1999. 17 июня.

12 Известия. 1999. 8 июля.

13 Время МН. 1999. 3 авг.

14 Коммерсантъ. 1999. 10 авг.

15 Коммерсантъ. 1999. 11 авг.

16 Коммерсантъ. 1999. 11 сент.

17 Сегодня. 1999. 11 сент.

18 Независимая газета. 1999. 22 окт.

дол.¹⁹ Против конкурса выступили НК «СИДАНКО» и ВР Атосо – на том основании, что *«имели место манипуляции с процедурой банкротства, с тем чтобы осуществить продажу предприятия третьей стороне...»*²⁰. Действия ТНК, направленные на присвоение имущества компании «СИДАНКО», стали также предметом разбирательства в Верховном суде штата Нью-Йорк (США). Тем не менее конкурс состоялся, и по его итогам «Черногорнефть» была куплена «Тюменской нефтяной компанией» за 179 млн дол.²¹

В ответ на это американские правозащитники, а также Дж. Сорос (владелец одной из компаний-акционера «СИДАНКО») обратились к членам Совета директоров U.S. Ex-Im Bank с просьбой не выделять ТНК кредит в сумме 500 млн дол., а также к американскому президенту, с тем чтобы он повлиял на это решение²².

Внешнее финансовое и политическое давление – со стороны как представителей глобального финансового рынка, так и правительственных структур США и Соединенного Королевства – заставило ТНК пойти на заключение стратегического соглашения с акционерами «СИДАНКО». Результатом политического давления явилось и то, что правительство России не подписывало разрешение на эксплуатацию Самотлорского месторождения на условиях соглашения о разделе продукции.

В соответствии со стратегическим соглашением ОАО «Черногорнефть» возвращается в состав НК «СИДАНКО», а ТНК получает право выкупа акций «СИДАНКО» – в размере 25% плюс одна акция. Также была достигнута договоренность о дальнейшей совместной разработке Самотлорского месторождения²³. В марте 2000 года было подписано соглашение о разработке месторождения на условиях раздела продукции. Тогда же Госдепартамент США разрешил государственному американскому банку (U.S. Ex-Im Bank) предоставить гарантии под кредит в 500 млн дол.²⁴ И уже в апреле Ex-Im Bank принял решение о предос-

¹⁹ Российская газета. 1999. 21 окт.

²⁰ Сегодня. 1999. 27 нояб.

²¹ Время МН. 1999. 29 нояб.

²² Сегодня. 1999. 21 дек.

²³ Сегодня. 1999. 23 дек.

²⁴ Коммерсантъ. 1999. 4 апр.

тавлении ТНК кредитных гарантий на сумму в 500 млн дол. – рекордную за всю историю его отношений с Россией и ранее – с СССР²⁵.

Как представляется автору, рассмотренный выше пример свидетельствуют о том, что:

- глобальные явления – такие как ситуация на рынке капиталов – во все большей степени оказывают прямое влияние на трансформацию структуры нефтегазового сектора;
- процессы «вторичного» перераспределения собственности отличаются значительной неясностью и непрозрачностью, обусловленной как несовершенством законодательства, так и отсутствием эффективных процедур государственного контроля за выполнением условий по спецификации прав собственности (об этом также свидетельствуют практика НК «ЛУКОЙЛ» при поглощении ОАО «Коми-ТЭК» и практика ЮКОСа при поглощении ОАО «ВНК» и покупке пакета акций ОАО «ОНАКО»).

4. Глобализация российского нефтяного сектора

Глобализация деятельности в рамках нефтяного сектора экономики России, то есть усиление его интеграционных связей с другими странами, была во многом predeterminedена масштабами сектора – как по объемам производства углеводородов, так и величине потребностей в финансах и материально-технических ресурсах, и прежде всего в нефтегазовом оборудовании.

Непосредственной экономической причиной усиления тенденций глобализации послужило изменение относительных цен на энергоресурсы по сравнению с ценами на продукцию остальных секторов экономики (значительная часть которых перешла на так называемые договорные цены еще в конце 80-х годов). В результате изменения ценовых пропорций, а также либерализации форм экономического взаимодействия хозяйственных единиц значительная часть продукции обрабатывающей промышленности России оказалась невостребованной рынком (как из-за относительно невысокого ее качества, так и из-за относительно высоких цен). Тем самым на внутреннем рынке значительно уменьшился платежеспособный спрос – в том числе на энергоресурсы, и прежде всего на нефть, природный газ и продукты их первичной переработки. Снижение

²⁵ Российская газета. 2000. 25 апр.

платежеспособного спроса (следовательно, недостаточный приток финансовых ресурсов), неадекватные качество и ассортимент технологического нефтепромыслового оборудования, резкое ухудшение состава и качества вовлекаемых в освоение и разработку месторождений послужили объективными причинами интенсификации мирохозяйственных связей нефтяного сектора России. В 1994 году российские нефтяники и газовики закупили за рубежом оборудования на 4,5 млрд дол., что составило почти 40% экспортной выручки за нефть²⁶.

К числу причин усиления глобализации в рамках нефтяного сектора следует также отнести политическую и экономическую нестабильность в России, неопределенность прав собственности на активы компаний (что было особенно характерно для периода закрепления контрольных пакетов акций нефтяных компаний в государственной собственности в 1993–1997 годах), частую сменяемость базовых норм и правил реализации проектов в рамках сектора (прежде всего – правил налогообложения). Именно последнее обстоятельство привело к тому, что альтернативный режим налогообложения на основе соглашений о разделе продукции стал одним из ключевых моментов в дискуссии об условиях привлечения иностранных компаний, а также об условиях стабилизации ситуации в добыче углеводородов [9].

Начальным этапом глобализации нефтяного сектора следует считать, как уже отмечалось выше, создание первых совместных предприятий в 1989 году и предоставление нефтедобывающим предприятиям права на экспорт продукции. Данный этап длился примерно до начала 1993 года. В дальнейшем (в 1993–1995 годах) наряду с усилением и расширением экспортных поставок нефти и нефтепродуктов (а также с расширением импорта отдельных категорий нефтепродуктов, таких как высокооктановый бензин и масла) появились и формы международного сотрудничества, связанные с участием российских нефтяных компаний в зарубежных проектах. Так, АО «Юганскнефтегаз» (до фактического создания ОАО «ЮКОС», то есть в период власти инсайдеров) инвестировало значительные средства за рубежом – в Перу, Турцию, Венгрию и США за 1994–1995 годы было перечислено более 5 млн дол., а в 1996 году – еще 2,7 млн дол.²⁷ АО «Мегионнефтегаз» предпринимало попытку участия в сооружении нефтеперерабатывающего завода в Восточной Германии.

²⁶ Деловая Сибирь. 1995. № 5. ... С. 10.

²⁷ Коммерсантъ-Daily. 1997. 14 июня.

Новый этап глобализации связан с появлением новых (новых «старых») собственников – начиная с 1996 года. Для этого этапа характерно:

- появление крупных иностранных портфельных инвесторов (а не только привлечение финансов с внешнего рынка в форме кредитов);
- начало участия российских нефтяных компаний в крупных нефтяных проектах за рубежом;
- покупка российскими нефтяными компаниями отдельных производственных объектов в других странах мира.

Данный этап связан с отмеченным выше переходом российских нефтяных компаний к финансово-экономическому управлению и формированию системы управления портфелем активов. Несомненным лидером в данной области является НК «ЛУКОЙЛ». Этой компанией были осуществлены²⁸:

- продажа в 1996 году крупного пакета акций (6,3% голосующих акций) американской нефтяной компании ARCO;
- приобретение в начале 1998 года 51% акционерного капитала одного из крупнейших румынских нефтеперерабатывающих заводов Petrotel, расположенного в г. Плоешти;
- формирование сети автозаправочных станций за рубежом (в других странах СНГ и странах Балтии построено более ста АЗС; появились автозаправочные комплексы в странах Восточной Европы и даже за океаном – в США построено шесть АЗС);
- участие в крупных проектах по добыче нефти в других странах, прежде всего в Азербайджане и Ираке (в марте 1997 года в Багдаде был подписан контракт на разработку месторождения «Западная Курна-2», доля «ЛУКОЙЛа» в проекте составляет 52,5%).

В 1999 году на заседании Совета директоров НК «ЛУКОЙЛ» было отмечено, что *«приоритетный характер придаетя также глобальной стратегии – с активной ориентацией на мировой рынок и увеличение доли зарубежных операций на платежеспособных рынках как ключевому условию развития компании»* [10]. Поэтому не случайно, что в «ЛУКОЙЛе» в 1998 году уровень добычи нефти за границей возрос на 47% [10].

28 Годовые отчеты ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» за различные годы – раздел «События, факты».

Аналогичной стратегии стала следовать и другая нефтяная компания – ЮКОС. По мнению президента компании М. Ходорковского: *«нефтяной кризис наглядно показал, что существуют серьезные риски концентрации нефтяного бизнеса в рамках одного региона или месторождения. ЮКОС, чья добыча сосредоточена в основном в Западной Сибири, оказался привязан к нескольким транспортным схемам и регионам сбыта... Для успешной защиты от колебаний мирового рынка необходимо иметь портфель запасов в нескольких регионах. Мы планируем с помощью стратегических партнеров довести долю зарубежных запасов до 25 процентов и осваивать новые месторождения за пределами Западной Сибири»*²⁹.

Ухудшение финансового положения таких российских нефтяных компаний, как ЮКОС и «СИДАНКО» (вследствие отмеченного выше падения цен на нефть в 1998 – первой половине 1999 года, а также в результате финансового кризиса в России в августе 1998 года), привело к тому, что данные компании вынуждены были передать значительные пакеты акций иностранным кредиторам. В результате в ЮКОСе иностранные компании получили 32,9% акций. Что касается «СИДАНКО», то группа «Интеррос» выразила готовность погасить ее задолженность перед иностранными кредиторами путем переуступки значительного пакета акций (в дополнение к 10% акций, которыми к тому времени уже владела BP Amoco)³⁰.

Глобализация деятельности российских нефтяных компаний проходит в условиях их реорганизации и начального этапа коммерциализации, то есть в условиях, когда данные компании еще весьма далеки от бизнес-ориентированных хозяйственных организаций. Это связано с необходимостью значительных усилий по реструктурированию активов компаний и, самое главное, с формированием в их рамках новых координационных механизмов – взамен все еще используемых процедур централизованного планирования и управления во внутрихозяйственной деятельности.

Глобализация позволяет компаниям не только смягчить негативные последствия переходного периода, но и создать предпосылки для устойчивого функционирования и развития в будущем. Вместе с тем подобная стратегия развития компаний за счет территориальной диверсификации

²⁹ Эксперт. 1998. № 21.

³⁰ Эксперт. 1999. № 8.

активов вступает в противоречие с решением ряда других задач российской экономики. Противоречие состоит прежде всего в том, что нефтяные компании получают возможность уделять меньше внимания повышению эффективности использования активов, которыми они располагают в России, а также начинают широко использовать процедуры переноса части базы налогообложения за пределы страны. С другой стороны, глобализация носит, как отмечалось выше, во многом объективный характер и меры запретительного свойства со стороны государства могут оказать негативное влияние на процесс становления и развития экономически эффективных компаний.

5. Модификация процедур иерархического торга

Механизмом разрешения отмеченного выше противоречия между потребностями развития и функционирования нефтяных компаний и необходимостью решения социально-экономических проблем России, на взгляд автора, являются процедуры иерархического торга. При этом данные процедуры претерпевают весьма существенное изменение: осуществляется переход от торга по поводу объемов производства и поставки материальных ресурсов к торгу по поводу фискальных условий осуществления нефтегазовых операций, а также условий обеспечения глобальных устремлений нефтяных компаний.

Явным примером модифицированных процедур иерархического торга явилось заключение в июне 1999 года так называемого «картельного соглашения» (Соглашения о сотрудничестве по стабилизации экономики) между правительством и компаниями, занимающими монопольное положение в основных секторах экономики. В соответствии с данным соглашением компании брали на себя обязательства не повышать цены на выпускаемые товары и предоставляемые услуги до конца 1999 года, а правительство – не изменять условия налогообложения. Как показали дальнейшие события, фактическая цель соглашения состояла не в том, чтобы добиться стабилизации, например, розничных цен на бензин, а в том чтобы создать замкнутое ценовое пространство для участников «картеля» (крупнейших компаний и бюджетных организаций)³¹.

В процессе трансформации экономики направленность усилий государства все более смещается от принуждения компаний к поставкам

³¹ Новые известия. 1999. 28 сент.

нефти (либо в форме госзаказа – в 1987–1992 годах, – либо в рамках системы поставок для государственных нужд) к своевременной и полной выплате налогов и сборов в государственный бюджет. При этом необходимость в принуждении компаний к поставкам нефти и нефтепродуктов в счет государственных нужд отпадает. Более того, осуществление таких поставок становится чрезвычайно привлекательным для компаний. И дело не только в объемах и сроках данных контрактов (что отличает подобные сделки во всех странах мира), но и в значительной дополнительной выгоде сделок для компаний.

Торг по поводу обеспечения глобальных устремлений нефтяных компаний связан с условиями налогообложения добычи и переработки нефти, а также ее транспортировки и экспорта (прежде всего – по выгодным направлениям, то есть там, где наименьшие тарифы на транспорт и перегрузку).

Государство (в лице органов как законодательной, так и исполнительной власти) с самого начала проведения экономических реформ стало использовать доступ к экспорту нефти и нефтепродуктов в качестве одного из основных рычагов воздействия на нефтяные компании в принуждении их к выполнению социально-экономических обязательств. Правительство стало регламентировать сначала квоты нефти, поставляемой на экспорт, а затем и условия налогообложения доходов от экспорта нефти и условия доступа к системе магистральных нефтепроводов. До начала 1994 года квоты на экспорт нефти утверждались в правительстве по предложению Минэкономики и Минтопэнерго, а затем стали утверждаться квоты не на экспорт непосредственно, а на прокачку нефти по системе магистральных экспортных трубопроводов.

В связи с тем, что экспорт нефти является источником получения гарантированных и высоких доходов, составляющих основу доходов государственного бюджета, был определен статус специальных организаций, осуществляющих экспорт (так называемых «спецэкспортеров»). Организации-спецэкспортеры стратегического сырья были учреждены в конце 1992 года. Уже к июню 1993 года данных организаций насчитывалось 34, затем их стало 28 и т.д. К началу 1994 года таких организаций было 25³². Появление организаций-спецэкспортеров значительно усложнило процедуры иерархического торга по поводу доступа нефтяных компаний к экспорту нефти и нефтепродуктов. В целом, как было признано очень многими специалистами, появление таких организаций

32 Коммерсантъ-Daily. 1999. 23 апр.

стимулировало взяточничество среди чиновников – ввиду того, что не были определены принципы контроля за совершенными сделками, и прежде всего за их ценовыми параметрами (см., например, репортаж с заседания коллегии Министерства внешнеэкономических связей³³). Затем (в значительной мере под давлением МВФ) данные организации были ликвидированы.

Начиная с сентября 1997 года распределение квот стало осуществляться между нефтяными компаниями в зависимости от принятия ими обязательств по направлению экспортной выручки «на погашение задолженности по платежам в федеральный бюджет и государственные внебюджетные фонды...»³⁴.

С этого времени иерархический торг по поводу получения возможности осуществлять экспорт нефти и нефтепродуктов приобрел контрактную форму – госналогслужба подписала соглашения с 14-ю нефтедобывающими компаниями о погашении задолженности в федеральный бюджет. Соглашения были заключены после того, как нефтедобывающим компаниям, имеющим с учетом дочерних предприятий недоимку в федеральный бюджет, определили порядок и условия транспортировки дополнительных объемов нефти на экспорт³⁵.

Следующим шагом стал выход в свет постановления *Правительства РФ от 4 мая 1998 года № 417 «О дополнительных мерах по обеспечению полноты уплаты налогов нефтедобывающими организациями»*³⁶. Принятием данного постановления правительство решилось на чрезвычайно жесткий шаг – установление прямого контроля за всей валютной выручкой нефтяных компаний. В наиболее критические периоды времени государство стало прибегать к использованию соглашений о своевременном погашении задолженности с целью принуждения нефтяных компаний к своевременной выплате налогов. Так, в конце ноября 1998 года Межведомственная комиссия по доступу к экспортным трубопроводам и терминалам приостановила до 2 декабря оформление документов на вывоз нефти, принадлежащей «ЛУКОЙЛу»,

33 Независимая газета. 1993. 6 июля.

34 Указ Президента РФ от 8 июля 1997 года № 693 «О мерах по снижению задолженности предприятий нефтяного комплекса по платежам в федеральный бюджет и государственные внебюджетные фонды»// Российская газета. 1997. 11 июля.

35 Сегодня. 1997. 23 окт.

36 Российская газета. 1998. 7 мая

ЮКОСу и ВНК. Аналогичное решение, но до 7 декабря, было принято по компании «СИДАНКО»³⁷. В мае 1999 года нефтяные компании заключили с налоговыми органами России соглашения, обязывающие их к ноябрю выйти на 100-процентную уплату текущих налоговых платежей «живыми деньгами», а до конца года погасить долги, имевшиеся к 1 апреля текущего года. Долг всех нефтяных компаний перед федеральным бюджетом на этот момент времени составлял 12 млрд руб.; 70% общего долга приходилось на 14 крупнейших компаний³⁸.

Особенность всех отмеченных в данном разделе решений и соглашений, которая позволяет относить их к процедурам иерархического торга, состоит в том, что они носят «избыточный» характер. По закону нефтяные компании, как и любые другие налогоплательщики, должны платить налоги независимо ни от каких соглашений. Однако структурная несбалансированность в экономике (когда обязательства государства превышают его финансово-экономические возможности), неопределенность и неясность прав собственности (вследствие слабости государства и невыполнения им одной из своих основных функций – спецификации прав собственности и реального их обеспечения) – все это приводит к виртуальному характеру экономики и вызывает к жизни «старое, но верное оружие» – процедуры иерархического торга.

Как представляется автору, глобализация нефтяного сектора экономики России является неотъемлемым и необходимым элементом процесса его трансформации. Без расширения мирохозяйственных связей сектора невозможно не только решить его основные текущие проблемы (такие как привлечение финансовых ресурсов для реализации новых проектов по добыче нефти), но и обеспечить создание эффективных компаний, которые могут послужить катализатором экономического развития экономики в целом. Вместе с тем повышение эффективности нефтяного сектора зависит и от решения более широкого круга макроэкономических и макрополитических проблем – таких как усиление роли государства в спецификации и обеспечении прав собственности, что предполагает реальное использование процедур банкротств, а также приведение в соответствие потребностей государства с реальными возможностями экономики страны, что позволит усилить роль законов и легальных норм во взаимоотношениях государства и экономики и при-

37 Время МН. 1998. 1 дек.

38 Коммерсантъ. 1999. 23 июня.

ведет к отказу от неявных и непрозрачных процедур и механизмов иерархического торга.

Литература

1. **North D.** Institutions, Institutional Change and Economic Performance. Cambridge: – Cambridge University Press, 1990. – 152 p.
2. **Williamson O. E.** The Economic Institutions of Capitalism. – New York: Free Press, 1985.
3. **Крюков В.** Институциональная структура нефтегазового сектора: проблемы и направления трансформации. – Новосибирск: ИЭи-ОПП СО РАН, 1998. – 274 с.
4. **Gustafson T., Kryukov V.** How Difficult? The Future of Western Oil Investment in Russia. – Cambridge: Cambridge Energy Research Associates, 1995. – 14 p.
5. **Арбатов А., Крюков В.** Есть ли будущее у «малых» нефтегазовых компаний?// Нефть России. 1999. № 8. – С.10–15.
6. **Новая энергетическая политика России/** Под ред. Ю.Шафраника.– М.: Энергоатомиздат, 1995. – 512 с.
7. **Кузнецов Ю.** «Временщики»// Эксперт. 1999. № 11. – С. 10–13.
8. **Kryukov Valery A., Moe Arild.** The Changing Role of Banks in the Russian Oil Sector. – London: The Royal Institute of International Affairs, 1998. – 46 p.
9. **Конопляник А., Субботин М.** 1996. Тяжба о разделе (Дискуссия вокруг закона о соглашениях о разделе продукции). – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 222 с.
10. **Алекперов В.Ю.** Стратегия развития (повышение конкурентоспособности компании). Нефть России. 1999. № 5. – С.4–11.

Анастасия СЕВАСТЬЯНОВА

ОСОБЕННОСТИ РЕГИОНАЛИЗАЦИИ И ГЛОБАЛИЗАЦИИ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ



На развитие нефтегазодобывающих территорий, как и любых других, влияет множество факторов: статус территории, ее экономико-географическое положение, размеры и т.д. Как и для других сырьевых территорий, имеет значение уникальность природных ресурсов, которыми регион обладает, их запасы и стадия разработки, статус собственности. В статье рассматриваются регионы (субъекты федерации), экономика которых основана на использовании невозпроизводимых и трудно воспроизводимых ресурсов, причем с преобладающей долей одного их вида, а именно углеводородов.

Важнейшей отличительной чертой такой экономики, как правило, является ее открытость с точки зрения притока и оттока финансовых и материальных ресурсов. В связи с этим решение проблем данной территории сильно зависит от внешних условий и связей. Но не только это придает особую значимость и актуальность рассмотрению вопросов глобализации и регионализации нефтегазодобывающих территорий.

Другая, не менее существенная особенность экономики регионов данного типа состоит в том, что значительная часть доходов, которые обеспечивает эксплуатация природных ресурсов, имеет рентный характер. В силу огромной значимости рентных доходов для советской, а затем и российской экономики это зачастую оказывает определяющее влияние на взаимоотношения с федеральным «центром» и с другими

субъектами федерации, а также на выбор путей решения имеющихся экологических и социально-экономических проблем территории и направлений ее дальнейшего развития. Поскольку значительную часть ренты обеспечивают нефтегазовые ресурсы, данная особенность наиболее выпукло проявляется на территориях добычи углеводородов.

Имеются и другие специфические проблемы и особенности. Так, геолого-технологическая последовательность разработки ресурсов углеводородов, как правило, обуславливает характерную этапность в социально-экономическом развитии регионов их добычи (особенно в случае, когда экономика региона основывается на эксплуатации одного или нескольких крупных высокопродуктивных месторождений). Уровень добычи минерально-сырьевых ресурсов в каждый момент времени существенно зависит от количества и состояния разведанных запасов, от степени их подготовки к эксплуатации и степени выработки основных запасов в пределах отдельных провинций, а также от перспектив открытия новых провинций, способных компенсировать выбывающие. В зависимости от этого можно выделить основные периоды жизненного цикла экономики сырьевого района, каждый из которых характеризуется определенным набором черт, связей и действующих актеров [1, 2].

Так, на первых этапах открытия и разработки богатых запасов углеводородов в новом регионе необходимо привлечение извне крупных инвестиций, материальных и трудовых ресурсов с целью обеспечения будущих доходов. Откуда ресурсы привлекаются (и с использованием каких механизмов) – в существенной степени зависит от политического и экономического устройства государства, но собственными силами в любом случае региональная экономика не обходится.

В период активной эксплуатации имеющихся минерально-сырьевых ресурсов, во-первых, основная часть продукции, как правило, не может быть потреблена в регионе добычи и, следовательно, исходно предназначена для вывоза в другие регионы. Во-вторых, этот период характеризуется наиболее высокой эффективностью добычи и значительными рентными доходами, на получение которых могут претендовать также не только региональные «игроки» (территориальные органы управления, недропользователи, население, и др.).

На стадии падающей добычи интересы большинства активных участников разработки ресурсов (соответственно, и распределения доходов) перемещаются в том или ином виде за пределы региона. Добывающие предприятия переходят на территории с подготовленными запасами

сырья, перерабатывающие мощности (если они имеются) переориентируются на поставки сырья с других месторождений, финансовые ресурсы (если они накоплены) «ищут» новые сферы приложения, причем чаще всего на других территориях (особенно в случае северных регионов с ограниченными возможностями диверсификации экономики).

Как вышеназванные основные, так и другие особенности нефтегазодобывающих регионов обуславливают специфику в их взаимоотношениях с другими регионами и с «центром», а также специфику во влиянии глобальных мировых процессов на деятельность основных «актеров» и на формирование институтов, определяющих развитие территории. Автором предпринята попытка оценить соотношение влияния регионализации и глобализации на различных этапах освоения ресурсов крупной нефтегазовой провинции (на примере Тюменской области).

Вслед за Мартином Элброу (M. Albrow) *глобализация* здесь рассматривается как активное распространение в мире опыта, ценностей и технологий других стран, как тенденция к усилению влияния мировой практики на жизнь людей [3, p.88]. «Актеры» и институты российских нефтегазодобывающих регионов в годы реформ, безусловно, являются объектами влияния глобальных интеграционных процессов и изменений в мировой системе. Они вынуждены адаптироваться к технологическим и финансовым изменениям, усиливающейся интеграции, причем даже в большей степени, чем «актеры» и институты других регионов, как это будет показано ниже.

Под *регионализацией* в данном случае будем понимать в первую очередь тенденцию к замыканию воспроизводственных циклов в рамках соседних регионов. Такая тенденция в некоторой степени противопоставляется влиянию глобальных мировых процессов, но в определенных ситуациях может также способствовать распространению достижений человечества и всеобщей интеграции.

1. История создания ЗСНГК как пример глобализации и регионализации территории «по-советски»

Представляется целесообразным предварительно проанализировать некоторые исторические корни глобализации и регионализации Тюменской области. Необходимость начала разработки месторождений Запад-

ной Сибири обосновывалась с позиций народнохозяйственных интересов: стране была нужна новая топливно-энергетическая база, чтобы подготовить следующую доминирующую провинцию¹. При этом речь шла не только об удовлетворении потребностей экономики в нефти и газе.

Мы уже показывали, что роль ресурсной ренты в условиях советской централизованной системы хозяйствования была велика, а каналы ее извлечения, распределения и перераспределения были завуалированы [1]. При «общенародной» собственности на природные ресурсы доходы от их эксплуатации первично концентрировались в руках «партии-правительства». Затем эти доходы распределялись между участниками освоения ресурсов в соответствии с их местом в сложившейся иерархии социально-политических отношений. Соответственно и основой управленческих решений являлись партийно-правительственные директивы, которые принимались, исходя главным образом не из экономической, а из политической целесообразности.

Поскольку рента от добычи нефти и газа составляла значительную часть всех бюджетных доходов страны (в частности, в середине 80-х годов по нашим оценкам – не менее 50% [1, с.178]), она в большой степени определяла состояние национальной экономики и обеспечивала сохранение политического строя. В связи с этим огромное внимание уделялось развитию отраслей, продуцирующих рентные доходы, а следовательно, и территориям размещения их предприятий. Типичным примером из недавнего прошлого является создание нефтегазового комплекса в Западной Сибири.

Начиная с середины 60-х годов, темпы роста объемов производства в нефтяной и газовой промышленности страны стали определять динамику развития экономики Тюменской области. К концу 80-х доля ЗСНГК в общесоюзном объеме добычи нефти и газа уже составляла более 70 и 85% соответственно. Реализация такого крупномасштабного проекта, как создание базы нефтегазодобычи в слабо освоенном регионе, была осуществлена в сжатые сроки. Успехи были достигнуты за счет жесткой централизации и концентрации ресурсов. Капиталовложения в освоение нефтегазовых месторождений и обустройство промыслов рос-

¹ До того времени роль доминирующих провинций последовательно выполняли Кавказ, а затем Волго-Уральский регион. Подробнее о динамике нефтегазовых провинций – в работе [2].

ли из года в год. В Директивах съездов КПСС они выделялись отдельной строкой, что, безусловно, имело огромное значение, поскольку за исполнением партийных директив устанавливался очень жесткий контроль с мобилизационным привлечением всех необходимых ресурсов.

Поскольку задача создания мощной базы для добычи углеводородов была далеко не региональной, в Тюмень шли вложения (финансовые ресурсы, технологии, материальные и трудовые ресурсы) не только из внутригосударственных источников, но и из Чехословакии, Венгрии, Германии. Это определило наличие некоторой специфики в развитии территории Тюменской области уже в советский период, и несомненно, сказалось на реформировании региональной экономики в последующие годы. Таким образом, историю создания ЗСНГК на территории Тюменской области² вполне можно рассматривать как пример глобализации, правда, типичного бесправного советского региона: в рамках жестко централизованного государства включение в мировую экономику было специфичным – все связи проходили через «центр».

Как уже отмечалось, все решения, связанные с созданием и развитием ЗСНГК, принимались на высшем партийном и государственном уровне с позиций народнохозяйственных интересов, без учета целей, интересов и перспектив развития региона, на территории которого размещались мощности комплекса. Это в полной мере относилось и к построению его взаимоотношений с другими регионами, в том числе с ближайшими соседями. Исходно значительная часть производств на данной территории создавалась с ориентацией на вывоз продукции в другие регионы. Глобализация «по-советски», в частности, обусловила слабую интеграцию Тюменской области с соседними регионами – с достаточно развитыми к тому времени индустриальными центрами юга и юго-востока Западной Сибири, отрицательные последствия чего все еще сказываются.

Благодаря созданию ЗСНГК Тюменская область как субъект федерации стала занимать особое место в современной РФ, а также имеет существенные особенности в процессе трансформации экономики и социальной жизни региона в настоящее время.

² Как известно, лишь незначительная часть мощностей комплекса размещалась на территории Томской области.

2. Роль ренты в построении федеративных отношений

В годы реформ Россия искала и ищет пути децентрализации сложившейся в советский период жестко централизованной системы управления, а также способы сохранения государственной целостности страны на основе развития системы федеративных отношений. Представляет интерес анализ того, какое место занимают регионы с богатыми природными ресурсами в федерации, какую роль они играют в сохранении союза регионов. Данный аспект является лишь частью более общей проблемы – поиска оптимального сочетания общенациональных и региональных интересов, централизации и децентрализации власти на федеральном и региональном уровне. Необходимо отметить, что в этом отношении мировой опыт до сих пор не выработал единого образца, пригодного для подражания. Различные страны решают эти вопросы по-разному, накоплено много как положительного, так и отрицательного опыта.

При этом делаются попытки использования и распространения накопленного другими государствами опыта. Так, российский бюджетный федерализм при построении своей налоговой системы взял в качестве основы германский принцип «расщепления» налогов [4]. В то же время система распределения полномочий между федеральным «центром» и региональным уровнем во многом корреспондирует с американской системой «конкурирующего» федерализма.

За годы проведения реформ в России существенно изменились экономические права и компетенция регионов, а также институциональные основы, на которые опирается экономическая и социальная деятельность на их территориях. При этом российская переходная экономика столкнулась с серьезной проблемой огромного бюджетного дефицита. С одной стороны, нельзя сократить расходную часть федерального бюджета, так как это может привести к уменьшению солидирующих мероприятий (в частности, трансфертных потоков), и следовательно, к расколу системы. С другой стороны, источники доходов оказались весьма ограниченными: прибыль создают в основном отрасли, занятые добычей природных ресурсов. Другой важнейший фактор производства – капитал – имеет близкую к нулю эффективность³. В связи с этим появляется все

³ Львов Д. Банкроты считают банкноты// Трибуна. 1999. 8 июля.

больше и больше сторонников у позиции, что наиболее важную роль в формировании экономического механизма федеративных отношений может сыграть рентная система налогообложения (при существенном снижении долей подоходного налога, НДС и других налогов в доходной части бюджетов всех уровней).

Разумеется, для сырьевых регионов при таком подходе первостепенное значение имеют вопросы, связанные с формированием системы природо- и недропользования, с изменением механизмов распределения и перераспределения ренты от эксплуатации ресурсов их территорий. В то же время такие регионы имеют значительную специфику (в формировании институциональных рамок и доходной базы развития, в появлении и решении социально-экономических и экологических проблем и т.п.). В большой мере эта специфика обусловлена зависимостью от степени освоения природно-ресурсного потенциала, стадии разработки месторождений, состояния дел в главной отрасли специализации и в частности, от складывающихся отношений с ее предприятиями.

Уже на начальном этапе реформ значительной трансформации подверглись институциональные рамки развития отраслей нефтегазового комплекса. В ответ на кризисное состояние, сложившееся в нефтедобыче, в 1992 году были приняты законы и нормативные акты по реформированию нефтегазового комплекса. В последующие годы произошел отказ от государственной монополии на внешнюю торговлю, введены плата за природные ресурсы (источник которой – рента) и механизм долевого первичного распределения ренты (между федеральным центром, субъектами федерации и недропользователями). Все это привело к появлению новых каналов распределения и перераспределения рентных доходов. В региональные бюджеты стала в явном виде поступать законодательно определенная доля рентных доходов, регионы получили огромные права по распоряжению природно-ресурсным потенциалом своих территорий. Но насколько соответствует роли нефтегазовых территорий их «кусочек рентного пирога», как изменились отношения с «центром», с соседними регионами и с внешним миром?

С одной стороны, финансовое положение всех трех субъектов федерации на территории Тюменской области стало позволять обеспечивать себя крупными внутренними ресурсами для «саморазвития». Благодаря нефтегазодобыче и новым правилам недропользования, нефтедобывающий Ханты-Мансийский и газодобывающий Ямало-Ненецкий автономные округа объективно стали одними из немногих регионов-

доноров российской экономики⁴. Теоретически такие субъекты федерации и не должны нуждаться в прямой финансовой поддержке со стороны «центра». Участие «центра» в решении их проблем должно состоять прежде всего в создании и реформировании институционально-экономических отношений, связанных с использованием нефтегазовых ресурсов территории. В первую очередь речь идет о создании и совершенствовании законодательства в области налогообложения и недропользования, функционирования естественных монополий и инвестирования, по вопросам взаимоотношений между территориями и вертикально-интегрированными нефтегазовыми компаниями.

С другой стороны, реальность все еще далека от идеальной теоретической схемы. Имеющееся налоговое законодательство совершенно не обеспечивает достижения одной из главных своих целей – стимулирующей (как для производителей, так и для регионов добычи). Налоговая система все еще имеет исключительно фискальный характер. Налогами облагаются в основном объемы добычи нефти. При этом не учитываются такие важнейшие факторы, как горно-геологические условия и конъюнктура рынка. В России уровень налоговой нагрузки в нефтяном комплексе в 1,5–2 раза выше, чем в других нефтедобывающих странах. В результате разработка многих высокоэффективных по мировым стандартам месторождений является убыточной, а значит, необоснованно сужаются возможности увеличения объемов добычи в нефтегазовых регионах (соответственно, и доходной базы их развития)⁵.

Другой заметный канал «увода» финансовых ресурсов с территорий добычи – повсеместно распространенное сокращение налогооблагаемой базы за счет использования трансфертного ценообразования в рамках вертикально-интегрированных компаний, а также за счет использования схем реализации продукции через аффилированных посредников [5]. Кроме того, в нынешних условиях «виртуальной» российской экономики большинство отраслей и регионов являются «незаконными» получателями нефтегазовой ренты по причине существования тотальных не-

⁴ При этом, как известно, благодаря сложноустроенности Тюменской области как субъекта федерации, бюджет южной части области получает 20% рентных доходов от добычи углеводородов в округах.

⁵ В статьях настоящего сборника, посвященных вопросам моделирования развития регионального нефтегазового сектора, приводятся прогнозные оценки влияния нефтегазового сектора на экономику территорий добычи углеводородов.

платежей, налоговых задолженностей и задержек выплаты заработной платы, что также сказывается на ухудшении финансового положения нефтегазодобывающих территорий.

Ввиду огромной роли ренты изменения в правилах ее распределения тесно взаимосвязаны с политическими процессами. Политический порядок объективно стремился и стремится обеспечить соответствующую институциональную среду в этой сфере. При этом экзогенные изменения играют немалую роль в порождении спроса на новые институты в сфере недропользования. Например, при задержке траншей МВФ федеральное правительство может прибегнуть к увеличению экспортных пошлин на нефть, чтобы пополнить бюджет.

Так, основным предметом торга между регионами и федеральным «центром» в «губернаторском» блоке, созданном в 1999 году в пору активной предвыборной кампании в Государственную Думу, выступали межбюджетные отношения. Многих руководителей регионов в этом вопросе вдохновлял пример Татарстана, получившего немалые льготы при установлении ставок распределения налогов между республикой и федеральным «центром». Для сырьевых регионов в условиях реформируемой российской экономики данная проблема как прямо, так и косвенно связана с использованием природно-ресурсного потенциала территории. В связи с этим и распределение рентных доходов между основными участниками недропользования является одним из важных направлений деятельности лидеров сырьевых территорий.

Другой «лакомый кусок», за который борются регионы, – самостоятельность во внешнеэкономической деятельности – в современных российских условиях также зачастую связан с использованием имеющегося природно-ресурсного потенциала. В частности, в области получения займов за рубежом до сих пор действует разрешительная процедура, то есть все региональные евробонды размещались после соответствующего указа президента. В то же время, пусть и на кабальных условиях, региональные власти привлекают деньги иностранных инвесторов. Такие субъекты федерации, как Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО), напрямую обратились к услугам международного кредитного рынка. При этом важным фактором обеспечения кредита фактически выступали сырьевые ресурсы территории данного субъекта. Так, основанием для доверия западных банкиров, предоставивших кредиты ЯНАО, выступали нефтяные и газовые ресурсы округа, которые позволяют наполнять доходами не только региональный бюджет, но и обеспечивать заметную часть доходов федерального бюджета.

Регионы также не прочь перераспределить федеральную собственность в свою пользу, причем в первую очередь – потенциально прибыльные производства, в том числе связанные с экспортом сырьевых ресурсов. Хотя следует отметить, что региональные элиты зачастую не нуждаются в титуле собственника, поскольку имеющиеся в настоящее время в их руках рычаги фактически позволяют контролировать почти все, что расположено на территориях их регионов.

В частности, не случайно широкое распространение получило заключение соглашений между нефтяными компаниями и региональными властями территорий размещения их предприятий, причем в первую очередь это происходило на нефтегазодобывающих территориях. Таким путем добывающему региону удастся хотя бы в некоторой степени сократить отток финансовых ресурсов при использовании трансфертного ценообразования. Так Администрация ХМАО потребовала создать и зарегистрировать на своей территории региональные подразделения нефтяных холдингов с обязательством последних выплачивать «живыми» деньгами налоги по месту регистрации. Аналогичные требования включила Удмуртия в соглашение, заключенное с компанией «СИДАНКО» [6]. В свою очередь, нефтяные компании также заинтересованы в таких соглашениях – им удастся добиваться реструктуризации бюджетной задолженности, получать налоговые льготы, защищаться от конкурентов.

В этой связи отметим такой аспект создания регионального лобби, как поддержка региональных лидеров финансово-промышленными структурами. То, что российские сырьевые экспортеры активно налаживают связи с территориальными органами управления, способствует появлению интересов, выходящих за рамки обычного регионального лоббирования. В то же время надо заметить, что успешность лоббирования интересов регионов в Государственной Думе представителями регионального блока вызывает большое сомнение, поскольку слишком разнятся интересы регионов. В частности, то, что годится сырьевым регионам, не подходит для регионов со значительной долей перерабатывающих отраслей в своем хозяйстве. В рамках одной системы трудно согласовать интересы регионов-«доноров» и регионов-«реципиентов». Даже самый беглый анализ социально-экономического положения регионов выявляет значительную дифференциацию условий, факторов и проблем их развития. Причем, важнейшим фактором успешного развития регионов-лидеров на данном этапе, без сомнения, является наличие и рациональное использование имеющегося природно-ресурсного потенциала.

Таким образом, изменившиеся в ходе реформ институциональные рамки принципиально изменили схемы распределения и перераспределения ренты от добычи нефти и газа, а следовательно, и многие условия и направления взаимосвязей нефтегазодобывающих регионов с внешним миром.

3. Развитие взаимоотношений с соседними регионами

Развитие российского федерализма определило логику связей между регионами на различных этапах реформ: распад СССР – «парад суверенитетов» (резкое сокращение сложившихся политических, хозяйственных, культурных связей) – ориентация на собственные региональные интересы – усиление интеграционных процессов на новой основе, стремление к развитой и конституционно оформленной экономической интеграции.

В процессе трансформации государственного устройства России, в ходе проведения экономических реформ у российских регионов появилась объективная необходимость находить «точки соприкосновения» с соседями, совместно решать общие проблемы. По большому счету, необходимость взаимодействия соседних субъектов федерации (в какой-то степени их регионализации) обусловлена уже тем разграничением полномочий между федеральным и региональным уровнями, которое существует в настоящее время. Субъекты федерации не всегда могут обеспечить решение объективно имеющихся и постоянно возникающих межрегиональных проблем. «Центр» до таких проблем, как правило, также не «опускается». Дополнительные аргументы в пользу регионализации были добавлены кризисными явлениями переходной экономики:

- ненадежностью связей и партнеров;
- широко распространенными неплатежами;
- резко выросшими затратами на транспортировку;
- недостаточной разработанностью регионального законодательства.

То есть в общем случае можно отметить усиление тенденций регионализации. Для трех тюменских субъектов федерации данные тенденции в значительной степени сдерживаются рядом политических и экономических факторов, имеющих место в силу отмеченных выше особенностей развития нефтегазовых территорий и изменения админи-

стративного устройства Тюменской области. Об этом наглядно свидетельствует история развития взаимоотношений южной части области и двух ее автономных округов, а также их отношение к участию в межрегиональных ассоциациях.

Изменение административного устройства Тюменской области в ходе реформ существенно усложнило все типы связей юга области и округов, которые стали самостоятельными субъектами федерации. «Парад суверенитетов», свойственный в годы реформ многим российским регионам, особенно остро проявился в семи «сложноустроенных» субъектах федерации, в число которых входит и Тюменская область, включающая Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа. Дезинтеграционные процессы проявились с самого начала реформ. В некоторой степени их удавалось избегать при помощи договоров об отношениях, подписанных участниками каждого сложноустроенного субъекта федерации.

После появления в 1993 году конституционной нормы и придания округам статуса полноправных субъектов федерации, и в первую очередь после разделения бюджетов, федеральным «центром» и областным руководством была предпринята попытка сохранить единую социально-экономическую систему. Важную стержневую роль в этом должна была сыграть *«Программа развития Тюменской области»*, которая разрабатывалась и начинала реализовываться согласно *Указу Президента РСФСР от 19 сентября 1991 года № 122 «О развитии Тюменской области»*.

В то время, однако, идеи самостоятельности для округов были первостепенными. К тому же изменились внешние политические и экономические условия реализации Программы. Так, согласно *Указу № 122* был образован *Фонд реализации Программы*. На первом этапе он формировался за счет полученных администрацией Программы квот на экспорт продукции нефтегазового комплекса и других отраслей. В дальнейшем эти квоты были уменьшены, а затем и совсем ликвидированы.

Необходимо отметить, что многие права, которые согласно *Указу № 122* и последующему за ним *Постановлению Правительства РФ от 20 марта 1992 года № 184* предоставлялись территории, со временем в изменяющихся экономико-политических условиях отнимались федеральным «центром» или совсем ликвидировались. Тем не менее, законодательные рамки финансирования общеобластных программ и других интеграционных проектов в каком-то виде к настоящему времени опре-

делены. Так, в *Законе Тюменской области «О бюджетном устройстве и бюджетном процессе в Тюменской области»* зафиксировано: органы государственной власти области и округов «на основе договоров могут образовывать валютные и другие общерегиональные денежные, натуральные фонды, сохраняя самостоятельность соответствующих бюджетов, разрабатывают и реализуют на основе долевого участия Тюменской области, Ханты-Мансийского, Ямало-Ненецкого автономного округа общеобластные программы за счет бюджетных и внебюджетных ассигнований по согласованному перечню» [7, т.2, с.67]. Порядок участия определяется Договором о взаимоотношениях между исполнительными органами власти области и округов.

Фактически реализация Программы была приостановлена (по крайней мере в том виде, в котором задумывалась в начале 90-х годов). В дальнейшем органами управления Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов было подписано Соглашение, в котором к сферам совместной компетенции были отнесены вопросы разработки и реализации программ для решения общих проблем региона. В 1993 году был утвержден перечень, содержащий 23 общеобластные программы, намеченные к реализации в 1993–1995 годах, определены их генеральные заказчики. И это практически все, что осталось от совместной Программы.

В настоящее время Фонд реализации Программы образуется за счет отчислений на выполнение конкретных общеобластных программ из бюджетов области и округов. Существующие противоречия между властными структурами округов и области затрудняют развитие и совершенствование механизмов совместного финансирования общих программ. Даже принятые общеобластные программы каждый субъект федерации старается финансировать и реализовывать, только если объекты программы локализованы на «своей» территории. Например, в бюджетах южной части области на реализацию общеобластных программ в разные годы предусматривалось от 5 до 10% от общей суммы расходов. Фактически направлялось еще меньше. Так, в 1998 году это обеспечило немногим более 50% от запланированного объема финансирования общеобластных программ. В результате ежегодно производится корректировка в сторону уменьшения перечня и объемов намечаемых мероприятий, выполнение программ затягивается [8, с.208].

Как представляется, на сегодняшний день даже те возможности, которые могла бы предоставлять Программа (в современном виде в

форме общеобластных программ), используются все еще недостаточно, и есть значительные перспективы их более эффективного применения. К сожалению, приходится констатировать, что за последние 10 лет в экономической сфере не было крупных совместных для округов и южной части области интеграционных проектов и усилий. При этом, безусловно, не оспаривается важность и значимость целенаправленной реализации проектов по развитию транспортной системы, поддержке молодежи, организации летнего отдыха детей-сирот, по предотвращению распространения инфекционных заболеваний, а также других медицинских и социальных программ. В настоящее время на территории области выполняется полтора десятка таких программ [8].

Как отмечает С.Шатохин [9, 10], в силу объективных исторических причин «южане» на протяжении всех лет «раздельного» существования прикладывали больше усилий к поиску общих интересов, включая *«обоснование предпосылок для материализации идеи экономического патронажа»* округов над южной частью территории области. В качестве основных мотивов автор называет диверсификацию накопленного на Севере промышленно-финансового капитала и обеспечение Севера за счет южной части необходимыми материальными и трудовыми ресурсами. Приводится весомый аргумент в пользу кооперации округов именно с югом Тюменской области, а не с другими территориями. Речь идет о защищенности вложений в виде *«политико-правовой крыши»* в лице избираемых на территории всей области структур власти. Имеется в виду тот факт, что в Тюменской областной Думе работают депутаты, избранные и от округов.

Таким образом, можно констатировать, что накоплен значительный опыт выявления общих проблем, но предпринято мало конкретных шагов по их решению. В то же время присутствуют в большей или меньшей мере причины и факторы, которые, как правило, ложатся в основу межрегиональной интеграции (в некоторой степени имеют место межотраслевая взаимозависимость, элементы единой транспортной системы и зачатки финансовой интеграции).

Безусловно, интеграционные проекты – один из важнейших резервов для сокращения издержек в сфере производства и экономии совокупных расходов на решение социальных проблем. Но в рыночных условиях и при конституционно закреплённом административном устройстве региона как субъекта федерации надо отдавать себе отчет, что, например, Ханты-Мансийский автономный округ будет (и должен!) на

равных рассматривать совместные программы и инвестиционные проекты не только с южной частью Тюменской области, но и с Ямало-Ненецким округом, Уральским регионом, Томской областью и т.д.

С одной стороны, совершенно естественны связи между нефтедобывающими районами Приобья и южными районами области, благодаря существующим транспортным коммуникациям. Фактически эти территории имеют единую сеть водных путей, автомобильных и железных дорог. К тому же объективно сохранились некоторые элементы взаимодополняемой специализации между промышленно развитым Севером и аграрным Югом.

С другой стороны, вполне объяснимо и то, что территории, прилегающие к железным дорогам Ивдель – Обь и Тавда – Междуреченский, могут быть больше ориентированы на экономические связи (по крайней мере по поставкам «транспортоемкой» продукции и продукции с ограниченными сроками хранения) с Уральским регионом. Так, в Свердловскую область из этих районов вывозится лес и лесопродукты, а оттуда ввозятся продукты питания. Надо отметить, что особенно мелкие и средние рыночные агенты предпочитают ближние, «соседские» межрегиональные связи из-за дороговизны перевозок и всеобщей ненадежности связей и партнеров. В то же время за счет связей предприятий нефтегазового комплекса развиваются и контакты с территориально отдаленными российскими регионами. Так, например, в Рязанской области будет строиться жилье для северян согласно подписанному соглашению между председателем правления ОАО «Газпром» Р. Вяхиревым и губернатором Рязанской области. В ответ на это предусматривается дальнейшая газификация Рязанской области, развитие подземных хранилищ газа и внедрение газосберегающих технологий.

Естественно, идея объединения возможностей и усилий субъектов федерации не означает охвата кооперацией всех вопросов. К примеру, на одном из заседаний Тюменской областной Думы прозвучало предложение объединить все фискальные органы в один – областной. Поддержки предложение не нашло, так как действующие налоговые службы вполне справляются с возложенными на них задачами, ситуация с налоговыми поступлениями в регионе на фоне страны, выглядит вполне благополучной⁶.

⁶ Новости Югры (Ханты-Мансийск). 2000. 10 фев.

Или другое предложение – о создании единого (для трех субъектов федерации) Фонда потомков с целью инвестирования совместных проектов [10]. Это предложение вызывает сразу несколько возражений.

Во-первых, углеводородные ресурсы каждого из округов и южной части области находятся на различных стадиях освоения. Масштабы добычи нефти и газа на юге области и в округах несопоставимы. Следовательно, ресурсные отчисления в эти фонды от каждого из участников несопоставимы между собой, а значит, вряд ли удастся договориться о «складывании их в один карман».

Во-вторых, как показывает опыт развития нефтегазодобывающих регионов других стран, идея совмещения целей инвестирования и накопления в одном фонде не оправдала себя ни разу [11]. Кроме того, зачем создавать еще один специальный институт для инвестирования совместных проектов, если уже созданный и предназначенный для этих целей («Программа развития Тюменской области») работает слабо. Речь должна идти о том, как обеспечить механизмы его более успешной работы.

Не вызывает сомнения и то, что мероприятия интеграционного характера, выполняемые в рамках хорошо обоснованных и с реально действующими механизмами реализации федеральных и межрегиональных программ, могут обеспечить не только высокий эффект, но и способствовать глобализации регионов. Это, безусловно, относится не только к интеграционным проектам субъектов федерации Тюменской области.

Так, основной задачей федеральной целевой программы «Сибирь» (участниками которой являются и субъекты федерации Тюменской области) является использование преимуществ экономико-географического положения Сибири для усиления роли России в системе мировой экономики (например, развитие и укрепление международных транспортных коридоров).

4. Новый аспект влияния нефти и газа на территории их добычи

Помимо традиционных аспектов взаимодействия предприятий нефтегазового сектора с территориями добычи нефти и газа появились но-

вые. Процессы трансформации и глобализации таких регионов, как Тюменская область, под влиянием внешних и внутренних условий функционирования основных отраслей специализации существенно усиливаются. Выше были показаны особенности развития Тюменской области под влиянием мирового опыта в советский период. Иной характер воздействия можно наблюдать в последние годы.

Новые принципы построения государства, курс на развитие федеративных отношений позволяют регионам устанавливать непосредственные связи не только друг с другом, но и с внешним миром. Это, конечно, ведет к более активному распространению опыта других стран, технологий и общечеловеческих ценностей. Теоретически данное утверждение верно для всех регионов. Субъекты федерации Тюменской области имеют и здесь свою специфику – их социально-экономические системы подвержены сильному влиянию внешних и внутренних условий функционирования своих все еще основных отраслей специализации (нефтяной промышленности – в ХМАО, газовой – в ЯНАО). И опыт последних лет убеждает, что, в частности, для нефтедобывающих территорий принципиально важно своевременно оценивать региональные последствия институциональных изменений, которые происходят в нефтегазовом секторе.

Для региона стали очень значимыми такие аспекты развития данного сектора, как состояние экспорта (продукции) и импорта (оборудования и технологий), возможности привлечения иностранных инвестиций, ситуация на рынке ценных бумаг. Избыточные для российской экономики уровень и масштабы развития нефтегазового сектора в значительной степени определяют процессы трансформации и глобализации сибирских нефтегазодобывающих территорий как напрямую, так и через политику государства. Поиск эффективных рынков сбыта, необходимость привлечения инвестиционных ресурсов заставили институты нефтегазового сектора активно включиться в общемировую систему экономических и политических взаимодействий⁷.

Данное обстоятельство напрямую затрагивает интересы Тюменской области. При этом можно назвать как отрицательные стороны глобализации нефтегазового сектора для российских нефтегазодобывающих территорий (в первую очередь то, что в регионе сдерживается рост до-

⁷ Эти и другие причины и направления глобализации российского нефтегазового сектора рассматриваются в статье В. Крюкова в настоящем сборнике.

бычи или даже сокращаются объемы работ), так и положительные. Работая на мировых рынках предприятия нефтегазового сектора привносят на территорию Тюменской области приобретенный там опыт, а также заставляют добывающие российские регионы работать над повышением своей конкурентоспособности.

Другой немаловажный аспект влияния нефтегазового комплекса на регионы размещения своих добывающих мощностей – взаимоотношения с вертикально-интегрированными компаниями. Специфика области такова, что на ее территории работают подразделения всех крупных нефтяных компаний и предприятия «Газпрома». Их корпоративные интересы объективно противоречат интересам властей и населения территории.

В общем случае для нефтяных компаний нет понятий «свой» или «чужой» регион. Для них важнее «перспективный» он или «неперспективный» с точки зрения бизнеса. Степень геологической изученности Западной Сибири достаточно высока, поэтому трудно ожидать роста эффективности геологоразведочных работ на данной территории. Не случайно, крупные нефтяные компании уходят из Тюменской области, так как более вероятна эффективная геологоразведка в Тимано-Печорском регионе, в Прикаспии, в Восточной Сибири.

В то же время руководители компаний, особенно в годы интенсивной трансформации и установления нового государственного устройства, понимают, что именно федеральные и региональные власти определяют правила игры. Поэтому не только в текущих делах, но и в своих долгосрочных стратегиях компаниям важно учитывать интересы и государства, и регионов. Надо признать, что в реальной жизни заинтересованность и опыт региональных властей и руководителей компаний позволяют избегать серьезных противоречий. Договариваться в основном удается, причем, даже по таким сложным в условиях кризисной экономики вопросам как наполнение бюджета, социальная защита коренного населения, решение экологических проблем и др.

И надо отметить, что при урегулировании всех этих отношений может быть использован (и используется) имеющийся у компаний опыт работы в других регионах. Заключенные и достаточно успешно выполняемые договоры о долгосрочном сотрудничестве между региональными властями и нефтяными компаниями свидетельствуют, что в целом компании не безразличны к решению проблем регионов, на территории которых они работают. Но, естественно надо понимать, что той ситуа-

ции, когда ответственность за решение, например, всех социальных проблем несли предприятия, не может быть в рыночных условиях. Каждый решает свои задачи и преследует свои цели. Речь может идти только о взаимовыгодном подходе, представляющем интерес для обеих, причем равноправных сторон.

При существующей нормативно-правовой среде в России наиболее конфликтными во взаимоотношениях компаний с регионом остаются вопросы лицензирования и подготовки запасов. Сегодня только две компании – «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз» вкладывают значительные средства в разведку, причем, «ЛУКОЙЛ» – не в Западной Сибири.

Другой «проблемный пункт» – реальный контроль налоговых и иных поступлений от главных налогоплательщиков (в Тюменской области – нефтегазовых компаний), что является одним из основных факторов, определяющих ситуацию в финансово-бюджетной сфере региона. С некоторыми компаниями у региональных властей практически нет проблем с выплатой налогов. С точки зрения своевременных выплат в бюджет на данный момент положительными можно назвать взаимоотношения региона с «Сургутнефтегазом», «Славнефтью», «Тюменской нефтяной компанией» (отрицательными – с компаниями «ЮКОС» и «СИДАНКО»).

При этом контроль усложнился с перемещением штаб-квартир и, соответственно, руководства почти всех компаний в Москву – рычагов давления в руках местной власти стало ощутимо меньше. Да и у самих компаний, в силу их общероссийского и мирового характера, объективно меняется система приоритетов. «Патриотическое» отношение к территории добычи можно отметить только у компании «Сургутнефтегаз», которая зарегистрирована в «нефтяном» Ханты-Мансийском округе⁸.

Итак, распространение мирового опыта в таких регионах, как субъекты федерации на территории Тюменской области, осуществляется по четырем основным направлениям:

- 1) через федеральный «центр» – при выработке и принятии новых принципов построения государства (в частности, попытки адап-

⁸ В свою очередь, это приводит к получению доходов, заработанных в другом регионе, – львиную долю налоговых поступлений в бюджет города Сургута дает налог на прибыль, в том числе и на ту прибыль, которая зарабатывается сегодня за пределами Сургута — в Киришах на "Киришинефтеоргсинтезе".

тации к российским условиям региональной политики Европейского Союза и других стран, построение бюджетного федерализма по типу немецкой системы разделения налогов и т.п.);

- 2) посредством самостоятельных внешнеэкономических связей и контактов (получение кредитов на международных рынках, использование опыта по созданию специальных финансовых фондов и др.);
- 3) через участие в работе межрегиональных ассоциаций;
- 4) через сильное влияние внешних и внутренних условий функционирования основных отраслей специализации.

При этом, не только последнее направление имеет свои особенности в связи с нефтегазовой специализацией таких регионов как Тюменская область, республики Коми и Татарстан, другие нефтегазодобывающие регионы. Как было показано, наличие углеводородных ресурсов обеспечивает особое место в федерации, накладывает отпечаток на развитие внешнеэкономических отношений и связей с соседними регионами.

Все вышеотмеченные особенности предопределяют расширение традиционного круга факторов и условий, которые необходимо рассматривать при анализе и прогнозировании развития социально-экономической системы территории, где влияние нефтегазодобычи существенно. Так, при построении методики влияния регионального нефтегазового сектора на формирование финансовых ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа, представленной в статье «Производственно-финансовая модель регионального нефтегазового сектора» данного сборника, эти обстоятельства определили выбор наиболее существенных условий, блоков и зависимостей.

Литература

1. **Крюков В., Севастьянова А., Шмат В.** Нефтегазовые территории: как распорядиться богатством? – Новосибирск; Тюмень, 1995. – 367 с.
2. **Крюков В., Севастьянова А., Токарев А., Шмат В.** Трансформация механизмов регулирования экономики сырьевого региона при изменении стадий освоения природно-ресурсного потенциала. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 2000.

3. **Martin Albrow.** The Global Age. – Cambridge: Cambridge Polity Press, 1996.
4. **Россия и проблемы бюджетного налогового федерализма/** Под ред. К. Валлих. – М., 1993.
5. **Шафраник Ю., Крюков В.** Нефтегазовые ресурсы в круге проблем. – М.: Недра, 1997. – 265 с.
6. **Азарова С.** Практически поделили. Нефтяные компании и региональные власти договорились о правилах реализации соглашений о сотрудничестве// Нефть и капитал. 2000. № 6.
7. **Законы Тюменской области (1994 –1998).** В 2 т. – Тюмень: Тюменская областная Дума. 1999.
8. **Русанов А.П.** Опыт разработки и реализации региональных целевых программ (на примере Тюменской области)// Тезисы выступлений участников научно-практической конференции «Пять лет региональному законодательству». – Тюмень, 1999.
9. **Шатохин С.** Нужны ли «Северу» акции «Юга»?// Налоги. Инвестиции. Капитал. 1997. № 6.
10. **Шатохин С.** Богатство области югом прирастать будет...// Налоги. Инвестиции. Капитал. 1999. № 3–4.
11. **Крюков В., Севастьянова А., Шмат В.** Утопическая идея или реальная надежда? – Новосибирск: Ассоциация «Банки Сибири», 1996.

Валерий КРЮКОВ
Анастасия СЕВАСТЬЯНОВА
Владимир ШМАТ

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ФИНАНСОВАЯ МОДЕЛЬ РЕГИОНАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА



1. Особенности взаимодействия регионального нефтегазового сектора и социально-экономической системы территории

Недра, ресурсы углеводородов составляют не только основу деятельности добывающих организаций, но также основу всей социально-экономической политики нефтегазодобывающих территорий. Для органов управления таких субъектов федерации существует необходимость соединения решений геолого-технического характера с социально-экономическими и финансовыми решениями в рамках территории в целом. В конечном счете, именно социально-экономические цели и приоритеты должны определять, для чего и сколько необходимо приращивать запасов, сколько добывать углеводородов.

Особую значимость приобретает решение данных проблем в процессе подготовки, выработки и принятия стратегических решений, связанных с управлением ресурсами углеводородного сырья, в построении эффективной системы недропользования. При этом для органов управления региона представляется наиболее важным отслеживать состояние финансовой системы. В первую очередь это предполагает решение трех задач:

- 1) оценку состояния в различные моменты времени;
- 2) оценку степени зависимости от различных условий;
- 3) определение доходов основных субъектов региональной экономики (регионального бюджета, населения, производителей) и федерального бюджета.

Работа по построению модели регионального нефтегазового сектора выполнялась авторами в рамках общего подхода к определению направлений возможного перехода сырьевой территории к устойчивому развитию [1]. Была предложена методика, применение которой имеет смысл (и требует) обязательного выполнения таких этапов, как:

- формулирование четких и ясных целей социально-экономического развития;
- построение стратегий достижения поставленных целей в кратко-, средне- и долгосрочной перспективе;
- соизмерение различных социально-экономических целей и задач и, по возможности, перевод их на язык финансов.

Как мы уже неоднократно показывали [1, 2], анализ сценариев перехода нефтегазодобывающих территорий на траектории устойчивого социально-экономического развития должен включать рассмотрение таких вопросов, как:

- обеспечение условий жизнедеятельности населения;
- формирование системы рационального использования природно-ресурсного потенциала территории;
- определение степени замены возобновляемых ресурсов невозобновляемыми;
- рассмотрение институциональных рамок осуществления взаимозамен различных ресурсов;
- обеспечение взаимосвязи различных этапов и стадий формирования условий и предпосылок перехода сырьевой территории на принципы устойчивого развития.

Все эти требования предопределили общую схему моделирования, а также особенности предлагаемой модели (тип модели, выбор критерия, набор учитываемых условий и т.п.). В частности, определение степени замены возобновляемых ресурсов невозобновляемыми в предлагаемой методике осуществляется через задание во времени снижающейся доли нефтегазового сектора в формировании бюджетных ресурсов округа,

институциональные рамки описываются в вариантах изменения нормативно-правовой среды. Необходимость обеспечения взаимосвязи различных этапов и стадий потребовала разработки динамической версии модели.

При оценке направлений перехода сырьевой территории на принципы устойчивого развития сложность состоит не только в технике прогнозирования, но и в процедуре формирования сценариев долгосрочного социально-экономического развития. Логика влияния внешних воздействий и управляющих решений на социально-экономическую систему округа представлена на *рис. 1*.

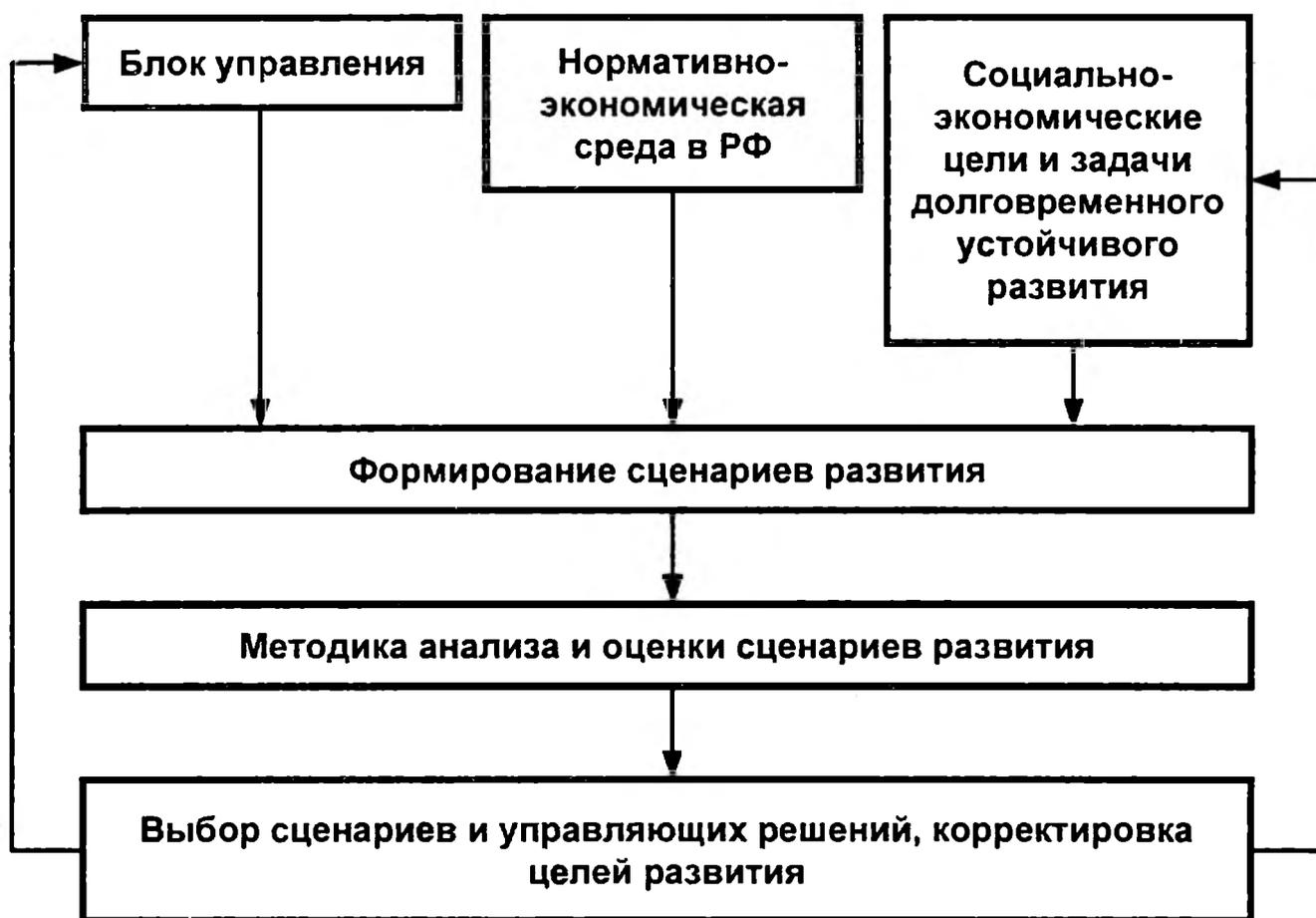


Рис. 1. Логика влияния внешних воздействий и управляющих решений на социально-экономическую систему региона

Обоснование приоритетов социально-экономической политики должно осуществляться исходя из общего видения экономики, из целей создания условий перехода на принципы устойчивого развития.

Требуется комплексная оценка многочисленных факторов, влияющих на развитие региона и объектов нефтегазового сектора, расположенных на его территории. Причем необходима оценка состояния эко-

номики и экономической деятельности, которая позволяла бы отслеживать не только динамику производства, распределения и потребления товаров и услуг. При поставленных задачах важно «уметь» улавливать в динамике мультипликативный эффект от начала использования некоторого дохода, «вошедшего» на каком-то этапе в экономику региона (будь то кредитные ресурсы, государственные инвестиции, инвестиции из регионального бюджета или иные ресурсы, используемые в экономике) или иного экономического воздействия. Одним из важнейших направлений исследований может стать оценка различных вариантов использования рентных доходов в экономике региона – финансирование текущих или долгосрочных социальных программ, инвестирование в производство основных (профильных) или других («диверсифицирующих экономику») видов продукции, капитализация ренты в долговременных специальных региональных финансовых фондах.

При этом мы отдаем себе отчет в том, что невозможно учесть все сколько-нибудь значимые изменения (положительные и отрицательные) в социально-экономической системе региона, вызываемые изменениями задаваемых исходных параметров. В качестве экзогенных параметров рассматриваются как состояние основных элементов социально-экономической системы в базисном году, так и характеристики возможных сценариев развития нефтегазового сектора в прогнозируемом периоде. Описание каждого сценария включает параметры изменения нормативно-экономической среды, количественные оценки целей, а также решений, принимаемых региональными органами управления в области социально-экономической политики и др.

Мы уже обосновывали ранее, что построить единую всеобъемлющую имитационную модель социально-экономической системы региона, способную адекватно отражать все многообразие внутренних и внешних взаимосвязей и отвечать на поставленные вопросы, практически невозможно [2]. В связи с этим нами был предложен блочно-структурный метод построения модели ситуационного прогнозирования.

Такой подход позволяет более гибко отражать особенности каждой сферы – где-то можно использовать экстраполяцию закономерностей прошлых лет, в других блоках могут быть сценарно рассмотрены предполагаемые новые тенденции и зависимости. При этом появляется возможность обеспечить достаточно высокую степень детализации рассмотрения и анализа в каждом из блоков. Не обязательно, однако, чтобы это послужило причиной значительного технического усложнения всей методики, так как перечень передаваемых параметров между блоками можно ограничить до разумных пределов.

В связи со всем вышеотмеченным моделирование нефтегазового сектора в социально-экономической системе региона осуществлялось следующим образом:

- были проанализированы важнейшие взаимосвязи нефтегазового сектора и основных подсистем социально-экономической системы региона (в первую очередь финансовой подсистемы);
- установлены и формализованы принципиальные зависимости между показателями, описывающими выявленные взаимосвязи;
- построена рабочая версия модели (в виде совокупности электронных таблиц), предназначенная для проведения практических расчетов.

2. Общая характеристика модели

Предлагаемая модель является основой методики анализа тенденций развития нефтегазового сектора (при различных вариантах нормативно-экономической среды и приоритетов социально-экономической политики), которая позволяет расширить возможности аналитических обоснований и оценок последствий экономической политики органов управления в долго-, средне- и краткосрочной перспективе.

Модель предназначена для построения прогнозных оценок основных технико-экономических и финансовых показателей развития регионального нефтегазового сектора. Ее можно использовать не только для оценки и анализа основных тенденций в развитии нефтегазового сектора. Она также является удобным аппаратом для выявления «узких мест» в его функционировании, в частности:

- в сфере производства (по уровням добычи, обеспеченности запасами, капитальным и текущим издержкам);
- в вопросах конъюнктуры рынка (по ценам, направлениям поставок продукции, уровню неплатежей);
- в сфере финансовых взаимодействий (по источникам покрытия издержек и выплат доходов на инвестиции, формированию налогооблагаемой базы и межбюджетному распределению налогов).

Также данная модель может быть использована для оценки региональной социально-экономической эффективности нефтегазового сектора в долгосрочной перспективе. Без существенной потери в точности прогнозирования это возможно, когда нефтегазовый сектор устойчиво

играет решающую роль в социально-экономическом развитии и формировании бюджетно-финансовой системы региона (его доля в доходах регионального бюджета составляет не менее 40–50%), а остальные отрасли региональной экономики в значительной степени работают для обеспечения потребностей нефтяной и газовой промышленности.

В явном виде в модели отражен процесс хозяйственного функционирования только «ядра» нефтегазового сектора – добывающей отрасли, собственно, и являющейся генератором дохода. Другие подсистемы (бурение, нефтегазопромысловое строительство, магистральный транспорт нефти и газа) в зависимости от особенностей конкретной постановки могут быть отнесены либо к числу прочих отраслей материальной сферы региональной экономики, либо учитываются в составе нефтегазового сектора как фактор издержек. Процесс функционирования прочих отраслей народного хозяйства учитывается путем фиксации некоторых пропорциональных зависимостей по занятости населения и участию в формировании доходной части территориального бюджета.

В рамках процесса функционирования «ядра» учтены следующие элементы:

- добыча нефти и попутного газа;
- реализация нефти и попутного газа двум агрегированным потребителям – совокупному потребителю на внутреннем рынке (включая поставки в страны СНГ) и на экспорт (дальнее зарубежье);
- ввод в эксплуатацию новых добывающих скважин, временный вывод из эксплуатации действующих скважин, восстановление бездействующих скважин, выбытие скважин по износу;
- привлечение денежных средств на инвестиции (путем эмиссии или в форме долгосрочных кредитов) и покрытие убытков (краткосрочные займы);
- расходование денежных средств – на производственные нужды, выплату налогов и взносов в государственные социальные фонды, на возмещение инвестиций и выплату доходов по ним, на возмещение убытков и на погашение краткосрочных займов.

В модели явным образом отражены следующие взаимосвязи регионального нефтегазового сектора:

- с подсистемой подготовки запасов – ведется учет баланса запасов по категориям C_1 , C_2 и $C_{3+выше}$ по их приросту и погашению, а

также по условной категории достоверных запасов (разведанных запасов, пригодных для разработки по экономическим характеристикам);

- *с финансово-бюджетной системой региона* – по уплате налогов и получению налоговых льгот, выплате доходов на акции нефтегазовых компаний, находящиеся в собственности (или управлении) региональных органов власти;
- *с населением территории* – по привлечению и оттоку рабочей силы, выплате заработной платы и доходов на акции, принадлежащие жителям региона.

Перечисленные выше элементы процесса функционирования нефтегазодобывающей подсистемы и ее взаимодействий учтены в явном виде. Так, например, встроен модуль учета движения запасов нефти и газа, позволяющий определять объемы подготовки запасов в зависимости от текущих отборов и заданных нормативов кратности (указанные нормативы могут отражать политику региона по вопросу о допустимой интенсивности использования ресурсов нефти и газа).

В неявном виде учтены взаимодействия со следующими сопряженными подсистемами:

- *бурением и нефтегазопромысловым строительством* – через учет ввода новых скважин с отнесением на них всей суммы капитальных издержек (по бурению, обустройству, нефтегазотранспортному строительству и т.д.);
- *обслуживанием фонда скважин* – через учет восстановленных скважин по соответствующим нормативам издержек;
- *магистральным транспортом нефти* – путем корректировки цен реализации на сумму средневзвешенных транспортных издержек.

По заданному коэффициенту пропорциональности в модели учтены взаимосвязи регионального бюджета с прочими отраслями экономики – установлена доля их участия в формировании бюджетных поступлений. Кроме того, отражается изменение численности занятых в материальной сфере экономики в зависимости от изменения уровня занятости в нефтегазовом секторе. Зависимость отражается через коэффициент пропорциональности *«рабочие места в прочих отраслях / рабочие места в нефтегазовом секторе»*.

В модели заложены возможности учета различных схем выхода из кризиса неплатежей – на основе взаимозачета долгов или их конверти-

рования в финансовые обязательства с последующим постепенным погашением.

В «работающей» в настоящее время версии предусмотрено использование нескольких схем налогообложения: *действующей, альтернативной и аляскинской*, – как будет показано ниже.

Блок учета движения запасов нефти и газа позволяет определять объемы подготовки запасов в зависимости от текущих отборов и заданных нормативов кратности, которые отражают политику региона по вопросу о допустимой интенсивности использования ресурсов нефти и газа.

3. Основные внутренние производственные и финансовые зависимости

Добыча нефти и газа (Блоки 1 и 2 формальной записи модели)

Уровни добычи нефти первоначально задаются в форме условного динамического плана, который составляется на основе внешних гипотез. В процессе многовариантных расчетов указанный план корректируется вручную с учетом различных условий и факторов, требующих оценки.

Текущие уровни добычи зависят от наличия фонда (среднегодового) действующих скважин и их производительности (*средний дебит * число дней в году * коэффициент эксплуатации скважин*). Технология расчетов предусматривает определение требуемого среднегодового действующего фонда (см. ниже соотношения 1.1 и 1.2 в Блоке 1 формальной записи модели).

Динамика показателя производительности задается в соответствии со среднегодовым темпом естественного падения дебитов действующих скважин (инерционный вариант), однако указанный темп может варьироваться на основе различных гипотез о повышении нефтеотдачи.

Величина фонда действующих скважин по состоянию на начало и конец каждого года зависит от величины переходящего фонда, ввода и выбытия скважин, восстановления и перевода скважин в бездействие.

Для каждого года прогнозного периода в первую очередь рассчитываются объемы возможной добычи из переходящего действующего фонда, затем по отклонению (отрицательному или положительному) рассчитывается план восстановления (или вывода) скважин с соответствующими приростом или сокращением общего уровня добычи. На

третьем шаге аналогичным образом рассчитываются объемы добычи из новых скважин и определяется план ввода скважин.

Баланс запасов нефти и газа (Блок 2)

В основе формирования баланса запасов по всем категориям лежит учет движения достоверных (потенциально рентабельных разведанных) запасов, сальдо по которому для каждого года прогнозного периода складывается следующим образом: переходящие остаточные запасы - погашение запасов (добыча) + прирост (подготовка) запасов. Величина ежегодного прироста (плана подготовки) запасов зависит от требуемой величины запасов на конец года, которая определяется на основе заданной кратности по отношению к уровню текущей добычи.

Переход от категории достоверных запасов к категории C_1 осуществляется на основе заданного коэффициента переоценки.

План подготовки запасов категории C_2 (и аналогично – категории $C_{3+выше}$) рассчитывается в зависимости от плана подготовки запасов категории C_1 по заданному коэффициенту соответствия (с учетом подтверждаемости).

Текущие издержки в добыче (Блоки 3 и 4)

Текущие издержки в добыче состоят из следующих элементов:

- условно-постоянных затрат (без амортизации и заработной платы) в расчете на одну действующую скважину;
- условно-переменных затрат в расчете на 1 т добытой нефти;
- амортизации на полное восстановление (по заданному нормативу к среднегодовой стоимости основных фондов и нормируемых оборотных средств);
- заработной платы, определяемой на основе нормативов трудоемкости обслуживания действующего фонда скважин и уровня оплаты труда одного работника;
- расходов на восстановление бездействующих скважин.

Капитальные вложения и основные фонды (Блок 5)

Капитальные вложения складываются из трех компонент:

- инвестиций собственно в добычу (по заданному нормативу стоимости одной скважины с объектами обустройства и в зависимости от требуемого ввода скважин);
- расходов на прирост оборотного капитала, величина которого определяется по нормативу запасов продукции и производственных ресурсов;

- расходов на подготовку запасов (по нормативам стоимости подготовки запасов всех категорий и в зависимости от плана подготовки).

Источники инвестиций (Блок 11)

В модели учтены следующие источники инвестиций:

- собственные средства предприятий (амортизация, чистая прибыль, часть отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы);
- регулярные внешние источники (фондовый рынок и долгосрочные кредиты).

В модели задан норматив обязательного финансирования инвестиций за счет собственных средств, которые в случае их реальной недостачи должны восполняться краткосрочными займами под ответственность предприятий нефтегазового сектора.

Распределение источников внешних инвестиций между эмиссией и долгосрочными кредитами также осуществляется на основе заданных нормативов.

Возмещение инвестиций, погашение кредитов, выплата доходов (Блок 12)

Расчет сумм возмещения внешних инвестиций по эмиссии осуществляется на основе заданной средней нормы доходности. Расчет сумм погашения долгосрочных займов – по заданному среднему сроку возврата и ставке процента.

По краткосрочным займам действует требование возврата в течение года, следующего после их получения, с уплатой процентов по заданной ставке.

Расчет выплаты дивидендов по акциям, эмитированным до начала прогнозного периода, производится на основе заданного норматива распределяемого дохода.

Производственно-экономические зависимости функционирования самого нефтегазового сектора построены так, что позволяют автоматически сглаживать динамику инвестиционного процесса при любых более или менее разумных вариантах прогноза добычи нефти.

Налогообложение (Блоки 6–8)

Исчисление налогов в рамках действующей системы (см. формулы 6.1–6.19) осуществляется на основе установленных нормативных требований по ставкам и облагаемой базе с некоторым агрегированием по

мелким налогам. Допускаются льготы по местным налогам (в доле от сумм, подлежащих уплате) и налогу на реинвестируемую прибыль (в заданной доле).

В альтернативной схеме предусматриваются следующие основные замены:

- акцизов на нефть и газ – прогрессивным суперналогом на сверхприбыль нефтегазовых компаний;
- различных платежей за недра – единым налогом на недра;
- отчислений в государственные социальные фонды – единым социальным налогом.

В качестве базы обложения при исчислении суперналога предполагается использовать доход за вычетом всех текущих издержек, налогов и платежей, не зависящих от прибыли (см. формулы 8.1–8.4). Суперналог начинает взиматься при норме рентабельности к основным фондам, превышающей некоторый критический уровень (в первом приближении – реальную ставку процента по кредитам) по прогрессивной шкале. Для упрощения расчетов выбрана не ступенчатая шкала ставок суперналога, а гладкая функциональная зависимость от рентабельности (в прямой пропорции).

Начисленная сумма суперналога относится на издержки и не включается в базу обложения обычным налогом на прибыль.

В описанные выше схемы налогообложения условно включены *бонусы* (единовременные платежи за право пользования недрами), величина которых определяется по заданному (экспертно или на основе фактической цены запасов) нормативу к показателю перевода запасов категории S_2 в S_1 . Это соответствует гипотезе о том, что разведанные запасы нефти и газа уже залицензированы и объектами последующих конкурсов и аукционов будут по большей части перспективные запасы.

Не представляет труда включение в модель любых других обсуждаемых вариантов налогообложения, в частности условий соглашений о разделе продукции.

Неплатежи (Блок 9)

Достаточно адекватно учтены особенности нынешней ситуации, вызванные кризисом неплатежей, и заложены возможности учета различных схем выхода из кризисной ситуации – на основе взаимозачета долгов или их конвертации в финансовые обязательства с последующим постепенным погашением.

В модели учитывается возможность неоплаты части произведенной продукции – по экспертно оцениваемой доле, изменяющейся во времени. Неплатежи со стороны покупателей компенсируются неплатежами со стороны нефтегазового сектора – исходя из гипотезы о его «незлонамеренности». Это означает, что сумма неплатежей со стороны нефтегазового сектора по своей величине не может превышать стоимость неоплаченной продукции.

Распределение неоплаченных расходов производится следующим образом:

- по налогам на реализацию и на фонд оплаты труда – пропорционально уменьшению налогооблагаемой базы;
- по текущим издержкам и инвестициям – пропорционально их доле в общей сумме полных расходов.

В модели предусмотрены две принципиальные схемы разрешения кризиса неплатежей. Первая схема предполагает полный ежегодный взаимозачет или списание – в этом случае в проигрыше оказываются работники нефтегазового сектора и территориальный бюджет (теряющие в живых деньгах). Вторая схема предполагает накопление задолженности, а по сути дела – ее конвертирование в финансовые обязательства (по заработной плате – отложенный рост) с последующим погашением по заданному изменяемому во времени графику.

Инфляция, валюта, валютный курс

Уровень инфляции задается наряду с другими исходными параметрами модели. При учете инфляции может приниматься во внимание ее равномерный темп и темп, изменяющийся во времени.

Основной денежной единицей расчетов является доллар США. Перевод в рубли возможен по заданному валютному курсу с учетом соотношения темпов рублевой и долларовой инфляции.

4. Информационное обеспечение

При подготовке и отладке модели использовались показатели статистической отчетности, а также гипотетические данные, построенные на основе соображений здравого смысла. Апробация разных версий модели проводилась при анализе социально-экономических последствий развития нефтегазового сектора двух регионов: на первом этапе – Ямало-Ненецкого автономного округа (с использованием статистических

данных за 1994–1995 годы), на следующем – Ханты-Мансийского (в качестве базисного принят 1998 год). Основное внимание было уделено оценке величины и механизмов образования финансовых ресурсов в регионе за счет развития нефтегазового сектора, агрегированному анализу направлений их использования [3, 4].

Для использования модели в реальной аналитической работе необходимо ее наполнение адекватной информацией и, прежде всего, максимально точными данными, характеризующими:

- текущее состояние и качественные характеристики запасов нефти и газа;
- текущее (предшествующее прогнозному периоду) состояние «ядра» нефтегазового сектора – объемы добычи нефти и газа, фонд действующих и бездействующих добывающих скважин, средние дебиты скважин, показатель эксплуатации скважин, стоимость основных фондов и оборотных средств, текущие и капитальные издержки производства в принятой классификации, численность занятых и уровень оплаты труда (фонды потребления), финансовое состояние;
- текущие показатели состояния рынка нефти и газа – уровни цен, удельные веса реализации продукции на внутреннем и внешнем рынках, доли реально оплаченной продукции;
- реальные текущие значения макроэкономических и финансовых параметров;
- текущие показатели численности населения, занятости, доходов и уровня жизни (с учетом всей суммы бюджетных расходов на нужды населения региона), данные о реальном удельном весе нефтегазового сектора в формировании бюджетно-финансовых ресурсов;
- обоснованные данные об ожидаемом изменении геологических, производственных, конъюнктурных, финансовых, макроэкономических и социально-демографических параметров и нормативов, используемых в модели.

Выделяются два типа исходных данных:

- 1) показатели, характеризующие состояние нефтегазового сектора на начало прогнозного периода (неизменяемые параметры);
- 2) варьируемые параметры, отражающие будущие внешние условия и внутренние характеристики (используемые с целью по-

строения ситуационных прогнозов, или проведения анализа по принципу «что будет, если...»).

Достаточно широкий набор показателей второй группы позволяет обеспечить максимальную вариабельность анализа возможного изменения будущих условий по каждому отдельному фактору и во всем их комплексе.

5. Критерии оценки и выбора вариантов

Чтобы обеспечить оценку социально-экономической эффективности функционирования нефтегазового сектора в регионе, в модель вмонтирован блок социальных критериев (показателей уровня жизни населения). **В качестве главного критерия для сравнения вариантов прогноза выбран расчетный коэффициент – степень приближения к заданным на прогнозный период показателям уровня жизни населения на основе доходов, генерируемых в нефтегазовом секторе.** При этом могут оцениваться как конечные состояния на последний год прогнозного периода, так и траектории их достижения. Это дает возможность оценки вариантов развития нефтегазового сектора (со всем комплексом технических и финансовых условий) с точки зрения соответствия этим критериям.

Норматив уровня жизни складывается из суммы прямых денежных доходов (заработной платы, бюджетных выплат и прочих доходов) и бюджетных расходов на нужды населения, не связанных с прямыми выплатами (аналога общественных фондов потребления при социализме), в расчете на душу населения. Величина указанного норматива задается для последнего года прогнозного периода, а значения для промежуточных лет определяются на основе любой разумной гипотезы (в действующей модификации модели – на основе равномерного темпа роста по сравнению с современным показателем или показателем базисного года).

В реализованной модификации модели задается *численный норматив денежных доходов от производства (заработной платы) занятых в нефтегазовом секторе.* Нормативы доходов для прочих групп населения рассчитываются на основе *коэффициентов пропорциональности по отношению к доходам занятых в нефтегазовом секторе.*

В модели рассчитывается **общая сумма доходов** для каждого года прогнозного периода, которая складывается из следующих составляющих:

- заработной платы работающих в нефтегазовом секторе;
- заработной платы работающих в прочих отраслях материальной сферы экономики;
- доходов жителей территории в связи с правом собственности на активы нефтегазового сектора (дивидендов);
- прочих доходов жителей территории (без учета выплат из бюджетных и других государственных источников);
- финансовых поступлений (налоги и пр.) в территориальный бюджет и государственные социальные фонды от нефтегазового сектора (в зависимости от его прогнозируемого состояния) и прочих отраслей экономики (по заданному нормативу участия).

Рассчитанная таким образом сумма доходов делится на величину среднегодовой численности населения.

Нормативы (показатели) участия населения в прибыли нефтегазовых компаний и прочих денежных доходов являются оценочными. Значение первого из них определяется тем, какая доля акций компаний находится в собственности жителей территории. Второй норматив косвенно отражает тенденции изменения общеэкономической ситуации, связанные с расширением источников доходов населения.

Принятый в модели *норматив бюджетных расходов в расчете на душу населения* отражает общую способность государства (в лице территориальных органов власти) решать региональные социально-экономические проблемы. Рассматриваемый показатель не включает прямые выплаты населению за счет государственных источников (заработную плату работникам бюджетной сферы, пенсии, пособия и т.п.). По сути дела, в этом показателе агрегируется весь спектр бюджетных расходов, которые направлены на покрытие материальных издержек, связанных с развитием региональной экономики, содержанием и развитием социальной сферы. Другая важная составляющая бюджетных расходов – инвестиции, имеющие целью создание условий для долговременного устойчивого развития. Норматив бюджетных расходов задается для базисного года и последнего года прогнозного периода. Внутренняя динамика параметра рассчитывается на основе среднегодового темпа роста.

Возможны другие подходы к определению норматива в соответствии с социальными приоритетами региона.

Степень приближения расчетного показателя уровня жизни к заданному нормативу в каждом году прогнозного периода выражается в «*коэффициенте социального благополучия*», который равен отношению величины расчетного показателя к нормативу, если это отношение меньше 1, или $1+1/2$ отклонения от норматива, если текущая расчетная величина показателя уровня жизни превышает нормативное значение. Значение сводного «коэффициента социального благополучия» по каждому варианту прогноза определяется как среднее по сумме значений за все годы прогнозного периода. Для сравнения вариантов прогноза в модели рассчитывается дисконтированная сумма доходов, что необходимо для приведения к «общему знаменателю» разновременных доходов. По показателю «*Индекс социального благополучия*» (динамике годовых значений и среднего значения за весь прогнозный период) можно оценить варианты прогноза с точки зрения их социальной эффективности – соответствия заданным социально-экономическим критериям в динамике.

На основе средних значений индекса и показателя «*Дисконтированного дохода*» (абсолютного) можно сравнить между собой различные варианты прогноза.

В конечном счете, сопоставление прогнозных и нормативных (заданных) параметров уровня жизни позволяет количественно оценить важнейшие ориентиры будущей социальной политики территории.

Модель построена с использованием одного из наиболее распространенных программных продуктов – пакета электронных таблиц *MS Excel 97* для *Windows*. Это позволяет легко экспортировать выходные формы модели в любые другие *Windows-приложения* для формирования отчетов и проведения графического анализа числовых результатов прогнозных расчетов. Программная оболочка модели (пользовательский интерфейс) для среды *Windows'95/98* создана с помощью языка программирования *Visual Basic 6*.

При разработке модели и методики ее использования учитывались и такие аспекты как наличие информации, трудоемкость получения результатов в процессе использования, возможности оперативных расчетов.

6. Формальная запись основных связей и зависимостей модели¹

Блок 1. Добыча и подготовка запасов нефти и газа

(1.1) $E0(t) = E1(t) + E2(t) + E3(t)$, где:

- t – текущий год прогнозного периода;
- $E0(t)$ – добыча нефти всего в текущем году прогнозного периода;
- $E1(t)$ – добыча нефти из действующих на начало года скважин;
- $E2(t)$ – добыча нефти из скважин, восстановленных в текущем году;
- $E3(t)$ – добыча нефти из новых скважин, введенных в текущем году.

(1.2) $E1(t) = \min[M1(t) \times D0(t); Q0(t)]$, где:

- $M1(t)$ – среднегодовой фонд действующих скважин (без учета скважин, построенных в текущем году);
- $D0(t)$ – средняя производительность одной действующей скважины;
- $Q0(t)$ – план добычи нефти в текущем году.

(1.3) $D0(t) = [(M1(t) - M3(1|t-1)) \times D1(t) + M3(1|t-1) \times D3(t)] / M1(t)$,
где:

- $D1(t)$ – средняя производительность 1-й действующей скважины, построенной до начала прогнозного периода;
- $D3(t)$ – средняя производительность одной действующей скважины, построенной в течение прогнозного периода;
- $M3(1|t-1)$ – фонд новых скважин, построенных в течение прогнозного периода до наступления текущего года.

¹ Точная формальная запись имитационных моделей дело достаточно сложное и неблагодарное, и авторы приносят извинения за возникшую в связи с этим громоздкость текста, но мы посчитали необходимым привести в статье формальную запись модели (хотя далеко неполную) по двум причинам. Во-первых, это необходимо для более корректного изложения предлагаемой методики. Во-вторых, работа над моделью, а равно и использование самой модели при проведении различных исследований продолжается уже более шести лет. За это время построены две версии модели, разработано и передано для «эксплуатации» в администрацию ХМАО программное приложение, авторы неоднократно публиковали результаты исследований (оценки), полученные с помощью модели. Но при этом сколько-нибудь детальные описания модели (из-за их громоздкости) ни разу не публиковались, и авторы наконец-то решились исправить эту свою «оплошность».

$$(1.4) \quad D1(t) = d1(0) \times (1 + \alpha)^t \times 365 \times k1, \text{ где:}$$

$d1(0)$ – среднесуточный дебит 1-й действующей скважины в году, предшествующему началу прогнозного периода;

α – ожидаемый среднегодовой темп изменения среднего дебита действующих скважин;

$k1$ – средний коэффициент эксплуатации действующих скважин.

$$(1.5) \quad D3(t) = [\sum d3(0) \times (1 + \beta)^{t-i} \times 365 \times k2 \times \Delta M3(i)] / M3(1|t-1),$$

$i = 1 \div t-1$, где:

$d3(0)$ – начальный среднесуточный дебит одной новой скважины;

β – ожидаемый среднегодовой темп изменения среднего дебита новых скважин;

$k2$ – средний коэффициент эксплуатации новых скважин;

$\Delta M3(i)$ – ввод новых скважин в году i прогнозного периода.

$$(1.6) \quad M3(1|t-1) = \sum \Delta M3(i), i = 1 \div t-1.$$

$$(1.7) \quad E2(t) = \min\{\max[Q0(t) - (Me1(t-1) + Ms1(t) - \Delta Md1(t)) \times D1(t) / 2; 0]; \min[M2(t-1); U2(t)] \times D1(t)\}, \text{ где:}$$

$Me1(t-1)$ – фонд действующих скважин на конец предыдущего года;

$Ms1(t)$ – фонд действующих скважин на начало текущего года;

$\Delta Md1(t)$ – выбытие скважин по износу в текущем году;

$Me2(t-1)$ – фонд бездействующих скважин на конец предыдущего года;

$U2$ – ограничение по восстановлению скважин в текущем году.

$$(1.8) \quad E3(t) = \min\{\max[Q0(t) - E1(t) - E2(t); 0]; U3(t) \times D3(0) \times \delta3(0)\},$$

где:

$U3$ – ограничение по вводу новых скважин в текущем году;

$D3(0)$ – начальная производительность новой скважины;

$D3(0)$ – начальная производительность новой скважины;

$\delta3(0)$ – поправка 1-го года к коэффициенту эксплуатации новых скважин ($\delta3(0) = 0,3 \div 0,7$).

$$(1.9) \quad G0(t) = E0(t) \times g(t), \text{ где:}$$

$G0(t)$ – добыча нефтяного газа;

$g0(t)$ – средний газовый фактор (с поправкой на коэффициент утилизации газа).

$$(1.10) \quad Ry(t) = \max[E0(t) \times \tau1(t) - Re(t-1) - E0(t); QR(t)], \text{ где:}$$

- $R_y(t)$ – объем подготовки достоверных запасов нефти в текущем году прогнозного периода;
- $\tau_1(t)$ нормативный показатель кратности запасов;
- $Re(t-1)$ – величина остаточных достоверных запасов нефти на конец предшествующего года;
- $QR(t)$ – минимальный план подготовки запасов.

$$(1.11) \quad R_{yc1}(t) = R_y(t) \times \tau_2(t),$$

$$(1.12) \quad R_{yc2}(t) = R_{yc1}(t) \times \tau_3(t), \text{ где}$$

- $R_{yc1}(t)$ – расчетный объем подготовки запасов нефти категории C_1 в текущем году прогнозного периода;
- $R_{yc2}(t)$ – расчетный объем подготовки запасов нефти категории C_2 в текущем году прогнозного периода;
- $\tau_2(t), \tau_3(t)$ ожидаемые показатели подтверждаемости запасов.

Блок 2. Движение фонда скважин

$$(2.1) \quad M1(t) = (Ms1(t) + Me1(t)) / 2, \text{ где:}$$

- $Me1(t)$ фонд действующих скважин на конец года (без учета скважин построенных в текущем году).

$$(2.2) \quad Me1(t) = Ms1(t) - \Delta Md1(t) - \Delta Mu1(t) + \Delta Mr1(t), \text{ где:}$$

- $\Delta Mu1(t)$ – вывод скважин в бездействие по условиям плана добычи;
- $\Delta Mr1(t)$ восстановление скважин в текущем году.

$$(2.3) \quad \Delta Md1(t) = Me1(t-1) \times \mu, \text{ где:}$$

- μ ожидаемый среднегодовой темп выбытия действующих скважин по износу.

$$(2.4) \quad \Delta Mr1(t) = E2(t) / D1(t) \times 2,$$

$$(2.5) \quad \Delta Mu1(t) = - [Q0(t) - E1(t)] / D1(t), \text{ если } Q0(t) - E1(t) < 0,$$

$$(2.6) \quad \Delta M3(t) = E3(t) / (D3(0) \times \delta_3(0)), \text{ где:}$$

- $\Delta M3(t)$ ввод новых скважин в текущем году прогнозного периода.

$$(2.7) \quad Metot(t) = Me1(t) + \Delta M3(t), \text{ где:}$$

- $Metot(t)$ полный фонд действующих скважин на конец текущего года прогнозного периода.

$$(2.8) \quad Mavetot(t) = (Ms1(t) + Metot(t)) / 2, \text{ где:}$$

$M_{avetot}(t)$ – полный среднегодовой фонд действующих скважин в текущем году прогнозного периода.

(2.9) $M_{avebal}(t) = M_{e1}(t-1) + M_{e2}(t-1) + [\Delta M_3(t) - \Delta M_{d1}(t)] / 2$, где:

$M_{avebal}(t)$ – полный среднегодовой фонд скважин в текущем году прогнозного периода, находящихся на балансе предприятий нефтяной отрасли.

Блок 3. Стоимость и реализация продукции

(3.1) $V(t) = V_o(t) + V_g(t)$, где:

$V(t)$ – стоимость нефти и газа, добытых в текущем году прогнозного периода;

$V_o(t)$ – стоимость нефти, добытой в текущем году прогнозного периода;

$V_g(t)$ – стоимость газа, добытого в текущем году прогнозного периода.

(3.2) $V_o(t) = V_{o1}(t) + V_{o2}(t)$, где:

$V_{o1}(t)$ – стоимость нефти, добытой в текущем году прогнозного периода, для реализации на внутреннем рынке;

$V_{o2}(t)$ – стоимость нефти, добытой в текущем году прогнозного периода, для реализации на внешнем рынке.

(3.3) $V_{o1}(t) = E_0(t) \times \epsilon_1(t) \times FP_{o1}(t) \times (1 + i)^t$, где:

$\epsilon_1(t)$ – доля внутреннего рынка в реализации нефти в текущем году прогнозного периода;

$FP_{o1}(t)$ – цена «франко-район» при реализации нефти на внутреннем рынке (дол. / т);

i – прогнозируемый среднегодовой темп инфляции доллара.

(3.4) $V_{o2}(t) = E_0(t) \times \epsilon_2(t) \times FP_{o2}(t) \times (1 + i)^t$, $\epsilon_2(t) = 1 - \epsilon_1(t)$, где:

$\epsilon_2(t)$ – доля внешнего рынка в реализации нефти в текущем году прогнозного периода;

$FP_{o2}(t)$ – цена «франко-район» при реализации нефти на внешнем рынке (дол./ т).

(3.5) $V_g(t) = G_0(t) \times FP_g(t) \times (1 + i)^t$, где:

$FP_g(t)$ – цена «франко-район» при реализации газа на рынке (дол. / т).

(3.6) $FP(t) = MP(t) - FC(t)$, для $FP_{o1}(t)$, $FP_{o2}(t)$, $FP_g(t)$, где:

- $FP(t)$ – цена «франко-район» в текущем году прогнозного периода;
 $MP(t)$ – прогнозируемая рыночная цена;
 $FC(t)$ – транспортно-коммерческие издержки, включая внутрикорпоративные издержки трансакций.

$$(3.7) \quad VSo1(t) = Vo1(t) \times \xi1(t), \quad \xi1(t) = 0 + 1,$$

$$(3.8) \quad VSo2(t) = Vo2(t) \times \xi2(t), \quad \xi2(t) = 1,$$

$$(3.9) \quad VSg(t) = Vg(t) \times \xi1(t), \text{ где:}$$

- $VSo1(t)$ – стоимость оплаченной нефти, добытой в текущем году и реализованной на внутреннем рынке;
 $VSo2(t)$ – стоимость оплаченной нефти, добытой в текущем году и реализованной на внешнем рынке;
 $VSg(t)$ – стоимость оплаченного газа, добытого в текущем году;
 $\xi1(t) \xi2(t)$ – ожидаемая доля оплаченной продукции при поставках на внутренний рынок и на экспорт.

$$(3.10) \quad VUS1(t) = VUSo1(t) + VUSg(t),$$

$$(3.11) \quad VUSo1(t) = Vo1(t) - VSo1(t),$$

$$(3.12) \quad VUSg(t) = Vg(t) - VSg(t), \text{ где:}$$

- $VUS1(t)$ – стоимость неоплаченной продукции, добытой в текущем году и поставленной на внутренний рынок;
 $VUSo2(t)$ – стоимость неоплаченной нефти, добытой в текущем году и поставленной на внутренний рынок;
 $VUSg(t)$ – стоимость неоплаченного газа, добытого в текущем году.

$$(3.13) \quad VUS1(1|t-1) = \sum VUS1(i), \quad i = 1 + t-1, \text{ где:}$$

- $VUS1(1|t-1)$ – накопленная задолженность по поставкам продукции к текущему году прогнозного периода.

$$(3.14) \quad VR(t) = VSo1(t) + VSo2(t) + VSg(t) + VUS1(1|t-1) \times \chi(t), \text{ где:}$$

- $VR(t)$ – реализация продукции в текущем году прогнозного периода;
 $\chi(t)$ – ожидаемая доля погашения накопленной задолженности по поставкам продукции в текущем году прогнозного периода.

$$(3.15) \quad VUS1(1|t) = VUS1(1|t-1) + VUS1(t) - VUS1(1|t-1) \times \chi(t), \text{ где:}$$

- $VUS1(1|t)$ – остаток задолженности по поставкам продукции на конец текущего года прогнозного периода.

Блок 4. Полная сумма текущих издержек

$$(4.1) \quad CM(t) = Cflex(t) + Cfix(t) + CMcred(t) - \Delta CMcred(t), \text{ где:}$$

$CM(t)$ — полная сумма материальных расходов в текущем году прогнозного периода;

$Cflex(t)$ — условно-переменные расходы текущего года;

$Cfix(t)$ — условно-постоянные расходы текущего года;

$CMcred(t)$ — погашение кредиторской задолженности по материальным расходам, накопленной за предшествующие годы прогнозного периода;

$\Delta CMcred(t)$ — прирост кредиторской задолженности текущего года.

$$(4.2) \quad Cflex(t) = E0(t) \times CflexN(0) \times (1 + \gamma_1)^t \times (1 + \iota)^t, \text{ где:}$$

$CflexN(0)$ — норматив условно-переменных расходов в расчете на 1 т добытой нефти к началу прогнозного периода;

γ_1 — ожидаемый среднегодовой темп изменения удельных условно-переменных расходов в течение прогнозного периода.

$$(4.3) \quad Cfix(t) = Mavetot(t) \times CfixN(0) \times (1 + \gamma_2)^t \times (1 + \iota)^t, \text{ где:}$$

$CfixN(0)$ — норматив условно-постоянных расходов в расчете на одну среднедействующую скважину к началу прогнозного периода;

γ_2 — ожидаемый среднегодовой темп изменения удельных условно-постоянных расходов в течение прогнозного периода.

$$(4.4) \quad CL(t) = L(t) \times Inc1(t) (1 - TaxInc(t)) + CLcred(t) - \Delta CLcred(t),$$

где:

$CL(t)$ — полный фонд оплаты труда в текущем году прогнозного периода;

$L(t)$ — среднегодовая численность занятых в нефтяной отрасли в текущем году прогнозного периода;

$Inc1(t)$ — норматив годовой средней заработной платы одного работающего в нефтяной отрасли;

$TaxInc(t)$ — ставка подоходного налога на заработную плату;

$CLcred(t)$ — сумма погашения задолженности по заработной плате за предыдущие годы прогнозного периода;

$\Delta CLcred(t)$ — прирост кредиторской задолженности текущего года.

$$(4.5) \quad L(t) = Mavetot(t) \times ClabN(0) \times (1 + \gamma_3)^t, \text{ где.}$$

- $C_{labN}(0)$ – норматив трудозатрат в расчете на одну среднедействующую скважину к началу прогнозного периода;
- γ_3 – ожидаемый среднегодовой темп изменения удельных трудозатрат в течение прогнозного периода.

(4.6) $CD(t) = FF(t) \times C_{dep}(t) + CD_{cred}(t) - \Delta CD_{cred}(t)$, где:

- $CD(t)$ – сумма амортизационных отчислений в текущем году прогнозного периода;
- $FF(t)$ – среднегодовая стоимость основных фондов;
- $C_{dep}(t)$ – норма амортизации;
- $CD_{cred}(t)$ – сумма возмещения недоначисленной амортизации за предыдущие годы прогнозного периода;
- $\Delta CD_{cred}(t)$ – прирост кредиторской задолженности текущего года.

(4.7) $FF(t) = F_e(t-1) + [\Delta F_{ent}(t) - \Delta F_{dep}(t)] / 2$, где:

- $\Delta F_{ent}(t)$ – балансовая стоимость вновь введенных основных фондов в текущем году прогнозного периода;
- $\Delta F_{dep}(t)$ – выбытие основных фондов в текущем году прогнозного периода.

(4.8) $\Delta F_{ent}(t) = \Delta M_3(t) \times C_{capN}(0) \times [(1 + \gamma_4)^{t-1} + (1 + \gamma_4)^t] \times (1 + i)^t / 2 + CG(t) \times \phi_1(t)$, где:

- $C_{capN}(0)$ – норматив капитальных вложений в расчете на 1 новую скважину к началу прогнозного периода;
- γ_4 – ожидаемый среднегодовой темп изменения удельных капитальных вложений в течение прогнозного периода;
- $CG(t)$ – расходы на подготовку запасов нефти;
- $\phi_1(t)$ – норматив отнесения расходов на подготовку запасов нефти на стоимость основных фондов нефтяной отрасли.

(4.9) $\Delta F_{dep}(t) = \Delta M_{d1}(t) \times C_{balN}(0)$, где:

- $C_{balN}(0)$ – оценочная стоимость одной выбывающей скважины.

(4.10) $CR(t) = \Delta M_{r1}(t) \times C_{repN}(0) \times (1 + \gamma_5)^t \times (1 + i)^t + CR_{cred}(t) - \Delta CR_{cred}(t)$, где:

- $CR(t)$ – сумма расходов на восстановление скважин в текущем году прогнозного периода;
- $C_{repN}(0)$ – норматив расходов на восстановление одной скважины к началу прогнозного периода;

γ_5 – ожидаемый среднегодовой темп изменения удельных расходов на восстановление скважин в течение прогнозного периода;

$CR_{cred}(t)$ – сумма погашения кредиторской задолженности по расходам на восстановление скважин за предыдущие годы прогнозного периода;

$\Delta CR_{cred}(t)$ – прирост кредиторской задолженности текущего года.

$$(4.11) \quad CE(t) = CM(t) + CL(t) + CD(t) + CR(t), \text{ где:}$$

$CE(t)$ – полная сумма текущих расходов в текущем году прогнозного периода.

Блок 5. Полная сумма капитальных вложений

$$(5.1) \quad CC(t) = CP(t) + CG(t) + CW(t) + CC_{cred}(t) - \Delta CC_{cred}(t), \text{ где:}$$

$CC(t)$ – полная сумма инвестиций в текущем году прогнозного периода;

$CP(t)$ – инвестиции в развитие добычи нефти;

$CW(t)$ – расходы на прирост оборотного капитала предприятий нефтяной отрасли;

$CC_{cred}(t)$ – сумма погашения кредиторской задолженности по расходам на инвестиции за предыдущие годы прогнозного периода;

$\Delta CC_{cred}(t)$ – прирост кредиторской задолженности текущего года.

$$(5.2) \quad CP(t) = \Delta M_3(t) \times C_{capN}(0) \times [(1 + \gamma_4)^t + (1 + \gamma_4)^{t+1}] \times (1 + \iota)^t / 2,$$

$$(5.3) \quad CG(t) = [R_{yc1}(t) \times C_{rc1N}(0) + R_{yc2}(t) \times C_{rc2N}(0)] \times (1 + \gamma_6)^t \times (1 + \iota)^t, \text{ где:}$$

$R_{yc1}(t)$ – расчетный объем подготовки запасов категории C_1 в текущем году прогнозного периода;

$R_{yc2}(t)$ – расчетный объем подготовки запасов категории C_2 в текущем году прогнозного периода;

$C_{rc1N}(0)$ – норматив затрат на подготовку единицы запасов категории C_1 к началу прогнозного периода;

$C_{rc2N}(0)$ – норматив затрат на подготовку единицы запасов категории C_2 к началу прогнозного периода;

γ_6 – ожидаемый среднегодовой темп изменения удельных расходов на подготовку запасов в течение прогнозного периода.

(5.4) $CW(t) = FWe1(t) - FWe1(t-1) + FWe2(t) - FWe2(t-1)$, где:

$FWe1(t)$ – нормируемая величина оборотного капитала по запасам продукции на конец текущего года ($t-1$ – на конец предшествующего года) прогнозного периода;

$FWe2(t)$ – нормируемая величина оборотного капитала по запасам ресурсов на конец текущего года ($t-1$ – на конец предшествующего года) прогнозного периода.

(5.5) $CCown(t) = CC(t) \times \varphi2(t)$, где:

$CCown(t)$ – полная сумма инвестиций в текущем году прогнозного периода, подлежащая оплате за счет собственных средств предприятий и компаний нефтяной отрасли;

$\varphi2(t)$ – норматив оплаты инвестиций за счет собственных средств.

Блок 6. Полная сумма уплаты налогов и платежей, не зависящих от прибыли

6.1. Акцизы на нефть и газ

(6.1) $ESo1(t) = E0(t) \times \varepsilon1(t) \times \xi1(t)$,

(6.2) $EUSo1(t) = E0(t) \times \varepsilon1(t) \times (1 - \xi1(t))$, где:

$ESo1(t)$ – объем оплаченной нефти, поставленной на внутренний рынок в текущем году прогнозного периода;

$EUSo1(t)$ – объем неоплаченной нефти, поставленной на внутренний рынок в текущем году прогнозного периода.

(6.3) $Tax(1,t) = [E0(t) \times \varepsilon2(t) + ESo1(t) + EUSo1(1|t-1) \times \chi(t)] \times TaxN(1,t)$, где:

$Tax(1,t)$ – сумма уплаченного акциза на нефть в текущем году прогнозного периода;

$EUSo1(1|t-1)$ – объем неоплаченной нефти, накопленный к текущему году прогнозного периода;

$TaxN(1,t)$ – ставка акциза на нефть.

(6.4) $EUSo1(1|t) = EUSo1(1|t-1) + EUSo1(t) - EUSo1(1|t-1) \times \chi(t)$, где:

$EUSo1(1|t)$ – остаток объема неоплаченной нефти на конец текущего года прогнозного периода.

(6.5) $GS(t) = G0(t) \times \xi1(t)$,

(6.6) $GUS(t) = G0(t) \times (1 - \xi1(t))$, где:

$GS(t)$ – объем оплаченного газа, поставленного потребителям в текущем году прогнозного периода;

$GUS(t)$ – объем неоплаченного газа, поставленного потребителям в текущем году прогнозного периода.

$$(6.7) \quad \text{Tax}(2,t) = [GS(t) + GUS(1|t-1) \times \chi(t)] \times \text{TaxN}(2,t), \text{ где:}$$

$\text{Tax}(2,t)$ – сумма уплаченного акциза на газ в текущем году прогнозного периода;

$GUS(1|t-1)$ – остаток объема неоплаченного газа, накопленного к текущему году прогнозного периода;

$\text{TaxN}(2,t)$ ставка акциза на газ.

$$(6.8) \quad GUS(1|t) = GUS(1|t-1) + GUS(t) - GUS(1|t-1) \times \chi(t), \text{ где:}$$

$GUS(1|t)$ – остаток объема неоплаченного газа на конец текущего года прогнозного периода.

6.2. Регулярные платежи за недра и бонусы

$$(6.9) \quad \text{Tax}(i,t) = [VR(t) - \text{Tax}(1,t) - \text{Tax}(2,t)] \times \text{TaxN}(i,t), \text{ где:}$$

$\text{Tax}(i,t)$ – сумма уплаченных налогов за право на добычу в текущем году прогнозного периода ($i = 3$ – роялти, $i = 4$ – отчисления на ВМСБ, $i = 5$ – единый налог на недра);

$\text{TaxN}(i,t)$ – ставки налогов.

$$(6.10) \quad \text{Tax}(i,t) = Ryc1 \times \text{TaxN}(c1,t) + Ryc2 \times \text{TaxN}(c2,t), \text{ где:}$$

$\text{Tax}(i,t)$ – сумма уплаченных налогов за право на поиск и разведку в текущем году прогнозного периода ($i = 6$ – налог на разведочные работы, $i = 7$ – налог на поисковые работы);

$\text{TaxN}(c1,t)$ – ставки налогов соответственно за право разведки и поиска

$\text{TaxN}(c2,t)$ месторождений.

$$(6.11) \quad \text{TaxBon}(t) = \text{TaxBonN}(0) \times Ryc1(t) + \text{TaxBoncred}(1|t-1) - \Delta \text{TaxBoncred}(t),$$

$$(6.12) \quad \text{TaxBonN}(0) = [FPo1(0) \epsilon1(0) \times \xi1(0) + FPo2(0) \epsilon2(0) \times \xi2(0) - CflexN(0) - CfixN(0) / D3(0)] \times \rho1, \text{ где:}$$

$\text{TaxBon}(t)$ расчетная сумма уплаченных бонусов в текущем году прогнозного периода;

$\text{TaxBonN}(0)$ – оценочный норматив бонусов;

$\text{TaxBoncred}(1|t-1)$ – погашение задолженности по выплате бонусов за предшествующие годы прогнозного периода;

$\Delta TaxBoncred(t)$ – задолженность по выплате бонусов текущего года;
 ρ_1 – оценочная доля потенциальной прибыли от будущей добычи нефти, направляемая на выплату бонусов.

6.3. Налог на добавленную стоимость

$$(6.13) \quad Tax(7,t) = \{VR(t) - VSo2(t) - CM(t) \times \varepsilon_1(t) - [(CC(t) - CW(t)) - CR(t) - CG(t)] \times v(0) \times \varepsilon_1(t)\} \times TaxN(7,t), \text{ где:}$$

$Tax(7,t)$ – расчетная сумма НДС к уплате в текущем году прогнозного периода;
 $v(0)$ – усредненная доля материальных затрат в капитальных вложениях и расходах на восстановление скважин;
 $TaxN(7,t)$ – ставка НДС.

6.4. Налог на имущество

$$(6.14) \quad Tax(8,t) = A(t) \times TaxN(8,t) + Taxcred(8,1|t-1) - \Delta Taxcred(8,t), \text{ где:}$$

$Tax(8,t)$ – расчетная сумма налога к уплате в текущем году прогнозного периода;
 $A(t)$ – среднегодовая стоимость активов нефтяной отрасли;
 $TaxN(8,t)$ – ставка налога на имущество;
 $Taxcred(8,1|t-1)$ – погашение задолженности по уплате налога за предшествующие годы прогнозного периода;
 $\Delta Taxcred(8,t)$ – задолженность текущего года по уплате налога.

$$(6.15) \quad A(t) = FF(t) + [FWe1(t) + FWe1(t-1) + FWe2(t) + FWe2(t-1)] / 2 + AF(t), \text{ где:}$$

$AF(t)$ – среднегодовая стоимость финансовых активов (вложений) предприятий нефтяной отрасли.

6.5. Отчисления на НИОКР

$$(6.16) \quad Tax(9,t) = CE(t) \times TaxN(9,t), \text{ где:}$$

$Tax(9,t)$ – расчетная сумма налога к уплате в текущем году прогнозного периода;
 $TaxN(9,t)$ – ставка налога.

6.6. Местные налоги

$$(6.17) \quad Tax(10,t) = [VR(t) - Tax(1,t) - Tax(2,t)] \times TaxN(10,t) \times TaxNpre(10,t), \text{ где:}$$

$Tax(10,t)$ – сумма уплаченных налогов на реализацию в текущем году прогнозного периода;

$TaxN(10,t)$ – основная ставка налогов;

$TaxNpre(10,t)$ – налоговая льгота.

(6.18) $Tax(11,t) = CL(t) \times TaxN(11,t) \times TaxNpre(11,t)$, где:

$Tax(11,t)$ – сумма уплаченных налогов на фонд оплаты труда в текущем году прогнозного периода;

$TaxN(11,t)$ – основная ставка налогов;

$TaxNpre(11,t)$ – налоговая льгота.

6.7. Социальные налоги (взносы)

(6.19) $Tax(i,t) = CL(t) \times TaxN(i,t)$, где:

$Tax(i,t)$ – сумма уплаченных налогов на фонд оплаты труда в текущем году прогнозного периода ($i = 12$ – отчисления в пенсионный фонд, $i = 13$ – отчисления в фонд занятости, $i = 14$ – отчисления в фонд социального страхования, $i = 15$ – отчисления в ФОМС, $i = 16$ – единый социальный налог – налоговые схемы № 2, 3);

$TaxN(i,t)$ – ставка налога.

Блок 7. Расчет суммы реализованной экономической ренты (Налоговая схема №3)

(7.1) $Ren(t) = VR(t) - CE(t) - TaxBon(t) - \sum Tax(i,t) - IntPay1(t)$,
 $i = 8, 10 + 16$, где:

$Ren(t)$ – сумма экономической ренты в текущем году прогнозного периода;

$IntPay1(t)$ – сумма процентов по долгосрочным кредитам, уплаченным в текущем году.

(7.2) $Ren(t) = Ren(t) \times \kappa1(t) + Ren(t) \times \kappa2(t) + Ren(t) \times \kappa3(t)$,

$\kappa1(t) + \kappa2(t) + \kappa3(t) = 1$, где:

$\kappa1(t), \kappa2(t), \kappa3(t)$ – доли распределения экономической ренты в текущем году прогнозного периода ($\kappa1(t)$ – нефтяных компаний, $\kappa2(t)$ – федерации, $\kappa3(t)$ – региона).

Блок 8. Расчет суммы специального налога на дополнительный доход к уплате (Налоговые схемы № 2, 3)

$$(8.1) \quad PT(t) = VR(t) - CE(t) + CD(t) - Ren(t) \times (1 - \kappa_1(t)) - TaxBon(t) - \sum Tax(i,t) - IntPay1(t), \quad i = 5, 8, 16, \text{ где:}$$

$PT(t)$ – расчетная сумма облагаемого дохода в текущем году прогнозного периода.

$$(8.2) \quad Pfact(t) = VR(t) / (PT(t) - VR(t)), \text{ где:}$$

$Pfact(t)$ – расчетная величина Р-фактора.

$$(8.3) \quad Tax(17,t) = PT(t) \times TaxN(17,t),$$

$$(8.4) \quad TaxN(17,t) = f(Pfact(t)), \text{ где:}$$

$Tax(17,t)$ – сумма уплаченного налога в текущем году прогнозного периода;

$TaxN(17,t)$ – ставка налога (является функцией от величины Р-фактора).

Блок 9. Расчет сумм текущих приращений задолженности по расходам

9.1. Расчет общей суммы расходов

$$(9.1) \quad CT(t) = CTp(t) + CTnp(t), \text{ где:}$$

$CT(t)$ – полная сумма расходов без налогов на реализацию в текущем году прогнозного периода;

$CTp(t)$ – оплаченные расходы;

$CTnp(t)$ – неоплаченные расходы.

$$(9.2) \quad CT(t) = CM(t) + CL(t) + CD(t) + CR(t) + CC(t) + \sum Tax(i,t) + TaxBon(t), \quad i = 8, 9, 11 + 16.$$

9.2. Расчет структуры расходов

$$(9.3) \quad CM(t) = v_{CM}(t) \times CT(t),$$

$$(9.4) \quad CL(t) = v_{CL}(t) \times CT(t),$$

$$(9.5) \quad CD(t) = v_{CD}(t) \times CT(t),$$

$$(9.6) \quad CR(t) = v_{CR}(t) \times CT(t),$$

$$(9.7) \quad CC(t) = v_{CC}(t) \times CT(t),$$

$$(9.8) \quad Tax(i,t) = v_{Tax}(i,t) \times CT(t),$$

$$(9.9) \quad TaxBon(t) = v_{TaxBon}(t) \times CT(t),$$

$$(9.10) \quad v_{CM}(t) + v_{CL}(t) + v_{CD}(t) + v_{CR}(t) + v_{CC}(t) + v_{Tax}(i,t) + v_{TaxBon}(t) = 1.$$

9.3. Уравнение баланса дебиторской и кредиторской задолженности

$$(9.11) \quad CTnp(t) = VUS1(1|t) - \sum \Delta Taxcred(i,t), \quad i = 1 +7, 10,$$

$$(9.12) \quad CTnp(t) = 0, \text{ если } \xi_1(t) = 1, \xi_2(t) = 1, \chi(t) = 1.$$

9.4. Расчет задолженности по компонентам расходов

$$(9.13) \quad \Delta CMcred(t) = v_{CM}(t) \times CTnp(t),$$

$$(9.14) \quad \Delta CLcred(t) = v_{CL}(t) \times CTnp(t),$$

$$(9.15) \quad \Delta CDcred(t) = v_{CD}(t) \times CTnp(t),$$

$$(9.16) \quad \Delta CRcred(t) = v_{CR}(t) \times CTnp(t),$$

$$(9.17) \quad \Delta CCcred(t) = v_{CC}(t) \times CTnp(t),$$

$$(9.18) \quad \Delta Taxcred(i,t) = v_{Tax}(i,t) \times CTnp(t),$$

$$(9.19) \quad \Delta TaxBoncred(t) = v_{TaxBon}(t) \times CTnp(t).$$

9.5. Расчет задолженности по уплате налогов на реализацию

Показатели $\Delta Taxcred(i,t)$ для $i = 1 +7, 10$ рассчитываются в таблице модели автоматически в соответствии с изменением базы обложения, то есть стоимости и объемов реализованной продукции, по принятым ставкам налогов. Показатели $\Delta Taxcred(i,t) = 0$, если $\xi_1(t) = 1, \xi_2(t) = 1, \chi(t) = 1$.

Блок 10. Расчет финансового результата (совокупного по нефтяной отрасли)

10.1. Расчет итоговых финансовых показателей

$$(10.1) \quad Fin1(t) = VR(t) - CE(t), \text{ где:}$$

$Fin1(t)$ прибыль (убытки) от производственной деятельности в текущем году прогнозного периода.

$$(10.2) \quad \mathbf{Fin2(t) = Fin1(t) - TaxBon(t) - Ren(t) \times [\kappa2(t) + \kappa3(t)] - \sum Tax(i,t) - IntPay1(t), i = 1 + 7, 9 + 17, \text{ где:}}$$

$\mathbf{Fin2(t)}$ – балансовая прибыль (убытки) в текущем году прогнозного периода.

$$(10.3) \quad \mathbf{Fin3(t) = Fin2(t) - \sum Tax(i,t) + \sum Taxpre(i,t), i = 18, 19, \text{ где:}}$$

$\mathbf{Fin3(t)}$ – чистая прибыль (убытки) в текущем году прогнозного периода;

$\mathbf{Tax(i,t)}$ – налог на прибыль ($i = 18$ – федеральный, $i = 19$ – местный);

$\mathbf{Taxpre(i,t)}$ – льготы по налогу на прибыль ($i = 18$ – по федеральному, $i = 19$ – по местному).

$$(10.4) \quad \mathbf{Fin4(t) = Fin3(t) + CD(t) + \Delta Dep(t-1) + \Delta FinInv(t-1) + \omega3 \times [1 - TaxN(20,t)] \times [\Delta Dep(t-1) + \Delta Dep(t) + \Delta FinInv(t-1) + \Delta FinInv(t)] / 2 - LoanPay1(t) - LoanPay2(t) - IncEx(t),}$$

$$(10.5) \quad \mathbf{FT(t) = [\Delta FinInv(t-1) + \Delta FinInv(t)] / 2, \text{ где:}}$$

$\mathbf{Fin4(t)}$ – финансовый результат в текущем году прогнозного периода;

$\mathbf{\Delta Dep(t-1)}$ – остаток неиспользованной амортизации предшествующего года прогнозного периода;

$\mathbf{\Delta FinInv(t-1)}$ – переходящие финансовые вложения предшествующего года прогнозного периода;

$\mathbf{\Delta Dep(t)}$ – остаток неиспользованной амортизации на конец текущего года прогнозного периода;

$\mathbf{\Delta FinInv(t)}$ – переходящие финансовые вложения на конец текущего года прогнозного периода;

$\mathbf{\omega3}$ – норма дохода по финансовым вложениям;

$\mathbf{TaxN(20,t)}$ – ставка налога на доходы от финансовых вложений;

$\mathbf{LoanPay1(t)}$ – погашение долгосрочных кредитов;

$\mathbf{LoanPay2(t)}$ – погашение краткосрочных кредитов;

$\mathbf{IncEx(t)}$ – выплата дохода внешним инвесторам;

$\mathbf{FT(t)}$ – среднегодовая стоимость финансовых активов в текущем году прогнозного периода.

$$(10.6) \quad \mathbf{Fin4(t) = Fin5(t) + Fin6(t),}$$

$$(10.7) \quad \mathbf{Fin6(t) = CD(t) + \Delta Dep(t-1) - LoanPay1(t),}$$

если $\mathbf{CD(t) + \Delta Dep(t-1) - LoanPay1(t) > 0,}$

(10.8) $\mathbf{Fin6(t) = 0}$, если $\mathbf{CD(t) + \Delta Dep(t-1) - LoanPay1(t) \leq 0}$, где:

$\mathbf{Fin5(t)}$ – чистый доход (убытки) в текущем году прогнозного периода;

$\mathbf{Fin6(t)}$ – текущий остаток амортизации после погашения долгосрочных кредитов.

10.2. Расчет погашения убытков

(10.9) $\mathbf{- Fin5(t) = \min[Fin6(t) - DepInv(t); - Fin4(t) + Fin6(t)] + Loan2(t)}$, если $\mathbf{Fin5(t) \leq 0}$, где:

$\mathbf{DepInv(t)}$ – использование амортизации на финансирование инвестиций;

$\mathbf{Loan2(t)}$ – сумма краткосрочного кредита на погашение убытков.

(10.10) $\mathbf{LoanPay2(t+1) = Loan2(t) \times \omega3}$, где:

$\mathbf{LoanPay2(t+1)}$ – погашение краткосрочных кредитов в последующем году прогнозного периода;

$\omega3$ – ставка процента.

10.3. Расчет использования дохода

(10.11) $\mathbf{Fin5(t) = ProInv(t) + DepInv(t) + \Delta Dep(t) + Div(t) + \Delta FinInv(t)}$, если $\mathbf{Fin5(t) > 0}$, где:

$\mathbf{ProInv(t)}$ – использование чистой прибыли на финансирование инвестиций;

$\mathbf{Div(t)}$ – сумма распределяемой прибыли.

(10.12) $\mathbf{Div(t) = [Fin5(t) - ProInv(t) + DepInv(t) + \Delta Dep(t)] \times \psi(t)}$, где:

$\psi(t)$ – норматив использования чистого дохода на выплату дивидендов.

Блок 11. Финансирование производственных инвестиций

11.1. Собственные и внешние источники инвестиций

(11.1) $\mathbf{CC(t) = CCp(t) - \Delta CCcred(t)}$, где:

$\mathbf{CCp(t)}$ – оплаченная сумма инвестиций в текущем году прогнозного периода.

(11.2) $\mathbf{CCpown(t) = CCp(t) \times \phi2(t)}$, где:

$\mathbf{CCpown(t)}$ – оплаченная сумма инвестиций в текущем году прогнозного периода за счет собственных средств предприятий;

$\varphi_2(t)$ – норматив оплаты инвестиций за счет собственных средств.

(11.3) $CC_p(t) = CC_{pown}(t) + CC_{pext}(t)$, где:

$CC_{pext}(t)$ – оплаченная сумма инвестиций в текущем году прогнозного периода за счет внешних источников.

11.2. Собственные источники инвестиций

(11.4) $CC_{pown}(t) = CC_{pown1}(t) + CC_{pown2}(t) + CC_{pown3}(t) + CC_{pown4}(t) + CC_{pown5}(t)$, где:

$CC_{pown1}(t)$ – объем финансирования инвестиций за счет отчислений на ВМСБ;

$CC_{pown2}(t)$ – объем финансирования инвестиций за счет амортизационных отчислений;

$CC_{pown3}(t)$ – объем финансирования инвестиций за счет чистой прибыли;

$CC_{pown4}(t)$ – объем финансирования инвестиций за счет прочих доходов;

$CC_{pown5}(t)$ – объем финансирования инвестиций за счет краткосрочных кредитов.

(11.5) $CC_{pown1}(t) = \min[CG(t) \times (CC_p(t) / CC(t)); Tax(4,t) \times (1 - \beta(4,t)); CC_{pown}(t)]$, где:

$Tax(4,t)$ – сумма отчислений на ВМСБ в текущем году прогнозного периода;

$\beta(4,t)$ – доля региона в отчислениях на ВМСБ.

(11.6) $CC_{pown2}(t) = DepInv(t) = \min[Fin_6(t); CC_{pown}(t) - CC_{pown1}(t)]$.

(11.7) $CC_{pown3}(t) = \min[Fin_3(t) - LoanPay_2(t) - IncEx(t); CC_{pown}(t) - CC_{pown1}(t) - CC_{pown2}(t)]$,

если $Fin_3(t) - LoanPay_2(t) - IncEx(t) > 0$ и

$CC_{pown}(t) - CC_{pown1}(t) - CC_{pown2}(t) > 0$.

(11.8) $CC_{pown4}(t) = \min[Fin_5(t); Fin_5(t) - Fin_3(t); CC_{pown}(t) - CC_{pown1}(t) - CC_{pown2}(t) - CC_{pown3}(t)]$,

если $Fin_5(t) - Fin_3(t) > 0$ и $CC_{pown}(t) - CC_{pown1}(t) - CC_{pown2}(t) - CC_{pown3}(t) > 0$.

$$(11.9) \quad \text{CCpown5}(t) = \max[\text{CCpown}(t) - \text{CCpown1}(t) - \text{CCpown2}(t) - \text{CCpown3}(t) - \text{CCpown4}(t); 0].$$

11.3. Инвестиционные льготы по налогу на прибыль

$$(11.10) \quad \text{Taxpre}(i,t) = \text{CCpown3}(t) \times \text{TaxNpre}(i,t), \quad i = 18, 19, \text{ где:}$$

$\text{TaxNpre}(i,t)$ – доля реинвестируемой прибыли, освобождаемая от налога на прибыль.

11.4. Внешние источники инвестиций

$$(11.11) \quad \text{CCpext}(t) = \text{Loan1}(t) + \text{Exc}(t), \text{ где:}$$

$\text{Loan1}(t)$ – долгосрочные кредиты;

$\text{Exc}(t)$ – эмиссия акций.

$$(11.12) \quad \text{Loan1}(t) = \text{CCpext}(t) \times \phi_3(t),$$

$$(11.13) \quad \text{Exc}(t) = \text{CCpext}(t) \times (1 - \phi_3(t)), \text{ где:}$$

$\phi_3(t)$ – норматив оплаты инвестиций за счет долгосрочных кредитов.

Блок 12. Движение заемных средств и фиктивного капитала

12.1. Движение заемных средств

$$(12.1) \quad \text{Loan1r}(t) = \text{Loan1r}(t-1) + \text{Loan1}(t) - \text{LoanPay1}(t), \text{ где:}$$

$\text{Loan1r}(t)$ – остаток долга на конец текущего года прогнозного периода;

$\text{Loan1r}(t-1)$ – остаток долга на конец предшествующего года прогнозного периода;

$\text{LoanPay1}(t)$ – погашение долга в текущем году прогнозного периода.

$$(12.2) \quad \text{LoanPay1}(t) = \text{Loan1r}(t-1) / \text{Term1}, \text{ где:}$$

Term1 – срок погашения долгосрочных кредитов.

$$(12.3) \quad \text{IntPay1}(t) = \text{Loan1r}(t-1) \times \omega_1, \text{ где:}$$

$\text{IntPay1}(t)$ – сумма процентов по долгосрочным кредитам, уплаченным в текущем году;

ω_1 – ставка процента по долгосрочным кредитам.

12.2. Движение фиктивного капитала

$$(12.4) \quad \text{Excr}(t) = \text{Excr}(t-1) + \text{Exc}(t),$$

$$(12.5) \quad \text{IncEx}(t) = \text{Excr}(t-1) \times \omega_2, \text{ где:}$$

$\text{Excr}(t-1)$ – накопленная эмиссия к началу текущего года прогнозного периода;

$\text{Excr}(t)$ – накопленная эмиссия к концу текущего года прогнозного периода;

ω_1 норма дохода по внешним инвестициям.

Блок 13. Социальные параметры и критерии

13.1. Динамика численности и занятости населения

$$(13.1) \quad \text{Pop0}(t) = \text{Pop0}(0) \times (1 + \lambda_0)^t, \text{ где:}$$

$\text{Pop0}(t)$ – прогнозная среднегодовая численность населения в текущем году периода;

$\text{Pop0}(0)$ фактическая среднегодовая численность населения перед началом прогнозного периода;

λ_0 – прогнозируемый среднегодовой темп роста численности населения.

$$(13.2) \quad \text{Pop1}(t) = \text{Pop2}(t) + \text{Pop3}(t), \text{ где:}$$

$\text{Pop1}(t)$ – прогнозная среднегодовая численность занятых в экономике в текущем году периода;

$\text{Pop2}(t)$ – прогнозная среднегодовая численность занятых в материальной сфере в текущем году периода;

$\text{Pop3}(t)$ – прогнозная среднегодовая численность занятых в бюджетной сфере в текущем году периода.

$$(13.3) \quad \text{Pop2}(t) = \text{L21}(t) + \text{L22}(t), \text{ где:}$$

$\text{L21}(t)$ предварительная прогнозная среднегодовая численность занятых в нефтяной отрасли в текущем году периода;

$\text{L22}(t)$ прогнозная среднегодовая численность занятых в прочих отраслях материальной сферы в текущем году периода.

$$(13.4) \quad \text{L21}(t) = \text{L21}(0) \times (1 + \lambda_1)^t, \text{ где:}$$

$\text{L21}(0)$ – среднегодовая численность занятых в нефтяной отрасли в году, предшествующем началу прогнозного периода;

λ_1 вероятный среднегодовой темп роста численности занятых в нефтяной отрасли.

(13.5) $L22(t) = L21(t) \times \theta1(t)$, где:

$\theta1(t)$ – норматив соотношения занятых в прочих отраслях материальной сферы к численности занятых в нефтяной отрасли.

(13.6) $Pop3(t) = Pop0(t) \times \theta2(t)$, где:

$\theta2(t)$ – норматив занятых в отраслях бюджетной сферы к численности населения в текущем году прогнозного периода.

(13.7) $Poploc1(t) = Poploc2(t) + Pop3(t)$, где:

$Poploc1(t)$ – прогнозная среднегодовая численность занятых в экономике в текущем году периода из числа постоянного населения;

$Poploc2(t)$ – прогнозная среднегодовая численность занятых в материальной сфере в текущем году периода из числа постоянного населения.

(13.8) $Poploc2(t) = L21(t) \times \theta3 + L22(t) \times \theta4$ (при $\theta3, \theta4 \leq 1$), где:

$\theta3(t)$ – доля занятых в нефтяной отрасли из числа постоянного населения;

$\theta4(t)$ – доля занятых в прочих отраслях материальной сферы из числа постоянного населения.

(13.9) $Pop4(t) = Pop0(t) - Poploc1(t)$, где:

$Pop4(t)$ – прогнозная среднегодовая численность неработающего населения.

13.2. Целевые нормативы среднедушевых доходов

(13.10) $Inc1(t) = [Inc1(T) / Inc1(0)]^{1/T} Inc1(t-1)$, где:

$Inc1(t)$ – норматив заработной платы одного работающего в нефтяной отрасли в текущем году прогнозного периода;

$Inc1(T)$ – норматив заработной платы одного работающего в нефтяной отрасли в последнем году прогнозного периода (базисный критерий);

$Inc1(0)$ – заработная плата одного работающего в нефтяной отрасли перед началом прогнозного периода прогнозного периода;

T – продолжительность прогнозного периода.

(13.11) $Inc2(T) = Inc1(T) \times \theta5$, где:

$Inc2(T)$ – норматив заработной платы одного работающего в прочих отраслях материальной сферы в последнем году прогнозного периода;

θ_5 – нормативное отношение заработной платы работающих в прочих отраслях материальной сферы к заработной плате работающих в нефтяной отрасли.

(13.12) $\text{Inc2}(t) = [\text{Inc2}(T) / \text{Inc2}(0)]^{1/T} \text{Inc2}(t-1)$, где:

$\text{Inc2}(t)$ – норматив заработной платы одного работающего в прочих отраслях материальной сферы в текущем году прогнозного периода.

(13.13) $\text{Inc3}(T) = \text{Inc1}(T) \times \theta_6$, где:

$\text{Inc3}(T)$ – норматив заработной платы одного работающего в бюджетной сфере в последнем году прогнозного периода;

θ_6 – нормативное отношение заработной платы работающих в бюджетной сфере к заработной плате работающих в нефтяной отрасли.

(13.14) $\text{Inc3}(t) = [\text{Inc3}(T) / \text{Inc3}(0)]^{1/T} \text{Inc3}(t-1)$, где:

$\text{Inc3}(t)$ – норматив заработной платы одного работающего в бюджетной сфере в текущем году прогнозного периода.

(13.15) $\text{Inc4}(T) = \text{Inc1}(T) \times \theta_7$, где:

$\text{Inc4}(T)$ – норматив денежного дохода одного неработающего в последнем году прогнозного периода;

θ_7 – нормативное отношение дохода неработающих к заработной плате работающих в нефтяной отрасли.

(13.16) $\text{Inc4}(t) = [\text{Inc4}(T) / \text{Inc4}(0)]^{1/T} \text{Inc4}(t-1)$, где:

$\text{Inc4}(t)$ – норматив денежного дохода одного неработающего в текущем году прогнозного периода.

(13.17) $\text{Inc0}(t) = [\text{Inc1}(t) \times L21(t) \times \theta_3 + \text{Inc2}(t) \times L22(t) \times \theta_4 + \text{Inc3}(t) \times \text{Pop3}(t) + \text{Inc4}(t) \times \text{Pop4}(t)] / \text{Pop0}(t)$, где:

$\text{Inc0}(t)$ – среднедушевой норматив денежного дохода одного жителя в текущем году прогнозного периода.

(13.18) $\text{Incad0}(t) = [\text{Incad0}(T) / \text{Incad0}(0)]^{1/T} \text{Incad0}(t-1)$, где:

$\text{Incad0}(t)$ – среднедушевой норматив прочих денежных доходов населения в текущем году прогнозного периода;

$\text{Incad0}(T)$ – среднедушевой норматив прочих денежных доходов населения в последнем году прогнозного периода (компонент критерия);

$\text{Incad0}(0)$ – среднедушевой норматив прочих денежных доходов населения перед началом прогнозного периода.

(13.19) $Bud0(t) = [Bud0(T) / Bud0(0)]^{1/T} Bud0(t-1)$, где:

$Bud0(t)$ – норматив бюджетных расходов на душу населения в текущем году прогнозного периода;

$Bud0(T)$ норматив бюджетных расходов на душу населения в последнем году прогнозного периода (компонент критерия);

$Bud0(0)$ норматив бюджетных расходов на душу населения перед началом прогнозного периода.

(13.20) $IncTot0(t) = Inc0(t) + Incad0(t) + Bud0(t)$, где:

$IncTot0(t)$ – сводный критериальный показатель средних доходов на душу населения (уровня жизни) в текущем году прогнозного периода.

(13.21) $\lambda_2 = [(IncTot0(T) - IncTot0(0)) / IncTot0(0)]^{1/T} - 1$, где:

λ_2 критериальный показатель среднегодового темпа роста уровня жизни населения в течение прогнозного периода.

(13.22) $ShDiv1(t) = [ShDiv1(T) / ShDiv1(0)]^{1/T} ShDiv1(t-1)$, где:

$ShDiv1(t)$ – доля участия населения в доходах нефтяных компаний в текущем году прогнозного периода;

$ShDiv1(T)$ доля участия населения в доходах нефтяных компаний в последнем году прогнозного периода (дополнительный компонент критерия);

$ShDiv1(0)$ доля участия населения в доходах нефтяных компаний перед началом прогнозного периода.

(13.23) $ShDiv2(t) = [ShDiv2(T) / ShDiv2(0)]^{1/T} ShDiv2(t-1)$, где:

$ShDiv2(t)$ – доля участия территориального бюджета в доходах нефтяных компаний в текущем году прогнозного периода;

$ShDiv2(T)$ доля участия территориального бюджета в доходах нефтяных компаний в последнем году прогнозного периода (дополнительный компонент критерия);

$ShDiv2(0)$ доля участия территориального бюджета в доходах нефтяных компаний перед началом прогнозного периода.

Блок 14. Результирующие прогнозные показатели

14.1. Расчетная численность занятых в народном хозяйстве и неработающего населения

(14.1) $Popcalc1(t) = L(t) \times [\theta_3(t) + \theta_1(t) \times \theta_4(t)] + Pop0(t) \times \theta_2(t)$, где:

$Popcalc1(t)$ – расчетная прогнозная численность занятых в народном хозяйстве в текущем году прогнозного периода.

(14.2) $Popcalc4(t) = Pop0(t) - Popcalc1(t)$, где:

$Popcalc4(t)$ – расчетная прогнозная численность неработающего населения в текущем году прогнозного периода.

14.2. Распределение налоговых поступлений от нефтяной отрасли

(14.3) $TaxFed(i,t) = Tax(i,t) \times \beta(i,t)$, $i = 1 \div 17$,

(14.4) $TaxBonFed(t) = TaxBon(t) \times \beta(bon,t)$,

(14.5) $RenFed(t) = Ren(t) \times \kappa2(t)$,

(14.6) $TaxFed(t) = \sum_{i=1 \div 17} TaxFed(i,t) + TaxBonFed(t) + RenFed(t)$,
 $i = 1 \div 17$, где:

$TaxFed(i,t)$ – поступление налогов в федеральный бюджет в текущем году прогнозного периода (по видам налогов);

$\beta(i,t)$ – доли федерального бюджета по видам налогов;

$TaxBonFed(t)$ – поступление бонусов в федеральный бюджет в текущем году прогнозного периода;

$RenFed(t)$ – поступление экономической ренты в федеральный бюджет в текущем году прогнозного периода (Налоговая схема №3);

$TaxFed(t)$ – общая сумма налоговых поступлений в федеральный бюджет в текущем году прогнозного периода.

(14.7) $TaxReg(i,t) = Tax(i,t) \times (1 - \beta(i,t))$, $i = 1 \div 17$,

(14.8) $TaxBonReg(t) = TaxBon(t) \times (1 - \beta(bon,t))$,

(14.9) $RenReg(t) = Ren(t) \times \kappa3(t)$,

(14.10) $TaxReg(t) = \sum_{i=1 \div 17} TaxReg(i,t) + TaxBonReg(t) + RenReg(t)$,
 $i = 1 \div 17$, где:

$TaxReg(i,t)$ – поступление налогов в территориальный бюджет в текущем году прогнозного периода (по видам налогов);

$TaxBonReg(t)$ – поступление бонусов в территориальный бюджет в текущем году прогнозного периода;

$RenReg(t)$ – поступление экономической ренты в территориальный бюджет в текущем году прогнозного периода (Налоговая схема № 3);

$TaxReg(t)$ – общая сумма налоговых поступлений в территориальный бюджет в текущем году прогнозного периода.

14.3. Расчет суммы местных доходов от нефтяной отрасли

(14.11) $IncReg1(t) = CL(t) + Inc2(t) \times L(t) \times \theta1(t) \times \theta4(t)$, где:

$IncReg1(t)$ – общая сумма прямых денежных доходов населения от материального производства.

(14.12) $IncReg2(t) = Incad0(t) \times Pop0(t)$, где:

$IncReg2(t)$ – общая сумма прочих денежных доходов населения от материального производства.

(14.13) $IncReg3(t) = ShDiv1(t) \times Div(t)$,

(14.14) $IncReg4(t) = ShDiv2(t) \times Div(t)$, где:

$IncReg3(t)$ – общая сумма дивидендов населения от компаний нефтяной отрасли;

$IncReg4(t)$ – общая сумма дивидендов, зачисляемых в территориальный бюджет от компаний нефтяной отрасли.

(14.15) $IncReg5 = [TaxReg(t) + IncReg4(t)] \times (1 - \theta8(t))$, где:

$IncReg5(t)$ – общая сумма доходов территории от прочих отраслей экономики;

$\theta8(t)$ – доля нефтяной отрасли в формировании доходов территории.

(14.16) $IncReg0(t) = IncReg1(t) + IncReg2(t) + IncReg3(t) + IncReg4(t) + TaxReg(t) + IncReg5$, где:

$IncReg0(t)$ – общая сумма доходов территории в текущем году прогнозного периода.

(14.17) $IncRegPur0(t) = IncReg0(t) / (1 + i)^t$, где:

$IncRegPur0(t)$ – общая сумма доходов территории в текущем году прогнозного периода, очищенная от инфляции.

14.4. Сравнение расчетных показателей и нормативов

(14.18) $IncCalc0(t) = IncReg0(t) / Pop0(t)$,

(14.19) $IncCalcPur0(t) = IncCalc0(t) / (1 + i)^t$, где:

$IncCalc0(t)$ – расчетный показатель уровня жизни населения в текущем году прогнозного периода;

$IncCalcPur0(t)$ – расчетный показатель уровня жизни населения в текущем году прогнозного периода, «очищенный» от инфляции.

(14.20) $Prop2(t) = IncCalcPur0(t) / IncTot0(t)$, где:

$Prop2(t)$ – соотношение расчетного и нормативного показателей уровня жизни в текущем году прогнозного периода.

(14.21) $Prop2 = \sum [IncCalcPur0(t) \times Pop0(t)] / \sum [IncTot0(t) \times Pop0(t)]$, $t = 1 \div T$, где:

$Prop2$ – средневзвешенное соотношение расчетного и нормативного показателей уровня жизни за весь прогнозный период.

14.5. Критерии оценки расчетного варианта

(14.22) $Crit1 = IncReg0(t) \times (1 + \omega4)^t$,

(14.23) $Crit2(t) = Prop2(t)$, если $Prop2(t) < 1$,

(14.24) $Crit2(t) = 1 + Prop2(t) / 2$, если $Prop2(t) \Rightarrow 1$,

(14.25) $Crit2 = Prop2$, если $Prop2 < 1$,

(14.26) $Crit2 = 1 + Prop2 / 2$, если $Prop2 \Rightarrow 1$,

(14.27) $\lambda_{calc2} = [(IncCalcPur0(T) - IncTot0(0)) / IncTot0(0)]^{1/T} - 1$,
где:

$Crit1$ – дисконтированная сумма доходов территории за весь прогнозный период;

$\omega4$ – норматив дисконтирования;

$Crit2(t)$ – индекс социального благополучия в текущем году прогнозного периода;

$Crit2$ – средневзвешенный индекс социального благополучия за весь прогнозный период;

λ_{calc2} – расчетный среднегодовой темп роста уровня жизни населения.

7. Принципы построения вариантов прогноза

Разработанная производственно-финансовая модель является инструментом ситуационного прогнозирования. Основной принцип построения прогнозов с помощью модели связан с получением ответа на вопрос: «Что будет, если...?» Например, что будет, если издержки в неф-

тедобыче будут возрастать с тем или иным темпом? Что будет, если средняя продуктивность скважин будет продолжать снижаться? Что будет, если в ту или иную сторону изменится уровень оплаты за реализованную продукцию? И т.д. и т.п. При этом ответ на вопрос интерпретируется в терминах общей социально-экономической динамики региона.

Модель позволяет оценить в агрегированном виде **основные социально-экономические последствия:**

- внутренних тенденций развития нефтегазового сектора (издержек на добычу нефти, естественных условий производства, внедрения новых технологий и пр.);
- изменения конъюнктуры рынка нефти и газа (цен, направлений поставки продукции, уровня оплаты при реализации);
- изменения условий распределения выручки внутри нефтегазового сектора (величины транспортно-коммерческих или транзакционных издержек);
- изменения условий распределения доходов от реализации нефти и газа между предприятиями и государством и между бюджетами различных уровней (налоги);
- изменения макроэкономических пропорций региональной экономики (путем варьирования параметров зависимости экономики региона от нефтегазового сектора – по уровню занятости, доле в формировании доходной части бюджета и доходов населения).

Следует иметь в виду, что модель не предназначена для построения прогнозов развития самого нефтегазового сектора. Предстоящая динамика добычи нефти и газа является экзогенным (задаваемым извне) параметром. С помощью модели можно лишь оценить, насколько реальна заданная динамика добычи нефти при прочих ограничениях. Вариация моделируемых технологических, технико-экономических и финансовых параметров (начиная от простой экстраполяции и кончая заданием тех или иных неинерционных сценариев изменения) позволяет при проведении расчетов получить обобщающую динамическую оценку воздействия нефтегазового сектора на социально-экономическую систему региона.

Указанная обобщающая оценка выражается, прежде всего, в терминах уровня жизни населения. Для сопоставления различных вариантов применяются как абсолютные показатели (сводный среднедушевой доход, общая сумма доходов территории), так и относительные показате-

ли, которые характеризуют каждый вариант прогноза с точки зрения соответствия (приближения) к заданным критериальным параметрам – с помощью «индекса социального благополучия».

Кроме того, модель позволяет оценить, какое влияние на внутреннее положение регионального нефтегазового сектора (и положение региона) оказывают условия распределения доходов. Непосредственным образом можно оценить влияние параметров налогообложения. Косвенным образом можно оценить действия механизмов распределения доходов между предприятиями, находящимися на территории региона и за его пределами (содержательно это можно интерпретировать как распределение доходов между дочерними и головными подразделениями нефтяных компаний).

Следует ясно понимать, что модель не является непосредственным инструментом оперативного и долгосрочного планирования. Это инструмент качественного анализа, который может использоваться для изучения и обобщения знаний о тенденциях развития нефтегазового сектора во взаимосвязи с социально-экономической системой региона, а также для оценки различных прогнозов развития нефтегазового сектора.

8. Примерная методика проведения прогнозных расчетов

Возможности аналитического применения модели довольно широки, соответственно, весьма широк и спектр возможных подходов к проведению прогнозных расчетов. В конечном счете, каждый пользователь сам должен решить, как на практике работать с моделью. При этом важную роль играют уровень профессиональной подготовки пользователя, цели и задачи его работы, а также многие субъективные (личностные) факторы.

Поэтому имеет смысл предложить лишь некоторые, наиболее общие методические рекомендации, которые могут оказаться полезными в процессе ознакомления с моделью и на начальной стадии работы с ней.

Прогнозные расчеты с использованием модели рекомендуется проводить в несколько этапов.

1-й этап. Построение набора базисных прогнозных сценариев

Базисные сценарии могут быть построены на основе экстраполяции сложившихся условий развития нефтегазового сектора и его взаимодействия с социально-экономической системой региона, либо на основе

каких-либо фундаментальных гипотез об изменении данных условий. Во втором случае изначально следует пойти по пути построения прогнозных сценариев с фиксированными во времени параметрами изменения условий и при одинаковых целевых (критериальных) параметрах. Таким образом можно сформировать группу более или менее существенно различающихся в качественном отношении прогнозных сценариев.

2-й этап. Сравнительный анализ базисных сценариев

Сравнительный анализ результатов предварительных расчетов в соответствии с базисными прогнозными сценариями должен проводиться, прежде всего, с точки зрения их соответствия заданным целевым параметрам. В процессе анализа можно выявить меру предпочтительности каждого из сценариев, построить своего рода рейтинг предпочтительности, не связанный с какими-либо прочими условиями и ограничениями.

Другой аспект анализа может быть связан с определением оптимальных (в рамках модельной интерпретации) условий будущего развития с точки зрения региона и нефтегазового сектора. В процессе многовариантных расчетов можно, например, определить (при прочих равных условиях) уровень издержек в нефтедобыче, позволяющий в полной мере реализовать социально-экономические приоритеты. Или, наоборот, выявить желаемый уровень франко-районных цен на продукцию нефтегазового сектора. Можно проанализировать вопросы, связанные с уровнем налогообложения и межбюджетным распределением налогов и т.д.

3-й этап. Оценка возможностей реализации базисных сценариев

Очевидно, что каждый из базисных сценариев требует определенных условий для своей реализации. Исходя из особенностей конструкции модели, следует определить, какие из этих условий можно отразить в модели (непосредственно или косвенно – путем соответствующей интерпретации ограничений и параметров), а какие требуют дополнительного внешнего анализа.

Такого рода анализ позволит более грамотно и точно определить ход дальнейшей работы, связанной с «тонкой» настройкой прогнозных сценариев с динамическим изменением параметров.

4-й этап. Прогнозирование динамических аспектов в рамках базисных сценариев

Этот аспект аналитической работы с моделью наиболее актуален в отношении прогнозных сценариев, существенно отличающихся по своим условиям от исходного состояния нефтегазового сектора и региональной социально-экономической системы.

Переход к новым условиям, помимо всего прочего, требует определенного времени. На данном этапе работы основное внимание следует сосредоточить как раз на анализе динамики перехода от исходного состояния к новым условиям. Самый простой пример касается вопроса об изменении налоговой системы. Модель позволяет принять динамическое решение относительно того, с какого года прогнозного периода перейти к новой системе налогообложения. Соответственно, можно смоделировать степень радикальности или инерционности указанного переходного процесса.

То же самое можно сказать и о других ключевых параметрах функционирования нефтегазового сектора и его взаимодействий с региональной социально-экономической системой. В конечном счете, можно построить динамические варианты прогноза на будущее, учитывающие характеристики исходного состояния, скорость вероятных изменений и параметры конечного состояния.

Перечисленные выше этапы образуют некую разумную последовательность действий, которой, по мнению разработчиков, следует придерживаться, начиная работу с моделью. Но это не является догмой. Конкретное применение модели для решения конкретных задач, выходящих за рамки построения общих прогнозных сценариев, может потребовать иных методических подходов.

9. Интерпретация исходных данных и результатов расчетов

Как и любая другая, модель содержит множество условностей. По мнению разработчиков, она вполне адекватно отражает тенденции реальных процессов, происходящих в нефтегазовом секторе и региональной социально-экономической системе, но отнюдь не копирует их с абсолютной точностью.

По этой причине **следует правильно интерпретировать как результаты выполняемых расчетов, так и те исходные данные, которые используются при составлении прогнозных сценариев.**

В частности, особое внимание следует обратить на соотношение динамических рядов показателей продуктивности скважин и всех видов издержек. Варьирование темпа изменения дебита скважин при различных гипотезах о динамике изменения издержек может, например, служить отражением технологических нововведений в добыче нефти и их стоимости.

Ограничивающие параметры по количеству ежегодно вводимых и восстанавливаемых скважин служат для того, чтобы при проведении расчетов не выйти за пределы более или менее разумных гипотез о возможной динамике основных фондов.

Схема расчетов в модели организована таким образом, что позволяет сгладить динамику производственных инвестиций. При этом динамика физических показателей ввода основных фондов (скважин) может иметь несколько скачкообразный характер (напоминать «гребенку»). Следует иметь в виду, что капитальные вложения распределяются поровну между годом ввода скважины и предшествующим годом. Фактически такой подход отражает инвестиционный лаг длительностью от полугода до полутора лет, в зависимости от предположения о дате ввода скважины (в начале или в конце года).

Варьирование финансовых параметров (ставки процента, нормы дохода на инвестиции) не только необходимо для оценки эффективности функционирования нефтегазового сектора, но и позволяет смоделировать изменение «цены» капитала – тех издержек, с которыми связано привлечение внешних источников инвестиций.

Регулирующий параметр *«Доля инвестиций, оплаченных за счет собственных средств предприятий»* не столько играет роль какого-то ограничителя, сколько служит для отражения ситуации, складывающейся на рынке капитала. Он показывает, в какой мере нефтегазовый сектор региона может «рассчитывать» на внешние источники финансирования инвестиций.

Варьирование норматива распределяемого дохода позволяет отразить различные гипотезы об использовании чистого дохода нефтегазового сектора (его капитализацию или «проедание») и их последствия.

Определенный и несколько условный смысл имеют критериальные показатели модели. Их расчетная динамика отражает, прежде всего, сравнительную социально-экономическую эффективность прогнозных сценариев. На основе значений критериальных показателей нельзя буквально судить о степени социально-экономического благополучия региона при условии реализации того или иного сценария, а можно лишь сделать выводы о характере общих тенденций развития.

В заключение хотелось бы отметить, что на данном этапе исследований мы затрагиваем лишь *макроэкономический уровень* воздействия на экономику региона. В то же время значительный практический интерес представляет *муниципальный уровень* воздействия (в частности,

вопросы исследования дифференциации воздействий на социально-экономические системы различных городов и районов – нефтедобывающих, сельских, районов проживания коренных народов Севера и т.п.). Это, безусловно, является важным аспектом управления социально-экономической системой региона. Данный аспект проблемы требует дальнейшей методической проработки и информационной подготовки.

Литература

1. **Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Шмат В.В.** Методический подход к обоснованию устойчивости стратегии социально-экономического развития сырьевых территорий// Регион: экономика и социология. 1997. № 2. – С. 14–42.
2. **Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Шмат В.В.** Особенности системы социальной защиты населения нефтегазодобывающих территорий// Анализ и моделирование экономических процессов переходного периода в России. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1997. – С. 4–32.
3. **Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Токарев А.Н., Шмат В.В.** Функционирование нефтегазового сектора в условиях перехода территорий к принципам устойчивого социально-экономического развития (на примере Ямало-Ненецкого автономного округа). Препринт. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1996.
4. **Крюков В., Севастьянова А., Шмат В.** Информационная модель оценки влияния развития регионального нефтегазового сектора на формирование финансовых ресурсов ХМАО. – [Http://www.hmao.wsnet.ru/raznoe/seminar](http://www.hmao.wsnet.ru/raznoe/seminar).

Владимир ШМАТ

***Oil&Socio* – ПРОГРАММНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ФИНАНСОВОЙ МОДЕЛИ РЕГИОНАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА**



Производственно-финансовая модель регионального нефтегазового сектора (ПФМ), как об этом было сказано в предыдущей статье, «материализована» в виде системы взаимосвязанных электронных таблиц формата *MS Excel'97*.

Названный программно-вычислительный комплекс на сегодняшний день является одним из наиболее мощных и удобных инструментов для построения моделей, подобных ПФМ. Однако Excel, если широко использовать его «глубинные» возможности и отказаться от применения простейших шаблонов (предназначенных для работы в «офисном» режиме), представляет собой довольно сложный программный продукт. Для работы с ним от пользователя требуются определенные специальные знания и навыки.

Нужно также учесть, что ПФМ является довольно громоздкой конструкцией, включающей около 900 расчетных позиций (строк электронной таблицы) и более чем 150 варьируемых исходных параметров. При такой размерности задача становится почти необозримой, особенно, для неподготовленного пользователя. Для того чтобы научиться работать с моделью – строить прогнозы и оформлять результаты расчетов – нужно немало времени.

Все это объективно ограничивает возможности практического применения ПФМ в ее «первозданном» виде, поскольку большинство потенциальных пользователей не имеют требуемой подготовки и достаточно свободного времени для того, чтобы «освоить» данный аналитический инструментарий¹. Названные обстоятельства подтолкнули авторов модели к мысли о необходимости построения специальной интерфейсной среды, предназначенной для облегчения работы с ПФМ, придания этому процессу в некоторой степени комфортного характера. В результате было разработано специальное программное приложение *Oil&Socio*².

1. Общая характеристика программного приложения *Oil&Socio*

Приложение *Oil&Socio* создано с использованием компилятора *MS Visual Basic 6.0* и обладает всеми неизменными атрибутами типичного *Windows*-приложения, включая средства управления программой (командное меню стандартного вида и панели инструментов) и электронное

справочное руководство. Последнее содержит не только сведения о порядке работы с ПФМ с использованием приложения *Oil&Socio*, но и весьма подробное описание самой модели.

Будучи разработанным для использования в среде *MS Windows'95/98*, приложение *Oil&Socio* интегрирует в процессе работы с моделью интерфейсную програм-



Рис. 1. Splash-заставка приложения *Oil&Socio*

¹ К числу потенциальных пользователей модели ее разработчики, в первую очередь, относят специалистов и руководителей региональных органов власти. Например, большой интерес ПФМ вызвала у представителей администрации ХМАО, которые уже при первом знакомстве с ПФМ указали на трудность работы с данным инструментарием и рекомендовали разработать удобные средства «общения» с моделью.

² Разработка приложения *Oil&Socio* была выполнена в рамках договора с администрацией ХМАО. Со стороны заказчика работу курировали зам. главы окружной администрации В.И. Карасев и руководитель департамента информационных ресурсов Н.Р. Маслова.

му, программу для выполнения расчетов (MS Excel'97) и программу для формирования отчетов о полученных результатах (MS Word'97).

Интерфейсная компонента приложения *Oil&Socio* предназначена для выполнения всего спектра технических (служебных) операций, связанных с вводом-выводом информации и проведением прогнозных расчетов на базе ПФМ. Иными словами приложение позволяет:

- вводить на время текущего сеанса работы все исходные данные, необходимые для проведения расчетов;
- вносить коррективы и изменения в систему исходных данных, постоянно хранящихся на жестком диске компьютера;
- выводить на экран результаты проведенных расчетов в табличном и графическом виде (в заданной структуре показателей и диаграмм) по трем вариантам прогноза;
- выводить на печать отчеты (в заданной структуре) с результатами расчетов (в таблицах и диаграммах);
- сохранять отчеты на жестком диске в текстовом формате *.RTF (совместимом с MS Word) и формате *.XLS (электронной таблицы MS Excel'97);
- просматривать, редактировать и выводить на печать ранее сохраненные отчеты в формате *.RTF.

Перечисленный набор функций вполне достаточен для оперативной работы с ПФМ при проведении прогнозных расчетов, качественного визуального представления полученных результатов, а также «внедрения» табличных и графических материалов с результатами расчетов в любую документацию, подготавливаемую с использованием пакета программ MS Office'97.

Для реализации перечисленных выше интерфейсных функций программа *Oil&Socio* устроена как многооконное Windows-приложение, которое содержит:

- экранные формы для ввода исходных данных в рабочие файлы модели (при этом прямой ввод данных через Excel полностью исключен);
- специальные экранные формы для вывода результатов расчетов в табличном и графическом виде;
- простейший встроенный текстовый процессор, который может быть использован для просмотра, редактирования и печати файлов-отчетов в формате *.RTF;

- средства работы с массивами исходных данных (их корректировки и обновления);
- средства для резервного копирования рабочих файлов и их просмотра в окне Excel;
- средства настройки параметров программы (в частности, защищенного доступа к приложению и рабочим файлам).

Многооконный принцип организации *Oil&Socio* позволяет совместить некоторые процедуры работы с ПФМ, одновременно открывать для просмотра и редактирования несколько файлов-отчетов, сравнивать ранее полученные результаты с текущими, что значительно сокращает время, необходимое для проведения расчетов и обработки их результатов.

В *Oil&Socio* использованы стандартные визуальные средства управления в форме командного меню и панелей инструментов с кнопками быстрого доступа, благодаря чему приложение имеет внешний вид, привычный для большинства мало-мальски подготовленных пользователей, которые работают на персональных компьютерах с операционными системами Windows'95/98.

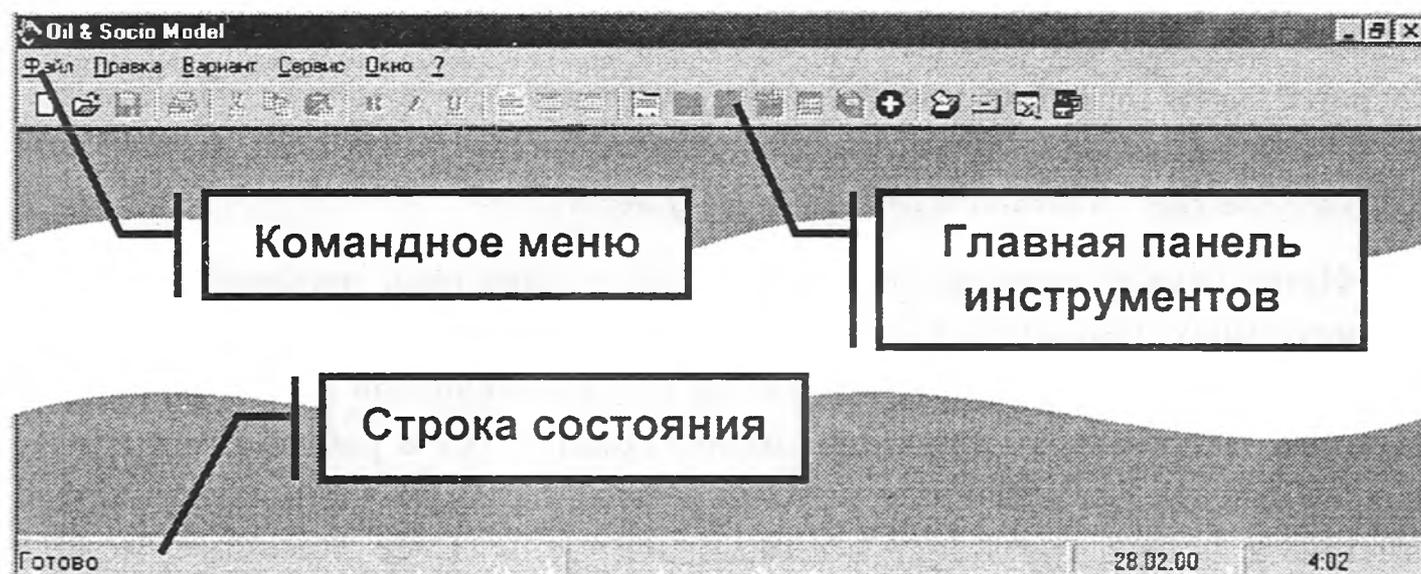
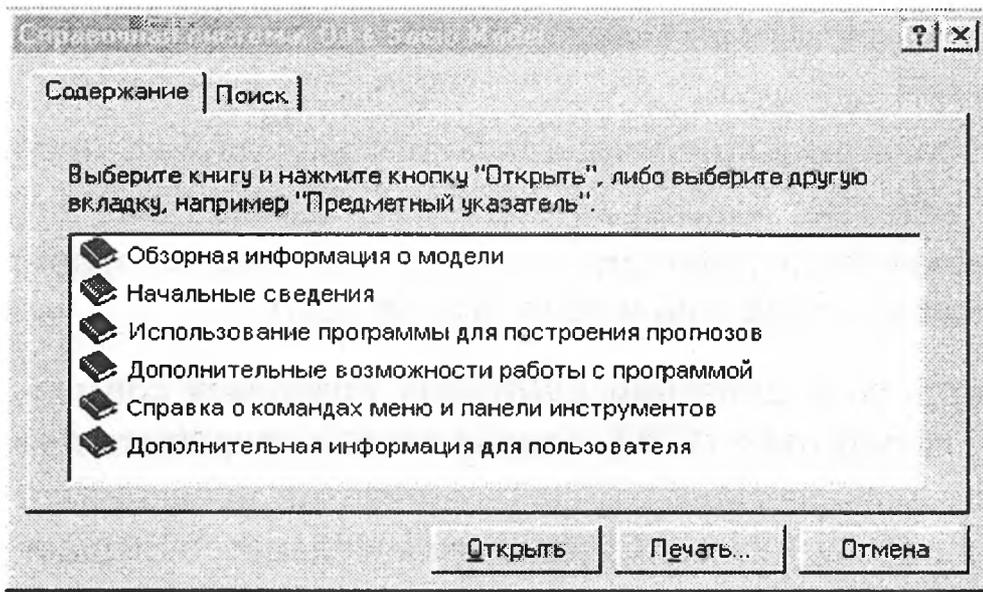


Рис. 2. Общий вид главного окна приложения *Oil&Socio*

Программа *Oil&Socio* снабжена контекстной справочной системой, сформированной в соответствии со стандартными требованиями, которые предъявляются к Windows-приложениям. Вызов справки осуществляется с помощью команд меню («?», «Вызов справки») либо обычной клавиши быстрого доступа F1. Справочная система имеет многоуровневую структуру, при которой возможен быстрый просмотр оглавления с целью выбора нужного раздела или справочной статьи. При нажатии



клавиши быстрого доступа (F1) сразу открывается справочная статья, которая соответствует активной экранной форме приложения. В общей сложности справочная система *Oil&Socio* содержит более 70 статей.

Рис. 3. Вид окна содержания справочной системы

2. Программные процедуры прогнозирования

2.1. Основные сведения о формах для ввода исходных данных

В приложении *Oil&Socio* основной рабочей формой для ввода исходных данных при построении прогнозов является форма «Вариант». Вызвать ее на экран монитора можно с помощью команды «Задать вариант» из меню «Вариант» или кнопки быстрого доступа на панели инструментов главного окна программы (рис. 4).

Используя форму «Вариант», можно задать весь необходимый набор исходных данных для проведения расчетов. Однако при этом значительная часть данных будет загружена «по умолчанию» из тех информационных массивов, которые постоянно содержатся в рабочих электронных таблицах. Возможности варьирования исходных данных непосредственно в форме «Вариант» весьма ограничены. С ее помощью можно варьировать лишь ключевые параметры модели:

- значение первичного критериального показателя (норматива оплаты труда в нефтегазовой отрасли);
- уровень прогнозируемого среднегодового темпа изменения численности населения;
- динамику цен и транспортно-коммерческих (транзакционных) издержек;
- схему налогообложения;

- схему погашения неплатежей;
- основные финансовые параметры (учет инфляции, состав источников финансирования инвестиций).

Oil & Socio Model

Файл Правка Вариант Сервис Окно ?

Вариант 1

Налоговая схема

- Действующая схема
- Проект Налогового кодекса
- Альтернативная схема

Дополнительно

Неплатежи

- Списание неплатежей
- Реструктурирование неплатежей

Дополнительно

Финансовые параметры

- Учесть инфляцию
- Внешние источники инвестиций
 - Фондовый рынок
 - Кредитный рынок

Дополнительно

Комментарий

Социальный критерий

- Не использовать среднегодовой темп роста численности населения

Значение, в процентах: (%)

Целевой ориентир для расчета своего показателя уровня жизни населения, дол. в год на человека

Год 0: Год 10: Дополнительно

Параметры рынка

Рыночные цены, дол. / т

Рынки	Год 0	Год 1	Год 2	Год 3	Год 4	Год 5	Год 6	Год 7	Год 8	Год 9	Год 10
Внутренний	50	60	70	80	90	90	90	90	90	90	90
Внешний	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200

Транспортные и коммерческие издержки, дол. / т

Рынки	Год 0	Год 1	Год 2	Год 3	Год 4	Год 5	Год 6	Год 7	Год 8	Год 9	Год 10
Внутренний	15	15	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Внешний	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Примечание: расчеты финансово-экономических показателей выполняются в ценах "франко-район"

По умолчанию Дополнительно

Резолюция:

Принять Вычислить Показать

Перейти Очистить

Отчет Выход

Готово 28.02.00 4:02

Рис. 4. Общий вид экранной формы «Вариант» приложения Oil&Socio

При проведении прогнозных расчетов работой с формой «Вариант» можно ограничиться лишь на стадии построения базисных сценариев. Для более глубокого и детального варьирования параметров при проведении расчетов необходимо подключить **дополнительные (управляющие) формы** для ввода исходных данных (рис. 5). Эти формы непосредственно связаны с информационными и расчетными блоками рабочих электронных таблиц. Средства для вызова всех существующих дополнительных форм находятся в окне формы «Вариант».

Дополнительные формы для ввода исходных данных содержат **альтернативные и опционные переключатели**, регулирующие способ ввода данных и способ представления соответствующих параметров в модели, **текстовые ячейки ввода и ячейки просмотра значений** зависимых параметров, а также **управляющие секторы**.

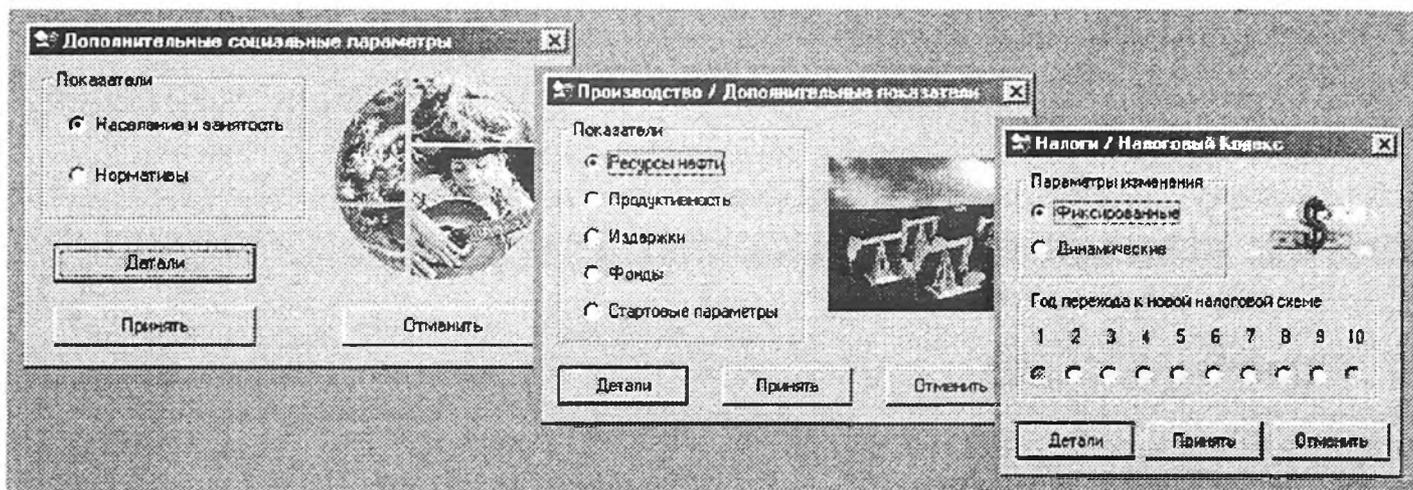


Рис. 5. Образцы некоторых дополнительных (управляющих) форм для ввода исходных данных

Таким образом, процедура формирования массива исходных данных для проведения расчетов имеет иерархический характер. Сначала вводятся (устанавливаются) значения наиболее общих или часто варьируемых параметров. Затем с помощью дополнительных управляющих форм открывается какой-либо один раздел системы исходных данных для более детального изменения требуемых параметров модели и устанавливается порядок выполняемых изменений. Иерархизация процедуры ввода данных освобождает пользователя от необходимости «обозревать» всю совокупность параметров модели, позволяет значительную часть исходных данных вводить «по умолчанию» и сосредоточить внимание на тех показателях, которые представляют наибольший интерес при построении конкретного варианта прогноза.

2.2. Работа начинается с задания Варианта

Работа по составлению прогнозного сценария начинается с задания **варианта прогноза**. Выполнить эту процедуру можно с помощью команд меню или управляющих кнопок на панели инструментов главного окна. При этом открывается окно формы «Вариант», текущему варианту прогноза присваивается внутренний идентификационный номер (1, 2 или 3), программа приходит в состояние готовности для ввода исходных данных.

Заданный идентификационный номер варианта поддерживается в течение всего времени работы, пока существуют свободные (незанятые номера). Окончив работу с текущим вариантом можно перейти к следующему Варианту с наименьшим свободным номером. Программа становится готовой к переходу к новому варианту только после выпол-

нения итеративных расчетов и просмотра результатов текущего варианта. До этого момента времени командные средства перехода находятся в недоступном состоянии.

Для нормальной работы приложения *Oil&Socio* необходимо придерживаться определенного порядка ввода исходных данных. В первую очередь должны использоваться те возможности для ввода данных, которые предоставлены формой «Вариант». Значения исходных данных можно вводить непосредственно в текстовые ячейки формы, либо подгружать «по умолчанию» из рабочих электронных таблиц. Данные, загруженные по умолчанию можно отредактировать в ячейках ввода. Для ввода параметрических данных необходимо активизировать и установить в требуемом положении переключатели, находящиеся в окне формы «Вариант».

Провести цикл расчетов и активизировать экранные формы просмотра результатов можно только при условии задания полного набора исходных данных, когда все переключатели установлены, а ячейки ввода в окне формы «Вариант» заполнены числовыми значениями, отличными от нуля. После заполнения формы «Вариант» можно поочередно вызвать дополнительные формы для ввода исходных данных (если это требуется для построения прогнозного сценария).

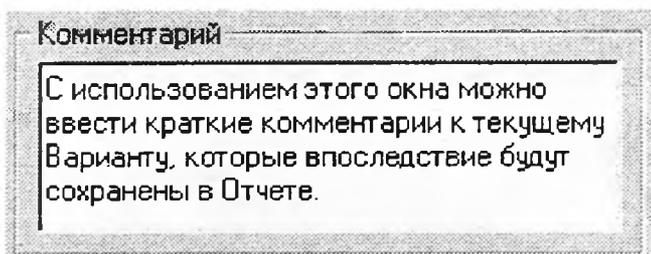


Рис. 6. Внешний вид окна «Комментарий» формы «Вариант»

Форма «Вариант» содержит текстовое окно «Комментарий», с помощью которого в режиме обычного клавиатурного ввода можно составить заметки о текущем Варианте. Комментарий сохраняется во временном файле на жестком диске. Составленный комментарий может быть

впоследствии включен в отчет о результатах выполненных расчетов.

2.3. Проведение итеративных расчетов, вывод результатов, составление отчета

Запуск расчетной процедуры осуществляется с помощью средств управления (командных кнопок), находящихся в окне формы «Вариант» или на панели инструментов главного окна. Указанные средства активизируются (становятся доступными) после окончательного ввода исходных данных.

С целью сокращения числа пассивных операций, совершаемых без участия пользователя, процедура вычислений совмещена с процессом подготовки экранных форм просмотра результатов, происходящего в фоновом режиме. Таблицы и диаграммы с результатами записываются во временные файлы на жесткий диск. Поэтому реальная продолжительность процедуры зависит не столько от мощности процессора ПК, сколько от скорости работы дисковых устройств.

Средства управления, используемые для просмотра полученных результатов, активизируются сразу же после завершения процедуры вычислений (и подготовки экранных форм). Формы просмотра результатов включают показатели всех Вариантов, заданных и рассчитанных к моменту вывода указанных форм на экран монитора (рис. 6).



Рис. 7. Образцы табличных и графических экранных форм для вывода результатов расчетов

Разработанный порядок действий позволяет последовательно просматривать и анализировать результаты прогнозных расчетов «накопленным итогом», не дожидаясь окончания обработки всего возможного набора вариантов (в текущей версии *Oil&Socio* максимальное число вариантов равно трем).

Благодаря использованию Word в качестве средства для создания экранных форм просмотра, эти формы имеют вид, максимально приближенный к печатным формам вывода результатов.

После просмотра результатов активизируются программные средства составления отчета и перехода к следующему Варианту. Для составления отчета необходимо завершить полный цикл обработки (задания, вычислений и просмотра результатов) хотя бы одного варианта прогноза.

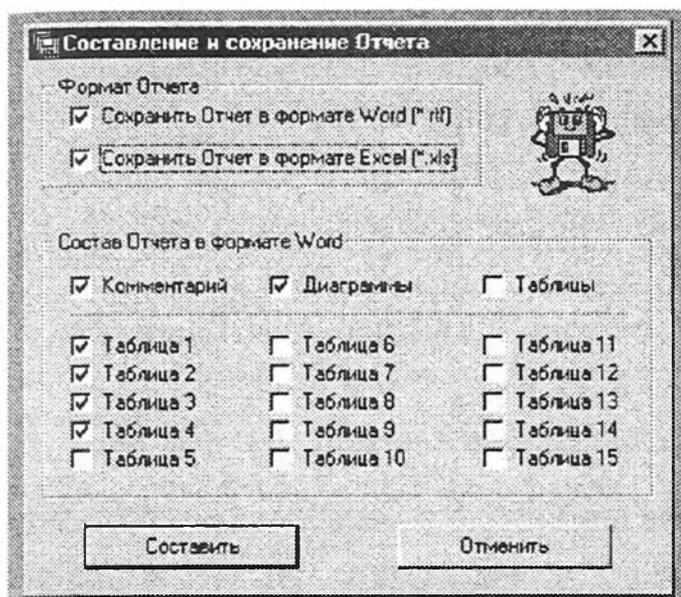


Рис.8. Внешний вид управляющей формы для составления отчета

Из формы «Вариант» или с помощью кнопки быстрого доступа панели инструментов главного окна на экран вызывается форма «Составление и сохранение Отчета», которая предназначена для того, чтобы выбрать тип отчета и сформировать его состав (комментарии, диаграммы, таблицы). Как уже отмечалось выше, отчеты сохраняются в файловых форматах *.RTF и *.XLS. Отчет в формате *.RTF в полном составе (комментарии, диаграммы и таблицы) занимает на

диске более 1300 КБ, отчет в формате *.XLS занимает примерно 430 КБ.

Полная версия отчета (равно как и экранная форма для вывода результатов расчетов) включает 15 таблиц для каждого варианта прогноза. Ниже приведен перечень указанных таблиц.

1. Численность и занятость населения.
2. Сводные показатели доходов территории (региона).
3. Сводные показатели доходов и уровня жизни населения.
4. Критерии оценки расчетного варианта.
5. Производственные показатели нефтегазового сектора.
6. Экономические показатели нефтегазового сектора.
7. Налоги, не зависящие от прибыли и специальные налоги.
8. Финансовые показатели нефтегазового сектора.
9. Показатели использования финансовых ресурсов.
10. Финансирование инвестиций.
11. Движение заемного и фиктивного (акционерного) капитала.
12. Динамика стоимости активов (на конец года).
13. Динамика реальной заработной платы.
14. Налоговые поступления.
15. Динамика прочих доходов.

Графическое представление результатов расчетов для вывода на экран и составления отчета включает 9 диаграмм с показателями всех трех вариантов прогноза. Состав диаграмм приведен ниже.

1. Динамика индекса социального благополучия.
2. Динамика показателя уровня жизни населения.
3. Дисконтированная сумма доходов территории.
4. Динамика налоговых поступлений в бюджет территории.
5. Состав доходов территории (в сумме за 10 лет).
6. Динамика и межбюджетное распределение налогов.
7. Динамика финансовых доходов нефтегазового сектора (после уплаты налогов).
8. Использование финансовых доходов нефтегазового сектора (в сумме за 10 лет).
9. Налоги и чистая прибыль производителей в цене 1 т нефти.

Процедура составления Отчета не является обязательной (с точки зрения функционирования программы), а выполняется по желанию пользователя.

2.4. Работа с системой исходных данных

Для работы с системой исходных данных (просмотра, корректировки) в приложении *Oil&Socio* существуют специальные экранные формы, подготовка и загрузка которых осуществляется с помощью командного меню или кнопки быстрого доступа на панели инструментов.

При этом в главном окне программы открывается двухуровневая **панель инструментов работы с данными**, которая предназначена для вызова тематических разделов системы исходных данных («Производство», «Экономика», «Финансы», «Налоги», «Регион» – при нажатии на соответствующую кнопку). При работе с данными на экран выводится только одна форма для ввода исходных данных (рис. 9). Одновременный вызов нескольких форм невозможен.

Процедура корректировки данных в открытых формах аналогична процедуре ввода данных при работе с прогнозными сценариями. Единственное принципиальное отличие состоит в том, что при работе с данными существует возможность изменения только базисных (фиксированных) значений нормативов и параметров, используемых в модели. Прежде всего это обусловлено особенностями конструкции рабочих файлов модели, которые должны быть пригодны для вычислений как с фиксированными, так и динамическими параметрами. Другая причина

связана с требованиями безопасности – необходимостью минимизации негативных последствий от вероятных ошибок ввода данных.

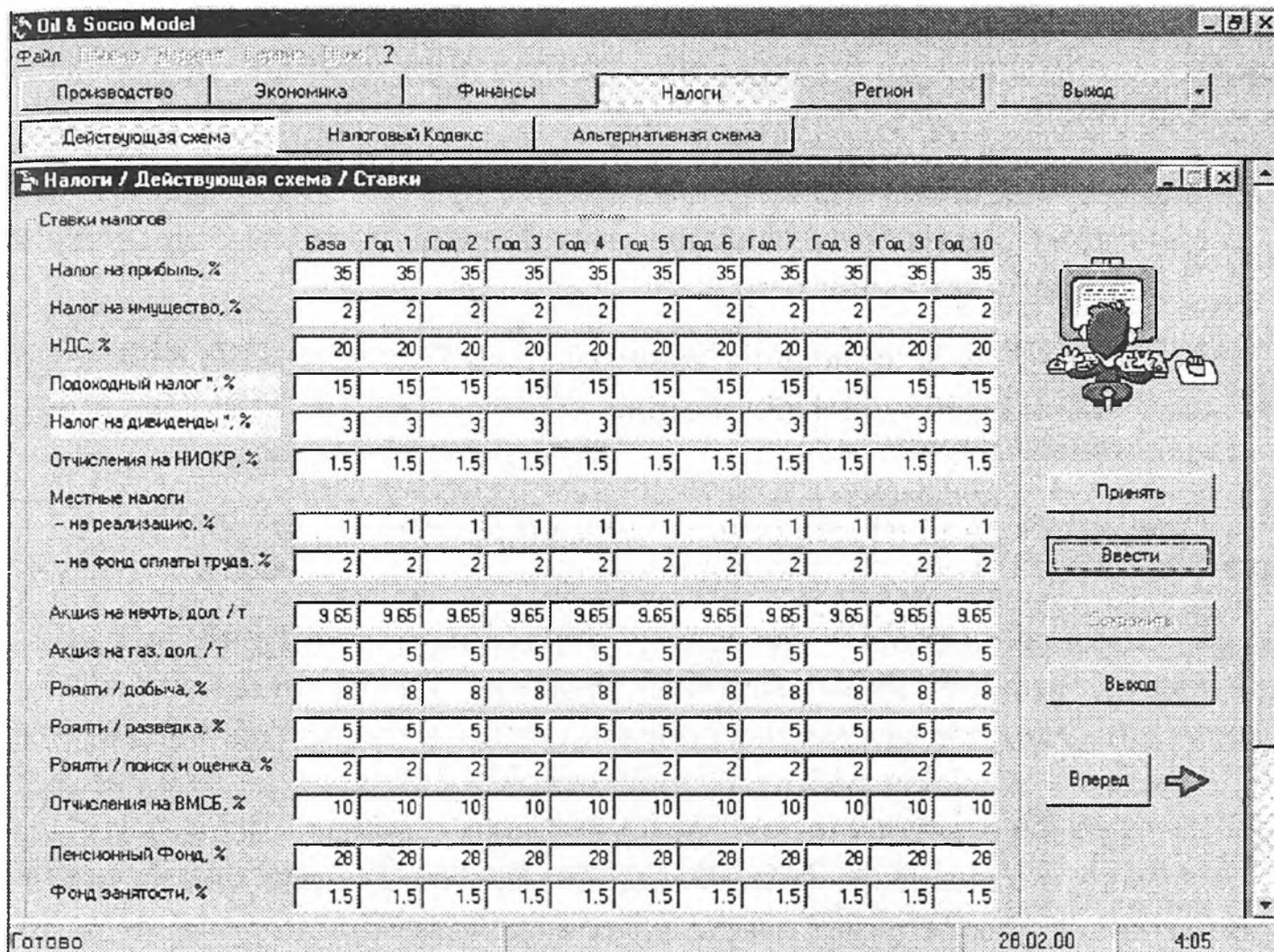


Рис. 9. Образец экранной формы для работы с системой данных (раздел «Налоги – Действующая схема – Ставки»)

Работа с данными включает три операции: ввод, акцептирование, сохранение. Промежуточная процедура акцептирования внесенных изменений («Принять») предусмотрена для выполнения контрольных функций по предотвращению технических ошибок, например, ввода недопустимых (отрицательных или нулевых) значений переменных. Сохранение системы исходных данных возможно только в том случае, если программа не обнаруживает ошибок. Выполнять процедуру сохранения при работе с каждой отдельной формой необязательно. Сохранить обновленный рабочий файл модели можно при завершении работы с данными.

2.5. Служебные и вспомогательные операции

Для удобства работы с моделью в приложении *Oil&Socio* предусмотрена возможность выполнения ряда служебных и вспомогательных операций.

В процессе работы с прогнозными сценариями может возникнуть необходимость отмены введенных изменений в систему исходных данных и возврата к первоначальным значениям параметров. Это можно сделать с помощью **процедуры восстановления данных**, при выполнении которой:

- удаляются все временно введенные данные;
- к работе вновь подготавливаются данные, постоянно хранящиеся в рабочих файлах модели;
- восстанавливаются («очищаются» от результатов прежних расчетов) файлы, которые служат для подготовки экранных форм, демонстрирующих результаты расчетов.

Процедура восстановления данных автоматически происходит и при перезагрузке рабочих файлов модели.

Следующая операция – **создание страховых копий рабочих файлов** – является одной из мер безопасности, предусмотренных при работе с моделью. Эту процедуру целесообразно выполнять, по крайней мере, в тех случаях, когда при работе с прогнозными сценариями предвидятся значительные изменения в массиве исходных данных. Если в работе программного комплекса (*Oil&Socio*, Excel, Word) произойдет какой-либо сбой, то потребуются закрыть все открытые приложения и загруженные рабочие файлы. При «ручном» выполнении этой процедуры существует некоторая вероятность, что измененные рабочие файлы будут сохранены, что равносильно их повреждению. Восстановить рабочие файлы можно, если имеются ранее сохраненные страховые копии.

Создание страховых копий автоматически предлагается программой в начале каждого цикла работы с данными (поэтому перед тем, как приступить к работе с данными, нет необходимости специально выполнять процедуру создания страховых копий рабочих файлов).

В некоторых случаях (например, для изучения структуры модели и при необходимости внесения правок) может оказаться полезным **непосредственный доступ к рабочим файлам модели** в окне Excel. Рабочие файлы модели защищены паролями, поэтому легальным образом открыть их с разрешением записи можно только из программы *Oil&Socio*. Указанные файлы можно открыть только для просмотра (без права записи) или для просмотра и редактирования (с правом записи). Приложение *Oil&Socio* содержит необходимые средства управления доступом к файлам – элементы защиты и команды вызова.

В *Oil&Socio* предусмотрена возможность выполнения стандартной функции установки (изменения) параметров программы – расположения файлов и параметров безопасности.

С помощью опций на закладке «Расположение» устанавливается расположение папок для сохранения отчетов и страховых копий рабочих файлов модели. В окне выбора устройств и директорий можно создать новую папку с помещением ее в текущую (выделенную) директорию.

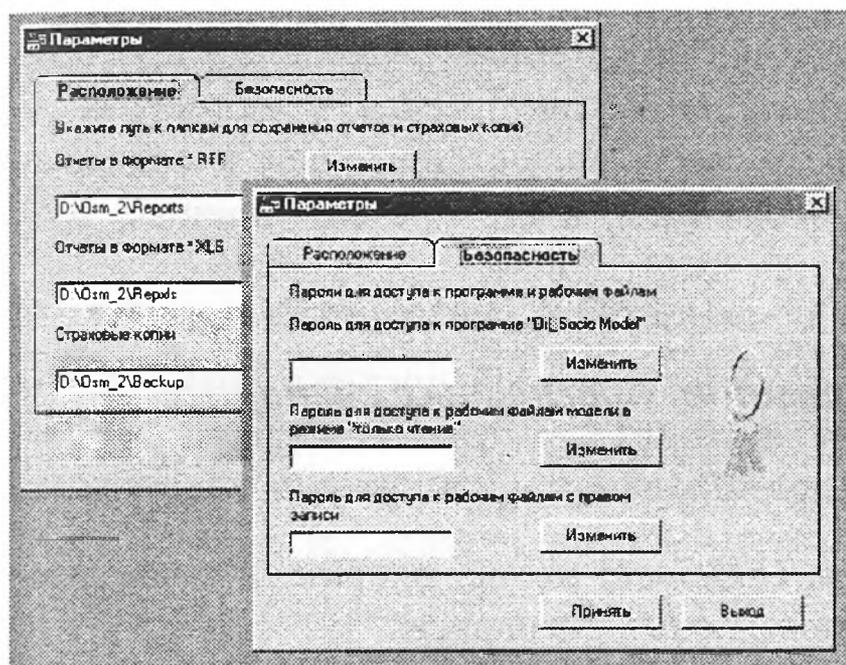


Рис. 10. Внешний вид окна параметров программы с закладками «Расположение» и «Безопасность»

Для изменения параметров безопасности используется закладка «Безопасность». К числу элементов безопасности программы относятся пароли: входной (для вызова программы); разрешения просмотра рабочих файлов; разрешения записи рабочих файлов.

В целом же процедуры изменения параметров программы (расположения папок и установки паролей) выполняются по аналогии с любой офисной программой.

3. Пример использования прогнозно-аналитических возможностей приложения *Oil&Socio*

Прогнозно-аналитический потенциал приложения *Oil&Socio* целиком и полностью определяется, с одной стороны, конструкцией и особенностями постановки исходной ПФМ; а с другой – теми средствами управления параметрами модели, которые заложены в самом приложении. Выше уже отмечалось, что модель содержит более 150-и входных параметров, которые, несмотря на принятые допущения, условности и погрешности, охватывают практически все основные группы вероятных факторов, воздействующих на процесс функционирования нефтегазового сектора. А управление всеми этими параметрами передано приложению *Oil&Socio*.

Таким образом, представляется, что приложение *Oil&Socio* обладает весьма широкими прогнозно-аналитическими возможностями, позволяющими, во-первых, качественно и количественно оценить сотни вероятных сценариев развития регионального нефтегазового сектора в его взаимосвязи с динамикой важнейших социально-экономических показателей, а во-вторых, представить эти оценки в более или менее наглядном виде.

В рамках небольшой статьи практически нереально в деталях рассмотреть все аспекты использования приложения *Oil&Socio* в прогнозно-аналитических исследованиях. Поэтому автор счел целесообразным остановиться только на одном примере, иллюстрирующем и содержательную сторону работы с приложением, и его презентационные возможности.

3.1. Принципы формирования прогнозных сценариев (вариантов)

При работе с приложением *Oil&Socio* можно опираться на различные принципы формирования прогнозных сценариев.

Самый очевидный принцип предполагает построение сценариев с учетом инерционных тенденций в развитии нефтегазового сектора и имитацией различных мер, направленных на изменение этих тенденций. Другой подход может быть связан с построением различных сценариев, отражающих вероятные изменения внешних условий функционирования нефтегазового сектора и развития социально-экономической системы региона. Следующий принцип предполагает построение прогнозных сценариев для анализа «чистых» тенденций и взаимозависимостей между функционированием нефтегазового сектора и региональной социально-экономической системой. При этом до некоторой степени можно проигнорировать действующие тенденции, а внешние условия рассматривать как фиксированные (неизменные для всех вариантов прогноза). С аналитической точки зрения такой принцип работы с моделью представляется наиболее интересным, так как с большей точностью позволяет «вскрыть» внутренние механизмы развития.

Демонстрационные расчеты с использованием модели *Oil&Socio* выполнены на основе комбинации перечисленных принципов. При проведении расчетов ставилась задача оценить влияние трех факторов.

- 1) меры «участия» нефтегазового сектора в формировании бюджетных доходов территории;
- 2) динамики цен внутреннего рынка на углеводороды;
- 3) принципов налогообложения и межбюджетного распределения налогов.

Первый из этих факторов характеризует место нефтегазового сектора в системе региональной экономики и общие тенденции ее развития. *Второй фактор* относится к числу внешних экономических условий функционирования нефтегазового сектора. *Третий фактор* отражает особенности институциональной среды, в рамках которой происходит развитие производственной и финансово-экономической подсистем региона.

Вариант 1 прогноза был сформирован исходя из предположения о постепенном уменьшении доли нефтегазового сектора в структуре бюджетных доходов региона. Эта гипотеза соответствует одному из основополагающих принципов устойчивого социально-экономического развития сырьевой территории, который заключается в диверсификации экономики и (таким образом) расширении доходной базы.

Вариант 2 построен на основе гипотезы о постепенном повышении внутренних цен на нефть и их выравнивании с экспортными ценами. При этом подразумеваются не цены конечной реализации на рынке потребителя, а «франко-районные» цены, исчисляемые с учетом транзакционных издержек. Указанное предположение отражает одну из объективно назревших тенденций в развитии нефтегазового сектора (да и всей российской экономики), связанную с изменением принципов формирования цен на углеводородные ресурсы – с учетом «цивилизованных» рыночных норм.

Вариант 3 сценарного прогноза предполагает переход к новой системе налогообложения в нефтегазовом секторе (начиная с 3-го года прогнозного периода), соответствующей основным положениям проекта Налогового кодекса. Реформа налогообложения в нефтегазовом секторе назрела столь же давно и с такой же необходимостью, как и ценовая. И добывающие предприятия, и сырьевые территории заинтересованы в серьезном изменении налогового режима – ослаблении фискального давления и перераспределении рентных доходов от освоения ресурсов нефти и газа.

Таким образом, подготовленные варианты соответствуют качественно различающимся ситуациям с однофакторным изменением условий функционирования нефтегазового сектора и распределения рентных доходов – по всем прочим параметрам они имеют одинаковые характеристики (табл. 1)³.

Таблица 1

Различающиеся параметры заданных вариантов прогноза

	Доля нефтегазового сектора в доходах регионального бюджета, %	«Франко-районные» цены на нефть при продаже на внутреннем рынке, дол./т	Налоговая схема
Вариант 1	Снижение с 70 до 30	30	Действующая
Вариант 2	70	Рост с 30 до 70	Действующая
Вариант 3	70	30	Налоговый кодекс

В каждом из вариантов прогноза присутствует элемент инерционности, выражающийся в постепенном изменении регулирующих параметров (доли нефтегазового сектора в доходах региона, ценовых показателей) либо в переходе к новым условиям в течение прогнозного периода, а не с 1-го года (при введении новой налоговой системы). Автор умышленно отказался от оценки некоего «базисного» варианта, экстраполирующего все современные условия функционирования нефтегазового сектора, поскольку «неконкурентоспособность» такого варианта по сравнению с любым сценарием, предполагающим какие-либо позитивные изменения, вполне очевидна. Это тем более оправданно, так как система критериальных показателей ПФМ позволяет напрямую сопоставлять варианты прогноза, не прибегая к фиксированной базе сравнения.

3.2. Краткий анализ результатов расчетов

Выполненные расчеты показали, что все заданные варианты прогноза не столь существенно отличаются друг от друга по средневзве-

³ Демонстрационные варианты в целом сформированы на основе условной информации, максимально приближенной по своим характеристикам к социально-экономическим показателям и показателям развития нефтегазового сектора Ханты-Мансийского автономного округа.

шенным значениям критериальных показателей (особенно варианты 2 и 3 – см. табл. 2). Для всех вариантов характерна выпуклая кверху динамика «индекса социального благополучия» – рост, сменяющийся падением (рис. 11)⁴. По-видимому, это свидетельствует о принципиальной невозможности равномерного повышения уровня жизни в регионе на протяжении 10-летнего периода времени при ориентации на некоторый единственный фактор роста. Выпуклость динамики в значительной степени объясняется и тем, что во всех вариантах задана одинаковая схема реструктурирования неплатежей, основной эффект от которого приходится на 2–5-й годы прогнозного периода.

Таблица 2

Значения основных критериальных показателей по вариантам прогноза

	Средневзвешенное значение «индекса социального благополучия»	Среднегодовой темп роста уровня жизни, %
Вариант 1	0,898	13
Вариант 2	0,849	12
Вариант 3	0,846	10

Наиболее любопытна динамика «индекса социального благополучия» в 3-м варианте прогноза, отличающаяся самым высоким подъемом в первые годы после введения новой налоговой схемы, но и самым быстрым падением к концу прогнозного периода. Это означает, что позитивный социально-экономический эффект от перехода к новой системе налогообложения может оказаться весьма краткосрочным, если указанную меру рассматривать только в контексте перераспределения экономической ренты. Налоговая реформа призвана стимулировать развитие производства в нефтегазовом секторе. Следовательно, варианты прогноза, предполагающие изменение системы налогообложения, должны сочетаться с некоторыми гипотезами о росте, стабилизации или замедленном падении добычи углеводородов. Но это выходит за рамки однофакторного анализа и требует более детальной многошаговой подготов-

⁴ На рис. 11–18 приведены фрагменты стандартного отчета *Oil&Socio* – точные копии диаграмм, отражающих основные результаты выполненных расчетов.

ки прогнозных сценариев⁵. Например, на основе базисного сценария с выбранной налоговой схемой можно сформировать серию аналитических вариантов, различающихся по темпам роста добычи нефти, и таким образом оценить вероятные уровни динамической эффективности применения стимулирующей системы налогообложения.

Для вариантов 1 и 2 характерна более устойчивая динамика социально-экономических параметров. Но это в немалой степени объясняется равномерным во времени распределением действия факторов роста – увеличения доли замещающих отраслей в структуре доходов региона и повышения цен на нефть. Однако эффективность и этих факторов имеет свой естественный «потолок», что обуславливает замедление роста критериальных показателей к концу прогнозного периода (*рис. 11 и 12*).

По общей динамике совокупных дисконтированных доходов региона варианты 1 и 2 выглядят несколько лучше, чем вариант 3, для которого, однако, характерен более быстрый рост доходов в начале прогнозного периода, что обусловлено переходом к более выгодной для региона налоговой системе (*рис. 13*). По структуре доходов и динамике налоговых поступлений от нефтегазового сектора в бюджет региона вариант 1 принципиально отличается от вариантов 2 и 3 (*рис. 14, 15, 16*), что связано с перемещением факторов роста – со стороны нефтегазового сектора к диверсифицирующим отраслям экономики.

В вариантах 2 и 3 доходы региона традиционным образом формируются преимущественно за счет нефтегазового сектора. Но имеет место одно существенное различие: в варианте 2 рост доходов региона происходит вследствие общего увеличения доходов нефтегазового сектора, а в варианте 3 – за счет перераспределения ренты между регионом и федерацией (*рис. 16*).

Результаты расчетов по варианту 2 заслуживают особого внимания, так как наглядно показывают, насколько значимы факторы ценообразования с точки зрения региональных интересов. Исходные посылки вариантов 1 и 2 идентичны по принципам формирования налогооблагаемой базы (в обоих вариантах принята действующая схема налогообложения доходов нефтегазового сектора) и различаются по динамике внутренних цен на нефть, то есть по масштабам налогооблагаемой базы. При этом

⁵ Примерная методика поэтапного составления прогнозов с использованием ПФМ описана в предыдущей статье сборника.

для варианта 2 характерен более быстрый рост суммарной величины налоговых поступлений в региональный бюджет (примерно в 2 раза) по сравнению с федеральным (в 1,7 раза). Естественно, что повышение цен, по которым добывающие предприятия региона реализуют свою продукцию, не может произойти само по себе. Для этого необходимо изменение принципов ценообразования – переход от трансфертных цен к «франко-районным».

Наиболее существенные различия между построенными вариантами прогноза характерны для показателей формирования и использования чистых финансовых доходов (после уплаты налогов) нефтегазового сектора (*рис. 17 и 18*). На примере вариантов 2 и 3 хорошо видно, как на динамике финансовых доходов могут отразиться, соответственно, изменение принципов ценообразования и смягчение налогового режима. Значительное увеличение массы финансовых доходов по сравнению с показателями варианта 1, в котором экстраполируются сложившиеся условия развития нефтегазового сектора, свидетельствует о наличии потенциальных инвестиционных возможностей для роста производства. В прогнозе по варианту 3 имеет место абсолютное увеличение собственных расходов добывающих предприятий по финансированию капитальных вложений (*рис. 18*). Это обусловлено исключением из налоговой схемы отчислений на ВМСБ, являющихся в настоящее время (следовательно, в вариантах 1 и 2 прогноза) крупным источником финансирования затрат на подготовку запасов нефти и газа.

При проведении прогнозно-аналитических оценок нужно иметь в виду следующее обстоятельство. Любое увеличение доходов региона должно быть подкреплено ростом объемов производства или повышением внутренней (не связанной с действием внешних факторов) эффективности функционирования нефтегазового сектора. В противном случае приращение доходов сырьевой территории становится элементом «игры с нулевой суммой»: например, если увеличиваются доходы нефтедобывающего региона, то соответственно уменьшаются доходы регионов, где нефть перерабатывается и потребляется, и/или сокращаются доходы федерального бюджета и вертикально-интегрированных нефтяных компаний. Иными словами, следует иметь в виду некоторую конфликтность интересов вокруг нефтегазового сектора, которая неизбежно обостряется при перераспределении доходов от добычи нефти и газа.

Указанное обстоятельство явным образом не учитывается в производственно-финансовой модели. Следовательно, при построении про-

гнозов необходим специальный анализ результатов с оценкой, например, возможностей роста объемов производства. В качестве первого шага в таком анализе можно считать сопоставление вариантов прогноза по показателям формирования и использования финансовых доходов нефтегазового сектора. Если в том или ином варианте доходы имеют положительную динамику, а их размеры позволяют профинансировать дополнительные инвестиции производственного назначения, то можно говорить о бесконфликтности (относительной) данного сценария событий. Следующий шаг связан с построением дополнительных (детализирующих) вариантов прогноза на базе выбранного сценария, с помощью которых дифференцированным образом оценивается динамика роста объемов производства (вероятные приращения объемов добычи нефти и газа).

Беглый анализ результатов, полученных с использованием приложения *Oil&Socio* при проведении расчетов по демонстрационным вариантам прогноза, позволяет все же сделать ряд содержательных выводов.

Во-первых, существуют потенциальные возможности для повышения региональной социально-экономической эффективности развития нефтегазового сектора при условии изменения существующих финансово-экономических и институциональных условий.

Во-вторых, трансформация условий функционирования нефтегазового сектора должна происходить комплексно, поскольку эффект фрагментарных (однофакторных) изменений не слишком высок и ограничен во времени.

В-третьих, изменение условий функционирования нефтегазового сектора естественным образом должно сочетаться с новыми тенденциями развития региональной экономики в целом (прежде всего с ее диверсификацией, ведущей к расширению состава отраслей-генераторов дохода).

Самый же общий вывод состоит в том, что для реализации социально-экономических приоритетов региона нужно нацеливаться на комплексные решения, связанные, с одной стороны, с глубокой диверсификацией экономики, а с другой – с изменением механизмов и факторов развития нефтегазового сектора.

Диаграмма_1

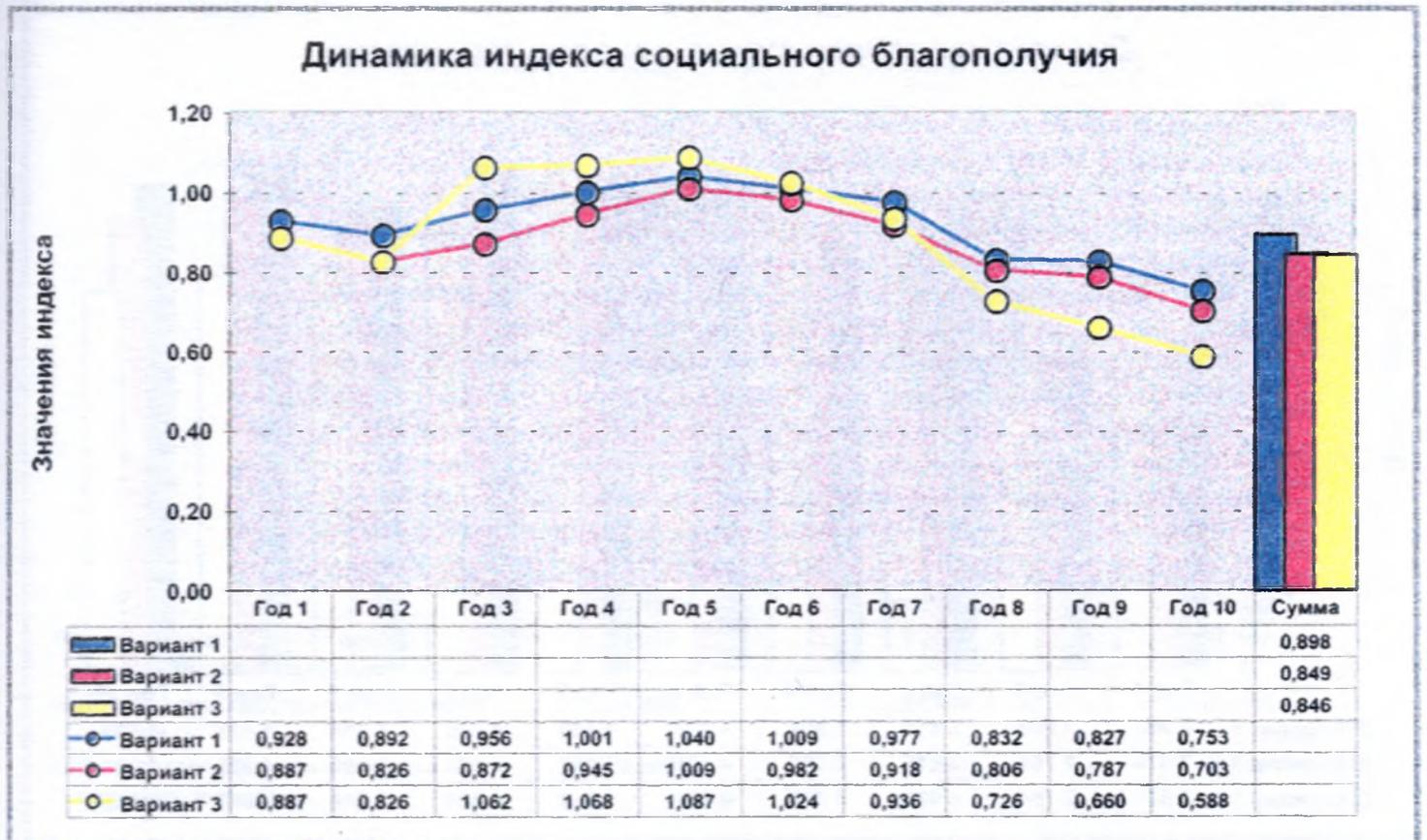


Рис. 11. Динамика «индекса социального благополучия» по демонстрационным вариантам прогноза

Диаграмма_2

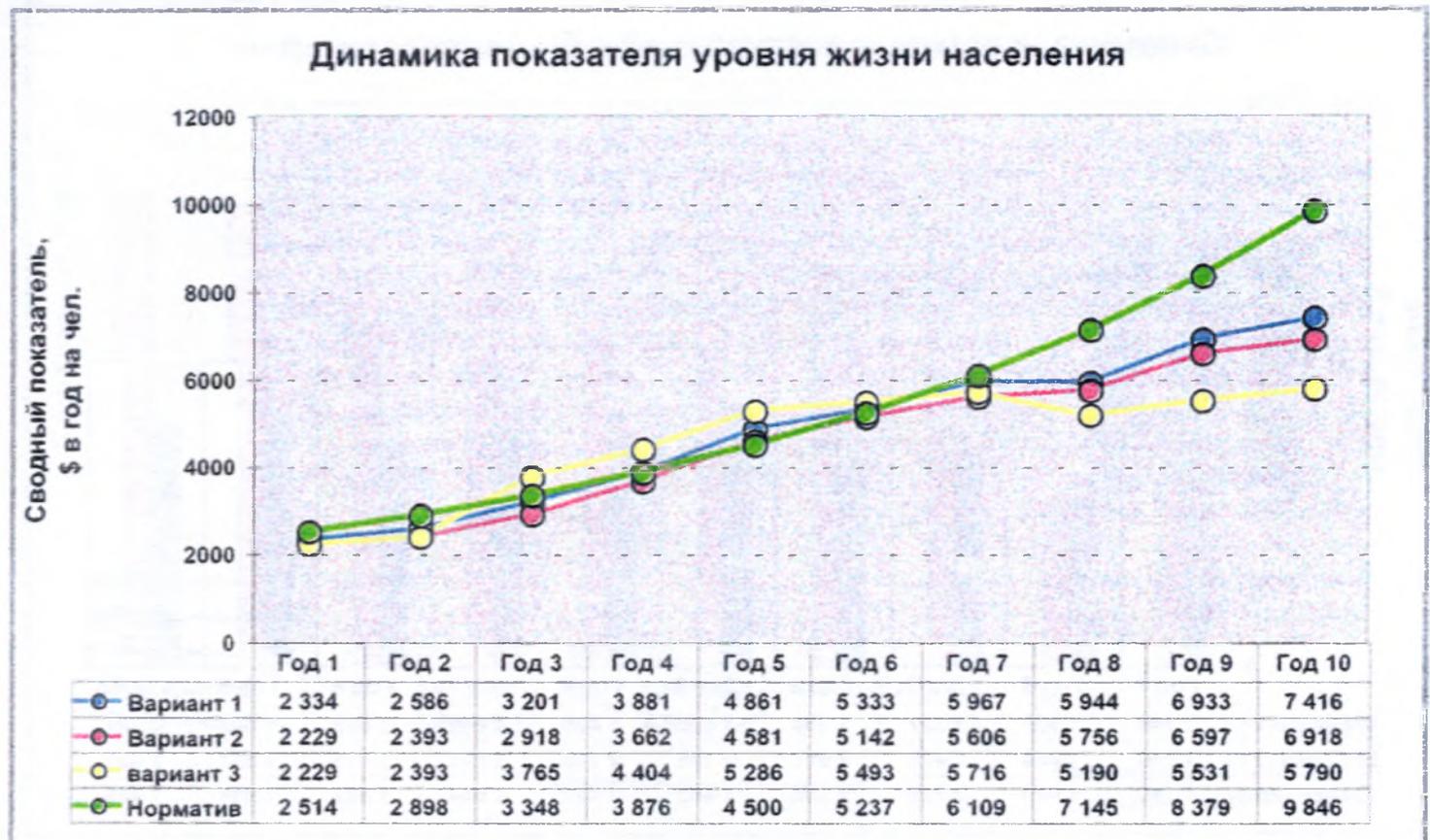


Рис. 12. Динамика показателя уровня жизни по демонстрационным вариантам прогноза

Диаграмма_3

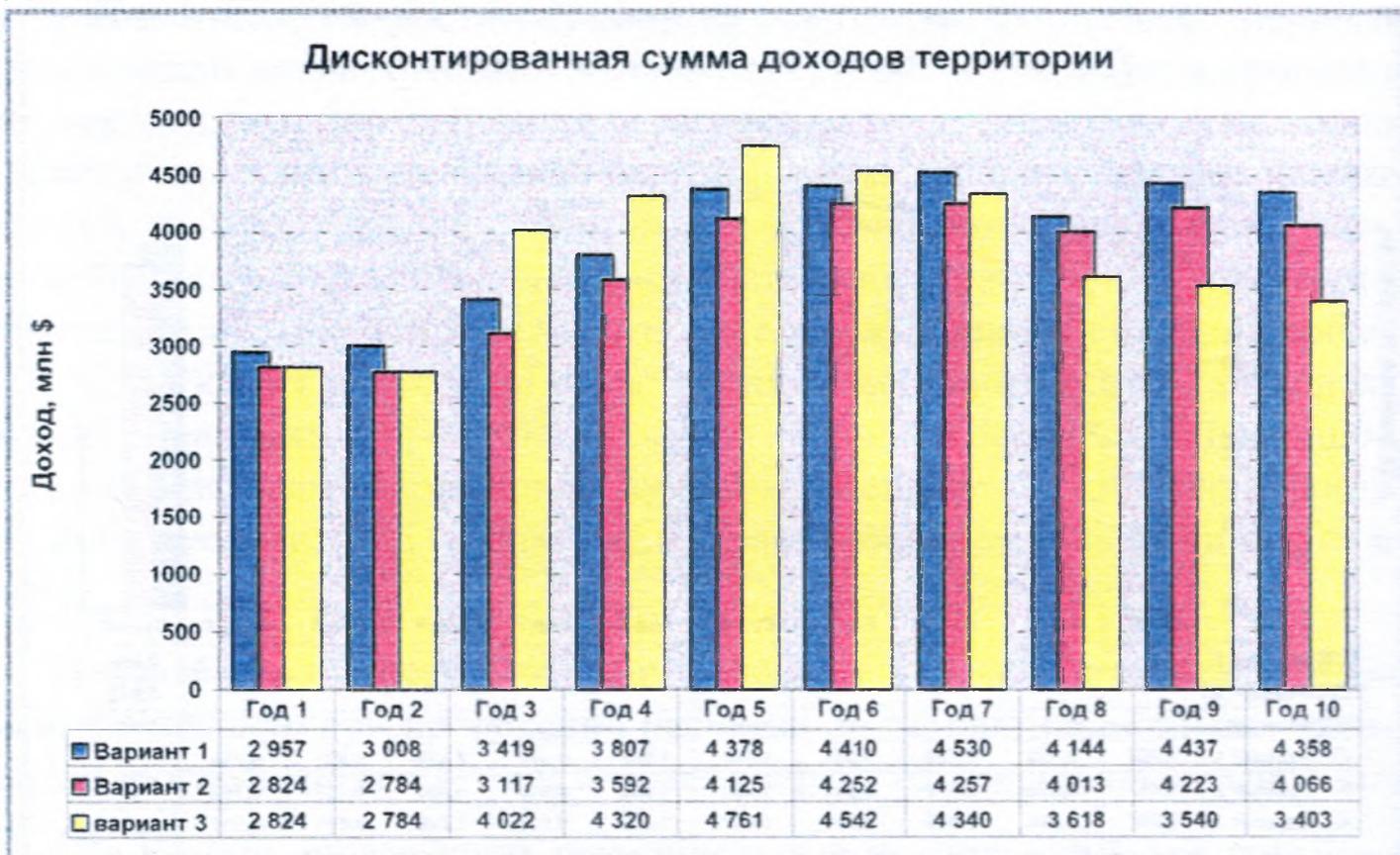


Рис. 13. Динамика показателя дисконтированных доходов региона по демонстрационным вариантам прогноза

Диаграмма_4

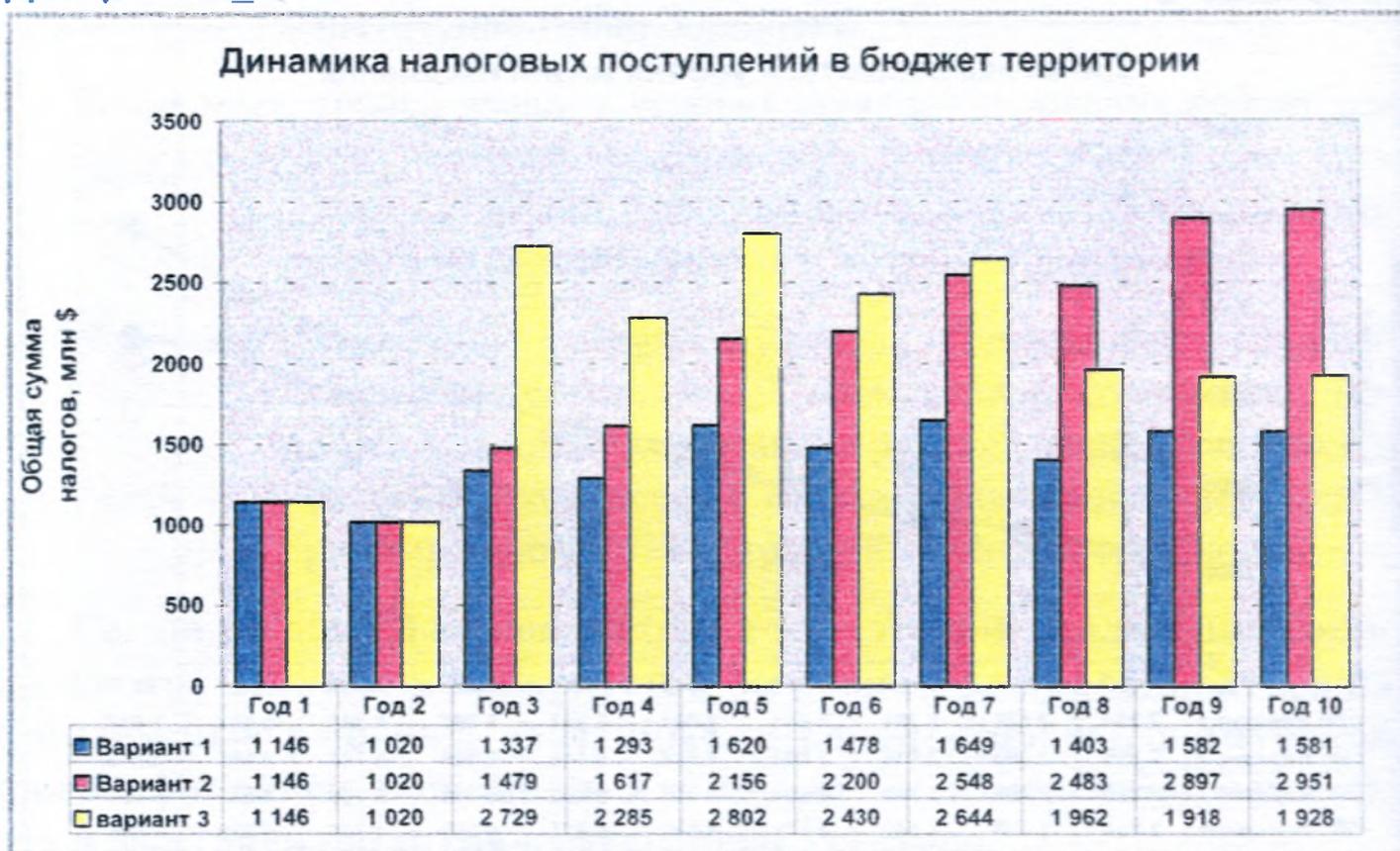


Рис. 14. Динамика налоговых доходов региона от нефтегазового сектора по демонстрационным вариантам прогноза

Диаграмма_5

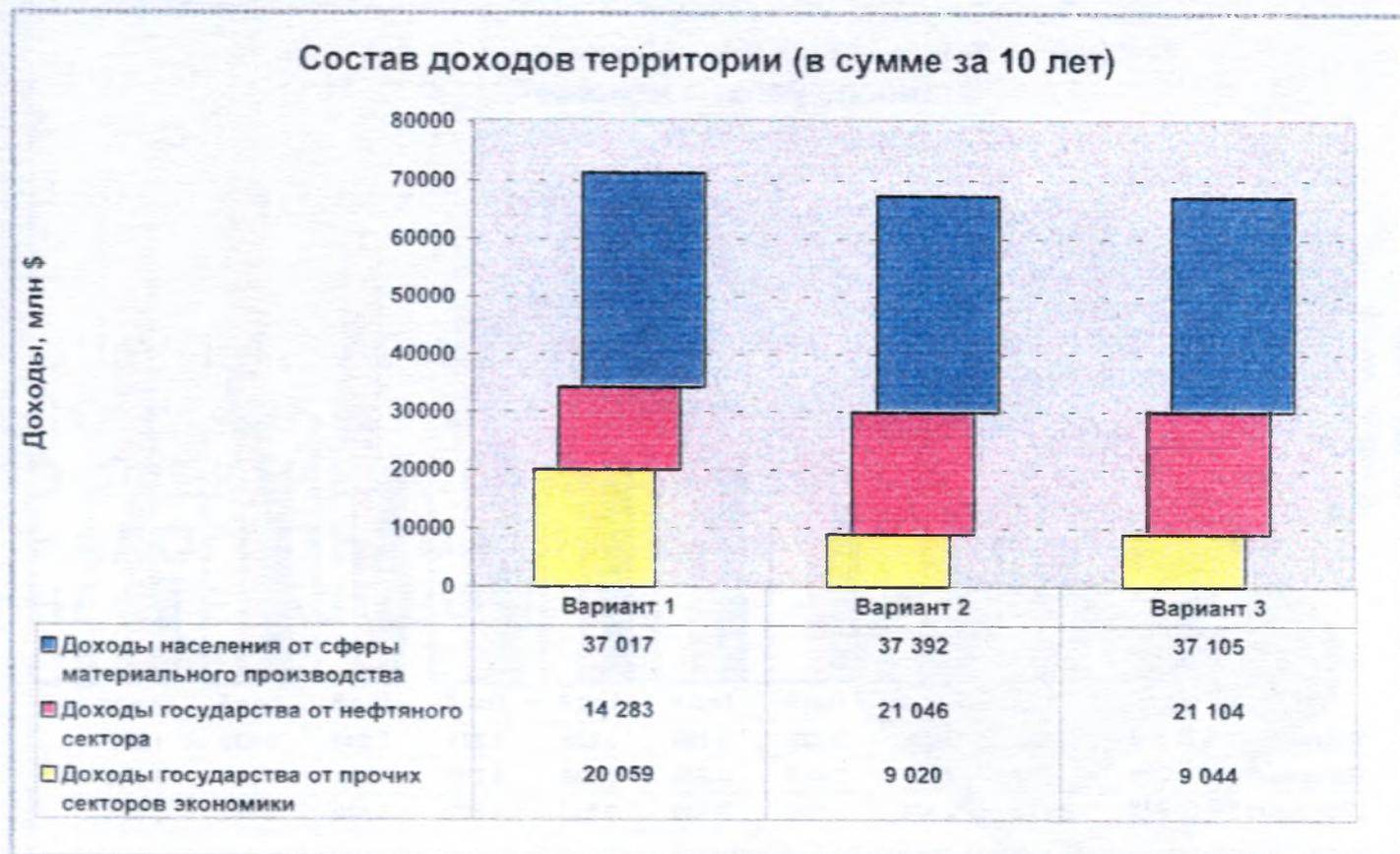


Рис. 15. Структура совокупных доходов региона за весь прогнозный период по демонстрационным вариантам прогноза

Диаграмма_6

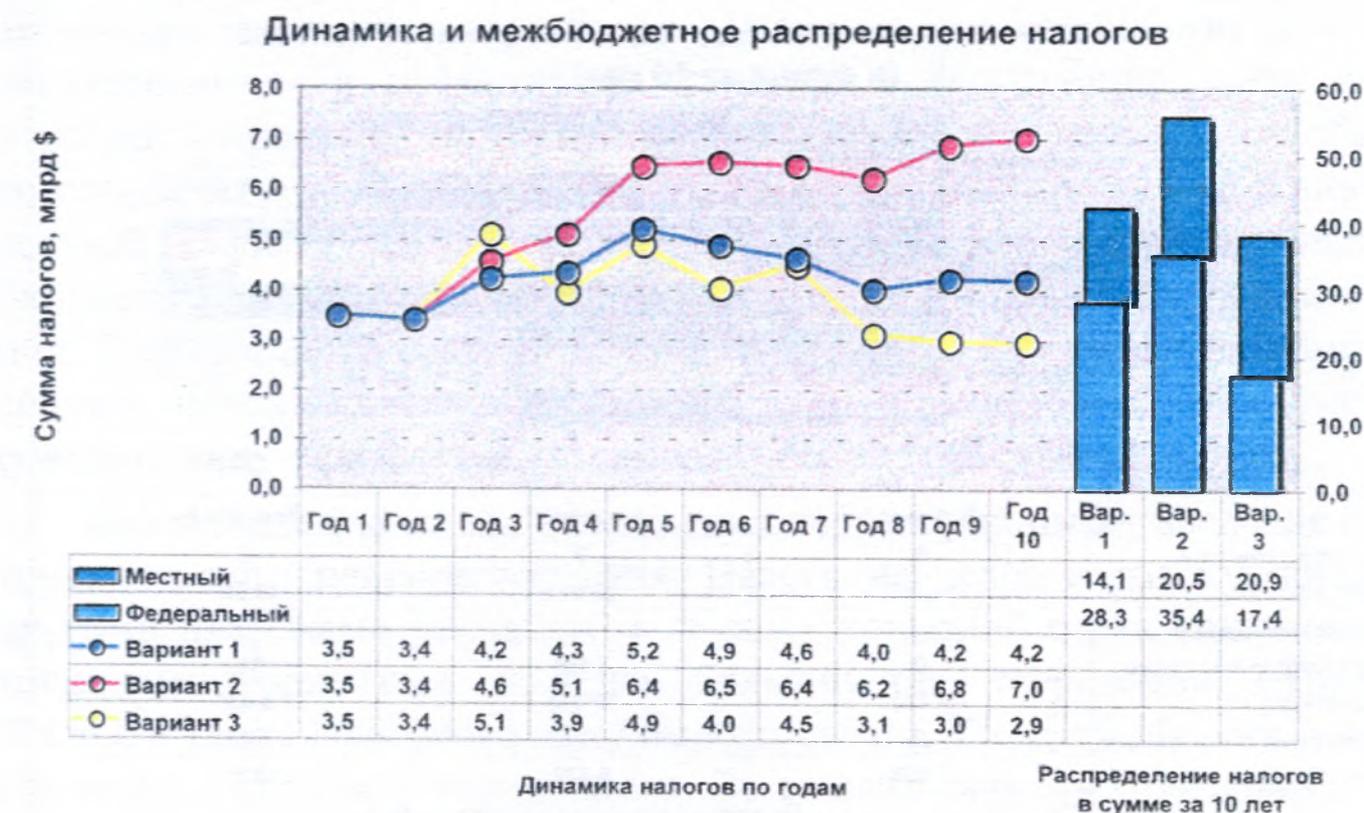


Рис. 16. Динамика и структура межбюджетного распределения налогов от нефтегазового сектора по демонстрационным вариантам прогноза

Диаграмма_7

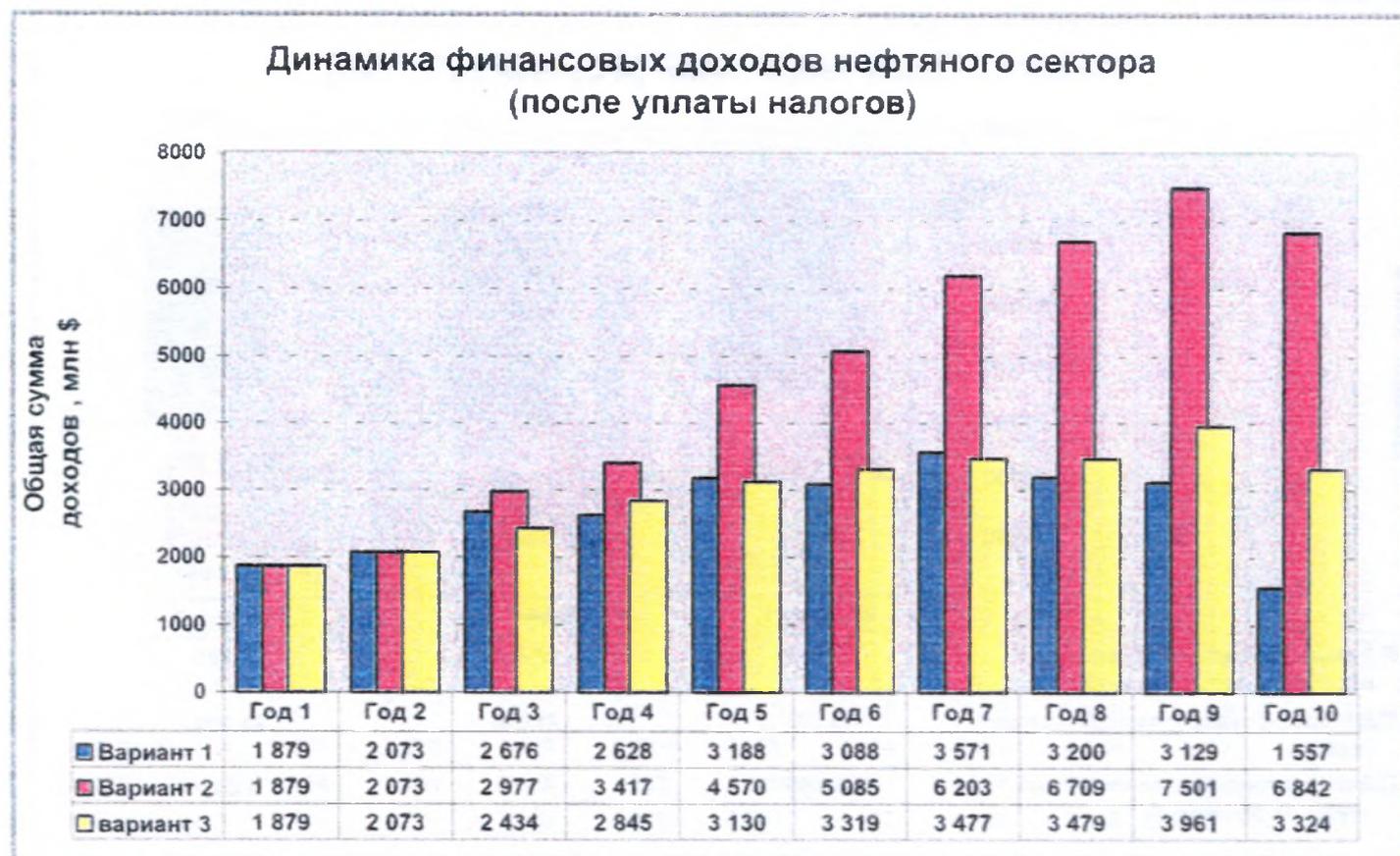


Рис. 17. Динамика чистых финансовых доходов нефтегазового сектора по демонстрационным вариантам прогноза

Диаграмма_8

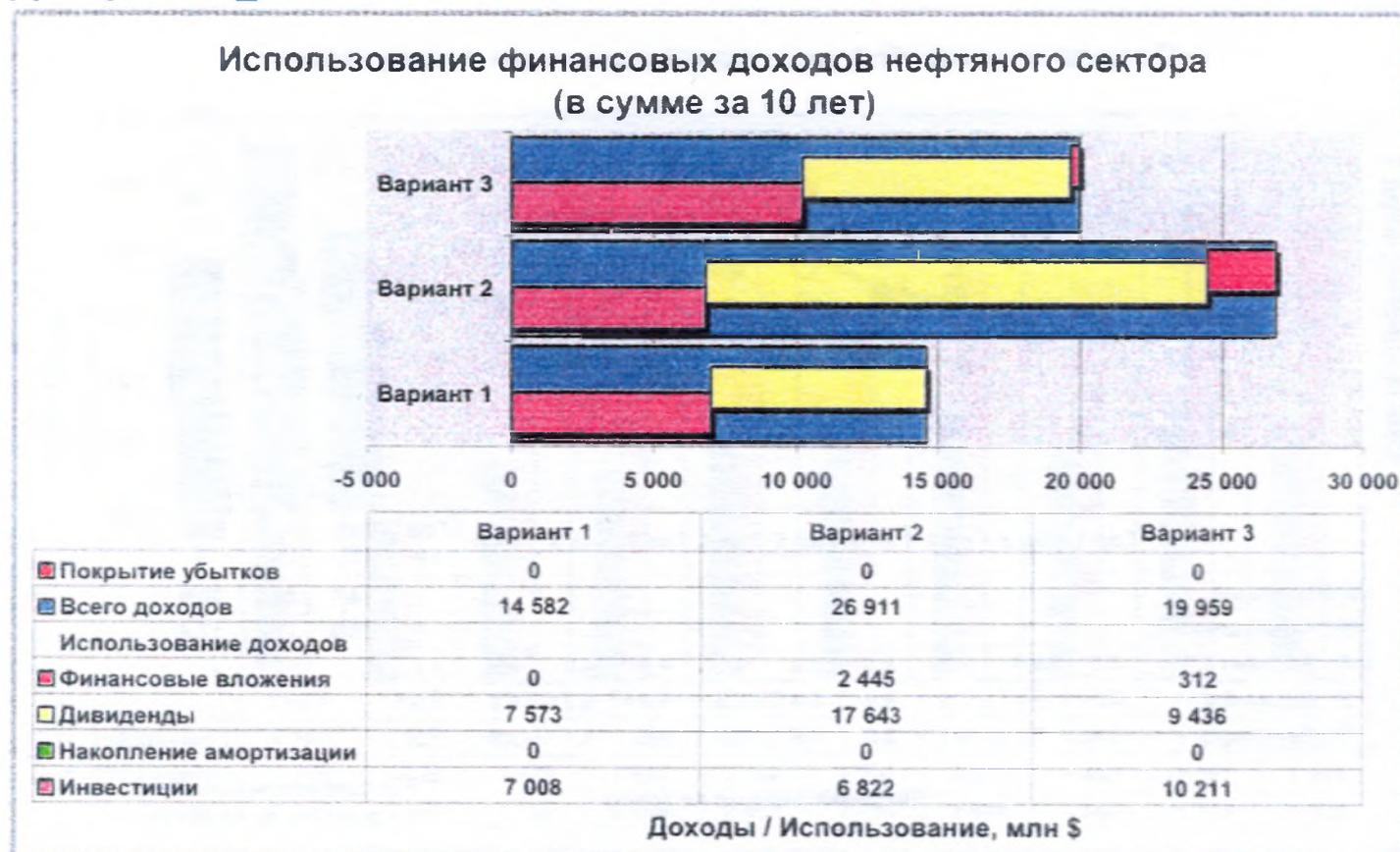


Рис. 18. Структура использования финансовых доходов нефтегазового сектора по демонстрационным вариантам прогноза

Лилия АНДРЕЕВА
Анатолий ТОКАРЕВ
Владимир ШМАТ

ОЦЕНКА РЕГИОНАЛЬНОЙ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ



Нефтегазовая промышленность является жизненно важной частью экономики многих регионов России. И вполне естественно, что регионы заинтересованы в эффективном развитии и функционировании всех отраслей и производств, связанных с добычей углеводородов. От общего состояния и конкурентоспособности нефтегазового сектора в значительной степени зависят возможности пополнения территориальных бюджетов, сохранения и создания рабочих мест и привлечения инвестиций. Нефтегазовый сектор, по существу, определяет общую динамику социально-экономического развития, формирование финансовых ресурсов, динамику занятости и доходов населения сырьевых регионов.

Важнейшее значение для сырьевых территорий имеет введение системы платного недропользования. Налоги на недра в совокупности с другими платежами нефтяных и газовых компаний стали главным источником бюджетных доходов большинства территорий (ХМАО, ЯНАО, а также Ненецкого автономного округа, Томской области и др.), где ведется добыча углеводородов. Во многих сырьевых регионах России нефтегазовый сектор является главным источником бюджетных доходов вне зависимости от всех прочих факторов. Не имеют значения ни географическое положение региона (север или юг Сибири, север

европейской части России), ни вид добываемого сырья (нефть или газ), ни стадия освоения ресурсов («старая» или «новая» провинция).

Высокая степень финансовой зависимости от одной профилирующей отрасли региональной экономики сама по себе представляет весьма серьезную проблему для сырьевых территорий. Но ее острота усугубляется ограниченностью полномочий региональных властей в вопросах налогообложения. Возможности налогового регулирования, которыми располагают регионы, зачастую не позволяют на равных вести диалог с нефтегазовыми компаниями, в полной мере реализовать свое право собственности на природные ресурсы, получать максимальную отдачу от эксплуатации сырьевого потенциала.

1. Основные альтернативные подходы к построению налоговой системы

Как показывает зарубежный и отчасти российский опыт, существуют два принципиально различающихся (альтернативных) подхода к построению налоговой системы в нефтегазовом секторе, оказывающих далеко не одинаковое влияние на динамику социально-экономического развития добывающих территорий.

Первый из этих подходов подразумевает **фискальную ориентацию налогообложения**, которая не учитывает изменений в условиях разработки месторождений углеводородного сырья и слабо связана с интересами нефтегазовых регионов. Фискальный подход на поздних стадиях развития добычи ведет к прекращению эксплуатации «маргинальных» объектов (скважин, месторождений) и, следовательно, к увольнению работников добывающих предприятий. Рост числа безработных, в свою очередь, увеличивает общую экономическую нагрузку на государство, связанную с решением задач социального обеспечения (выплатой пособий по безработице, профессиональной переподготовкой уволенных работников, созданием новых рабочих мест и проч.). Кроме этого в добывающих регионах обостряется социальная напряженность, нарастает конфликтность во взаимоотношениях между жителями, властями и нефтегазовыми компаниями. В связи с сокращением числа рабочих мест усиливается поток вынужденных переселенцев.

Вследствие ликвидации эксплуатационных объектов в «старых» нефтегазовых провинциях теряется значительная часть остаточных запасов нефти и газа – так называемых трудноизвлекаемых и низкодебит-

ных запасов. При освоении месторождений нефтяные компании вынуждены отбирать не более 60–65% от начальных извлекаемых запасов (то есть самую дешевую их часть) и прекращать добычу на стадии падения, когда эксплуатационные затраты перестают окупаться и не приносят недропользователям даже минимальной прибыли. Это ведет к потере запасов в недрах и резкому сокращению коэффициента извлечения нефти [1].

Второй подход предполагает построение гибкой налоговой системы с учетом **динамических и социальных аспектов развития нефтегазовых территорий**. В рамках такой системы, которую можно назвать и социально-ориентированной, предусматривается снижение налогов на добычу нефти при разработке трудноизвлекаемых запасов на завершающих стадиях эксплуатации месторождений. В том случае, когда удельные производственные издержки добычи (включая заработную плату) сравниваются с ценами реализации, допускается полная отмена налогов. В условиях применения социально-ориентированной налоговой системы государство, теряя на прямых налогах от добычи нефти и газа, получает немалые косвенные эффекты вследствие более широкого вовлечения природных ресурсов в процесс хозяйственного освоения. Косвенные эффекты имеют как сугубо экономическую, так и социальную «окраску». Они связаны, прежде всего, с поддержанием высокого уровня занятости населения и общей экономической активности в масштабах хозяйства нефтегазовых территорий, а также за их пределами.

При принятии решений по вопросам налоговой политики, в том числе о **предоставлении льгот** нефтегазодобывающим предприятиям, органы власти (федеральные и региональные) должны учитывать не только прямые эффекты и вероятные потери, но и косвенные выгоды (*рис. 1*). К числу таких выгод можно отнести:

- возможности пополнения бюджетов за счет доходов от дополнительной добычи углеводородов;
- позитивное влияние нефтегазового сектора на уровень инвестиционной активности в регионе;
- стабилизацию и рост общей экономической активности вследствие расширения спроса со стороны предприятий нефтегазового сектора на товары и услуги местного производства;
- возможности сохранения и создания новых рабочих мест;
- повышение общего уровня жизни населения и дополнительные возможности для решения социально-экономических про-

блем благодаря росту прямых доходов трудоспособного населения [2, 3].

Таким образом, применение гибкой системы налогообложения в конечном счете является более предпочтительным с точки зрения интересов и федерального «центра», и сырьевых регионов, и нефтегазовых компаний.



Рис. 1. Влияние налогового регулирования на социально-экономическое положение региона

Следует отметить, что реализация такого подхода требует высокой квалификации сотрудников налоговых органов и сопряжена с обработкой больших объемов информации. Представляется целесообразным, чтобы платежами за недра занимался специальный налоговый орган, как это имеет место в промышленно развитых странах с высокими уровнями добычи углеводородов. Обычные территориальные подразделения МНС не в состоянии контролировать налоговую базу для специальных налогов – прежде всего платежей за пользование недрами. В идеале эти налоги должны быть дифференцированы по каждому месторождению, по каждому объекту разработки (вплоть до отдельной скважины). Чтобы компетентно оценить налогооблагаемую базу, необходимо располагать обширной геолого-промысловой информацией и уметь квалифицированно ею пользоваться, увязывая финансово-экономические и технические аспекты недропользования [4]

2. Моделирование развития нефтегазового сектора (на примере ХМАО)

Для оценки прямых и косвенных эффектов, о которых говорилось выше, была построена *Модель развития нефтяной промышленности ХМАО в условиях гибких (дифференцированных) схем налогообложения*.

При разработке данного инструментария использовались методологические подходы к моделированию динамических взаимодействий между нефтегазовым сектором и социально-экономической системой региона, положенные в основу *Производственно-финансовой модели регионального нефтегазового сектора*. Производственно-финансовая модель по своей природе является «рамочной». Она, в частности, предназначена для построения различного рода модификаций, которые могут использоваться для исследования тех или иных аспектов функционирования нефтегазового сектора во взаимосвязи с показателями, характеризующими динамику социально-экономического развития региона. Различные версии производственно-финансовой модели ранее использовались для ситуационного прогнозирования показателей социально-экономической эффективности развития нефтегазового сектора ХМАО и ЯНАО [5, 6].

Основные блоки в *Модели развития нефтяной промышленности* следующие:

- блок добычи нефти (из различных типов скважин – новых, эксплуатируемых, вводимых из простаивающего фонда, низкодебитных);
- блок оценки результатов функционирования нефтяной промышленности с позиций отрасли (как агрегированной нефтяной компании), региона и федерального «центра»;
- блок налогообложения, позволяющий варьировать схемы и сценарии построения налоговой системы.

Модель построена, исходя из гипотезы, что в течение 10-летнего прогнозного периода нефтяная промышленность будет играть главную роль в социально-экономическом развитии ХМАО. При этом остальные отрасли экономики округа будут в значительной степени работать для обеспечения потребностей нефтяной отрасли. Процесс функционирования прочих отраслей материального производства в явном виде не моделируется, но учитывается при расчете доходной части бюджета округа и показателей занятости населения. Что касается самой нефтяной про-

мышленности, то в модели отражен процесс функционирования только добывающей подотрасли, являющейся непосредственным «генератором» доходов. Другие подотрасли (бурение, обустройство месторождений, транспорт) отнесены к числу прочих отраслей материальной сферы.

Моделирование показателей нефтедобычи. В модели принято, что уровни добычи нефти зависят от фонда действующих добывающих скважин, их годовой производительности и коэффициента эксплуатации. Динамика производительности скважин задается в соответствии с ожидаемым (вероятным) среднегодовым темпом естественного падения дебитов.

Общий фонд добывающих скважин разбит на пять категорий: новые, действующие (высокодебитные и малодебитные), простаивающие (высокодебитные и малодебитные). В модели предполагается, что решения о вводе добывающих скважин в эксплуатацию (и их выводе из эксплуатации) принимаются нефтяными компаниями на основе «рыночных» критериев.

Процесс *восстановления скважин и перевода в бездействующий фонд* моделируется на основе оценки рентабельности эксплуатации с учетом налогов. Если рентабельность добычи отрицательна, то часть скважин подлежит переводу в простаивающий фонд. Если рентабельность превышает некоторый пороговый уровень, то принимается решение о восстановлении простаивающих скважин с учетом наличия мощностей по капитальному ремонту. В других случаях (при положительной рентабельности ниже порогового уровня) предполагается, что изменений в действующем фонде скважин не происходит.

При принятии решений о вводе новых скважин учитываются ограничения, связанные с наличием буровых мощностей, а также с инвестиционными ресурсами нефтяных компаний. Инвестиции для ввода новых скважин складываются из амортизационных отчислений, всей суммы предоставляемых налоговых льгот и части чистой прибыли, остающейся в распоряжении компаний.

Таким образом, решения о динамике ввода и вывода добывающих скважин принимаются нефтяными компаниями исходя из прибыльности эксплуатации и наличия инвестиционных ресурсов. От движения фонда скважин, в свою очередь, зависят показатели объемов добычи нефти, налоговых поступлений в федеральный и территориальные бюджеты, численности занятых в нефтяной промышленности.

Подходы к *моделированию результатов функционирования нефтяной промышленности* различаются применительно к разным действующим субъектам присвоения доходов.

Доходы нефтяной промышленности рассчитываются так же, как и в финансовых моделях, построенных по методологии проектного анализа. Чистая прибыль нефтедобывающей отрасли исчисляется как разность между стоимостью реализованной продукции и эксплуатационными расходами с последующим вычетом налогов, других обязательных платежей и процентов по кредитам. Итоговый финансовый результат представляет собой сумму чистой прибыли, амортизационных отчислений, полученных налоговых льгот и финансовых доходов, которые образуются при накоплении денежных средств.

Доходы федерального «центра» исчисляются как сумма налоговых поступлений от нефтяной промышленности, подлежащих внесению в федеральный бюджет в соответствии с действующим законодательством.

Доходы ХМАО включают:

- прямые налоговые поступления от нефтяной промышленности;
- налоговые поступления от прочих отраслей экономики округа;
- заработную плату работников нефтяной промышленности и других отраслей сферы материального производства.

Аналогичный подход к оценке региональной эффективности был применен при расчете *экономической отдачи инвестиционного проекта обществу* [7].

Суммы налоговых поступлений от нефтяной промышленности определяются в соответствии с выбранной схемой налогообложения (действующая или варианты альтернативной схемы).

Величина бюджетных доходов ХМАО от других отраслей экономики функционально зависит от суммы «нефтяных» доходов и рассчитывается с помощью заданных коэффициентов пропорциональности. Принятый в модели подход связан с тем, что основную часть налоговых поступлений округа (более 75%) дает именно нефтяной сектор, а развитие других отраслей экономики во многом определяется его состоянием.

Прямой составляющей доходов округа является и заработная плата работников отраслей материального производства (включая нефтяную промышленность). Доходы остальной части населения (работников отраслей нематериальной сферы, неработающего населения) являются величиной производной и аккумулируются через бюджет округа.

Комплексная экономическая оценка результатов функционирования нефтяной промышленности строится с учетом ряда дополнительных

факторов. В частности, величина совокупных доходов ХМАО корректируется (уменьшается) на сумму бюджетных расходов по реализации социальных программ поддержания занятости и переселения жителей округа (в случае, если уровень безработицы достигает некоторого критического уровня).

При *моделировании налогообложения* варьируются налоговые схемы в соответствии с заданными сценариями. Краткая характеристика налоговых схем, оцененных с помощью модели, приведена ниже

3. Характеристика моделируемых схем налогообложения

Построенные в модели налоговые схемы соответствуют названным выше альтернативным подходам к налогообложению нефтегазового сектора (см. п. 2.1).

Базисная схема отражает характер действующей в настоящее время налоговой системы (фискальной), не предусматривающей существенных льгот для специальных категорий нефти.

Моделируемые *схемы льготного налогообложения* построены на основе принципов, свойственных гибким (дифференцированным) и социально-ориентированным налоговым системам. В каждой из льготных схем предусмотрено применение скидок и даже полное освобождение от тех или иных налогов для различных категорий скважин (табл. 1). При этом учитываются возможные налоговые льготы, введение которых относится к компетенции и региональных, и федеральных властей.

- (1) Налоговая схема для **новых объектов** (скважин) построена с учетом льгот, предусмотренных *Законом ХМАО «О стимулировании ускоренного ввода в разработку нефтегазовых месторождений в пределах лицензионных участков недр на территории ХМАО»*. Указанные льготы применяются в течение пяти лет, после чего скважины переводятся на общий режим налогообложения в соответствии с базисной схемой.
- (2) Налоговая схема для **малодебитных скважин** построена с учетом возможных льгот, введение которых относится к компетенции региональных органов власти. В ней допускается снижение ставок платежей за недрa и отчислений на ВМСБ (в пределах региональ-

ной доли), а также налога на имущество и местных налогов на реализацию. Ставки федеральных налогов (акциза и НДС) и отчислений в социальные внебюджетные фонды остаются неизменными и соответствуют базисной схеме.

Таблица 1

Основные параметры базисной и льготных схем налогообложения, %

Вид налогов	Базисная схема (единые ставки налогов для всех категорий скважин)	Льготные схемы (дифференцированные ставки налогов) для категорий скважин			
		новых	малодебитных	восстановленных	восстановленных малодебитных
Акциз (руб./т)	55	55	55	0	0
Роялти	8	3,2	3,2	2,4	0
Платежи на ВМСБ	10	10	7	0	0
Налоги на реализацию продукции	3	1,5	1,5	1,5	0
НДС	20	17	17	17	10
Начисления на заработную плату	39,5	39,5	39,5	39,5	11,5
Налог на имущество	2	1	1	1	0

(3) Налоговая схема для **восстановленных скважин** включает всю совокупность льгот, введение которых предусмотрено *Постановлением Правительства РФ от 1 ноября 1999 года №1213 «О мерах по вводу в эксплуатацию бездействующих, контрольных и находящихся в консервации скважин на нефтяных месторождениях»*¹.

Льготы затрагивают как федеральную, так и региональную составляющую налогообложения. Нефть, добываемая из восстановленных скважин, полностью освобождается от акциза, а также роялти и отчислений на ВМСБ в части, подлежащей зачислению в федеральный бюджет. Согласно рекомендациям *Постановления №1213* для региональных властей, в рассматриваемой схеме приняты льготы по уплате роялти, отчислений на ВМСБ и других налогов в части, которая поступает в территориальные бюджеты.

¹ Российская газета. 1999. 12 нояб.

(4) Налоговая схема для **восстановленных малодебитных скважин** характеризуется наибольшей суммой льгот. При этом учитывается, что восстановление бездействующих малодебитных скважин и последующая их эксплуатация сопряжены с большими затратами, которые невозможно возместить за счет применения любой из рассмотренных выше схем льготного налогообложения.

Данная схема включает полную совокупность льгот, предусмотренных для добычи нефти из восстановленных скважин, а также дополнительные льготы по уплате НДС и страховых взносов в социальные внебюджетные фонды. По уровню налоговой нагрузки она соответствует так называемой упрощенной схеме налогообложения, предполагающей замену многих видов платежей единым налогом на доход.

Налоговая схема для восстановленных малодебитных скважин является гипотетической. Она не укладывается полностью в рамки решений, принятых федеральными и региональными властями, по вопросам предоставления налоговых льгот нефтедобывающим предприятиям. Вместе с тем, данная схема соответствует важнейшим требованиям к рациональной системе налогообложения в нефтегазовом секторе и тем направлениям, по которым идет реформирование налоговой системы в России.

Следует отметить, что во всех налоговых схемах использован единый подход к исчислению облагаемой базы на основе рыночных, а не трансфертных цен на нефть и газ. В качестве непосредственного измерителя стоимости продукции, поставляемой на внутренний рынок и на экспорт, приняты «франко-районные» цены, которые отличаются от рыночных на величину трансакционных издержек, связанных с транспортировкой и реализацией продукции.

4. Сценарии применения льготных налоговых схем

Модель развития нефтяной промышленности ХМАО в условиях гибких схем налогообложения не предназначена для построения нормативных прогнозов. Она является инструментом **ситуационного прогнозирования** и позволяет сравнительным образом оценивать различные варианты будущего развития событий при изменении тех или иных обстоятельств (параметров). Каждая исследуемая ситуация строится на основе отдельного сценария с присущими ему значениями исходных или регулирующих параметров.

В частности, для оценки социально-экономической эффективности различных налоговых схем были построены сценарии их применения. Каждый из сценариев включает определенное сочетание налоговых схем, вводимых в тот или иной момент времени в течение 10-летнего прогнозного периода. Поскольку на основе множества из четырех льготных схем можно построить большое число комбинаций, то для проведения аналитических оценок было выбрано всего семь сценариев, которые представляются наиболее вероятными, интересными (с точки зрения социально-экономических воздействий) и адекватными тем условиям, в которых происходит развитие нефтедобычи на территории ХМАО.

Параметры представительных сценариев приведены в *табл.2*. Эти сценарии различаются, прежде всего, по степени охвата налоговыми льготами эксплуатационных объектов, которые отражены в блоке моделирования нефтедобычи. Например, в *сценарии С-0* предполагается применение базисной схемы налогообложения без введения каких-либо льгот. *Сценарий С-7* соответствует другому крайнему случаю, когда льготные налоговые схемы вводятся для всех специальных объектов эксплуатации. Остальные сценарии отражают некоторые промежуточные варианты применения налоговых льгот для отдельных объектов или их групп.

Таблица 2

Параметры сценариев применения налоговых схем

Сценарии	Льготные налоговые схемы			
	1	2	3	4
С-0	—		—	—
С-1	—	—		
С-2	+	—	—	—
С-3	—	+	+	
С-4	+	—	—	
С-5	—	+	—	—
С-6	—		—	
С-7	+	+		

Примечания: Льготные налоговые схемы: 1 – для новых скважин; 2 – для малodeбитных скважин; 3 – для восстановленных скважин; 4 – для восстановленных малodeбитных скважин.

Знак «+» показывает, что схема применяется в сценарии. Знак «—» показывает, что схема не применяется в сценарии.

При выполнении оценочных расчетов по модели в основном преследовалась цель: выявить «чистую» эффективность каждого заданного сценария. Поэтому предполагалось, что все налоговые схемы, включенные в тот или иной сценарий, будут применяться начиная с первого года прогнозного периода. Возможность динамического перехода от одного сценария к другому (или изменения льготных схем) в процессе формирования налоговой системы не учитывалась.

Но даже при такой постановке задачи отражаются, хотя и в упрощенном виде, динамические характеристики развития нефтяной промышленности. Большинство добывающих объектов (месторождений, скважин) за период своей «жизни» не раз переходят из одной категории в другую, подпадая под различные налоговые схемы. Так, новая скважина через 5 лет эксплуатации утрачивает свой льготный «статус», но по прошествии еще какого-то времени она вновь становится объектом льготного налогообложения вследствие падения продуктивности. Позднее скважина может оказаться нерентабельной (если налоговые льготы недостаточны) и будет переведена в бездействующий фонд, а значит, будет относиться к другой категории объектов льготного налогообложения. В прогнозных сценариях, содержащих более или менее полную комбинацию льготных схем налогообложения, переход добывающих объектов из одной категории в другую с соответствующей сменой налоговых льгот отражается почти автоматически.

Таким образом, с помощью построенной модели можно имитировать процесс постепенного снижения специальных налогов (при изменении «статуса» добывающих объектов), относящегося к компетенции регионов, а затем и специальных федеральных налогов. После того как ставки специальных налогов достигнут нулевой отметки, нефтедобывающие предприятия начнут работать в условиях общего налогового режима. В дальнейшем по мере естественного падения продуктивности месторождений и роста затрат возникнет необходимость сокращения общих налогов. На более поздних этапах освоения становится целесообразным уменьшение начислений на фонд заработной платы, которое следует рассматривать как альтернативу ликвидации нерентабельных добывающих объектов и сокращению числа рабочих мест. Проекты применения подобных льгот в определенных условиях работы предприятий уже предусмотрены *второй частью Налогового кодекса*. Когда же практически все налоги (как специальные, так и общие) постепенно будут отменены, но затраты на добычу нефти будут превышать доходы от ее реализации, настанет время прекращения эксплуатации нефтяного месторождения.

Хотелось бы особо подчеркнуть, что поэтапное снижение налоговой нагрузки при эксплуатации малодебитных скважин нельзя рассматривать просто как льготу для нефтяного сектора. Такой подход следует отнести к числу механизмов рационального использования недр, поскольку он полностью соответствует экономическим особенностям динамики освоения отдельных месторождений и целых нефтегазовых провинций [8]. В условиях применения гибких налоговых схем открывается возможность для продления эксплуатации месторождений на поздних стадиях добычи, дающего целый ряд позитивных социально-экономических эффектов.

5. Результаты сценарных расчетов

Результаты проведенных расчетов показывают, что применение дифференцированного налогообложения для различных категорий скважин может привести к стабилизации и даже росту добычи нефти на территории ХМАО (рис. 2). Так, при реализации сценариев С-1, С-3, С-7 возможно увеличение объемов добычи нефти на 15-25% по сравнению с начальным уровнем за счет восстановления бездействующих, продолжения эксплуатации малодебитных и ввода новых скважин.

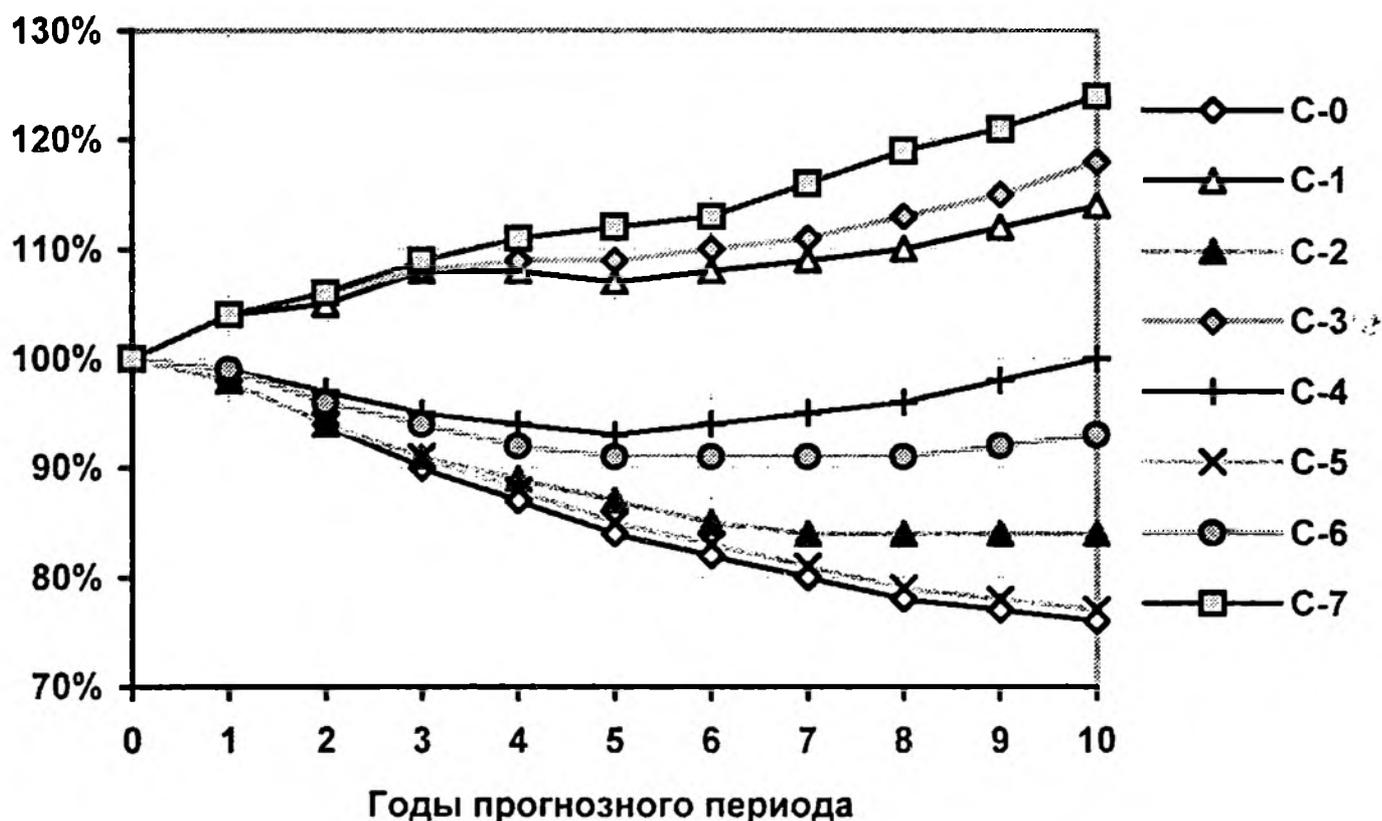


Рис. 2. Прогнозная динамика добычи нефти при различных сценариях налогообложения (в % к начальному уровню)

В условиях *базисного сценария (С-0)*, не предусматривающего дифференциацию налогообложения для разных добывающих объектов, вероятны самые высокие темпы падения добычи нефти – до 30% к 10-му году прогнозного периода (по сравнению со «стартовым» уровнем добычи).

Расчеты показали, что для стабилизации уровней добычи необходим системный подход с дифференциацией налоговых схем, прежде всего для наиболее «критичных» объектов. Таковыми в настоящее время являются простаивающие и бездействующие скважины (около трети эксплуатационного фонда), имеющие наибольший потенциал приращения добычи нефти. Предоставление налоговых льгот, например, только для действующих малодебитных или новых скважин (*сценарии С-2 и С-5*) не может привести к стабилизации уровней добычи нефти.

Самые высокие показатели развития нефтяного сектора характерны для *сценария С-7*, в котором предусмотрено введение всех заданных схем льготного налогообложения. По сравнению с *базисным в сценарии С-7* среднегодовые показатели добычи нефти выше на 34%, доходов округа – на 9, численности занятых – на 11, поступлений в федеральный бюджет – на 15%.

При введении льгот необходимо учитывать, что государство будет получать меньше доходов в расчете на 1 т добытой нефти. Однако гибкое налогообложение на поздних стадиях освоения месторождений способствует продлению эксплуатационного периода, замедлению темпов падения добычи и увеличению ее накопленного объема. Таким образом, критическим параметром является соотношение между разницей в уровнях удельного (в расчете на 1 т нефти) налогообложения и изменением темпов роста (падения) добычи нефти.

Результаты выполненных расчетов подтверждают возможность построения налоговых схем (*С-1, С-2, С-3, С-7*) с благоприятными значениями указанного параметра, позволяющими увеличить среднегодовые показатели объемов добычи нефти, федеральных и окружных доходов, чистой прибыли нефтяных компаний и уровня занятости населения (*рис. 3*). При этом приращение налоговых поступлений в федеральный бюджет может быть даже несколько бóльшим, чем увеличение доходов округа.

Естественно, что при расширении спектра налоговых льгот абсолютно возрастают объемы добычи нефти из специальных категорий скважин. Так, в *сценарии С-7* на долю льготизируемых объектов прихо-

дится более половины объема накопленной добычи (рис. 4). Динамика годовых объемов добычи льготной нефти в течение некоторого времени характеризуется устойчивым ростом, затем доля льготной нефти в структуре добычи может снижаться, вследствие перевода «бывших» новых скважин в категорию «обычных» действующих объектов, что видно на примере сценария С-7 (рис. 5).

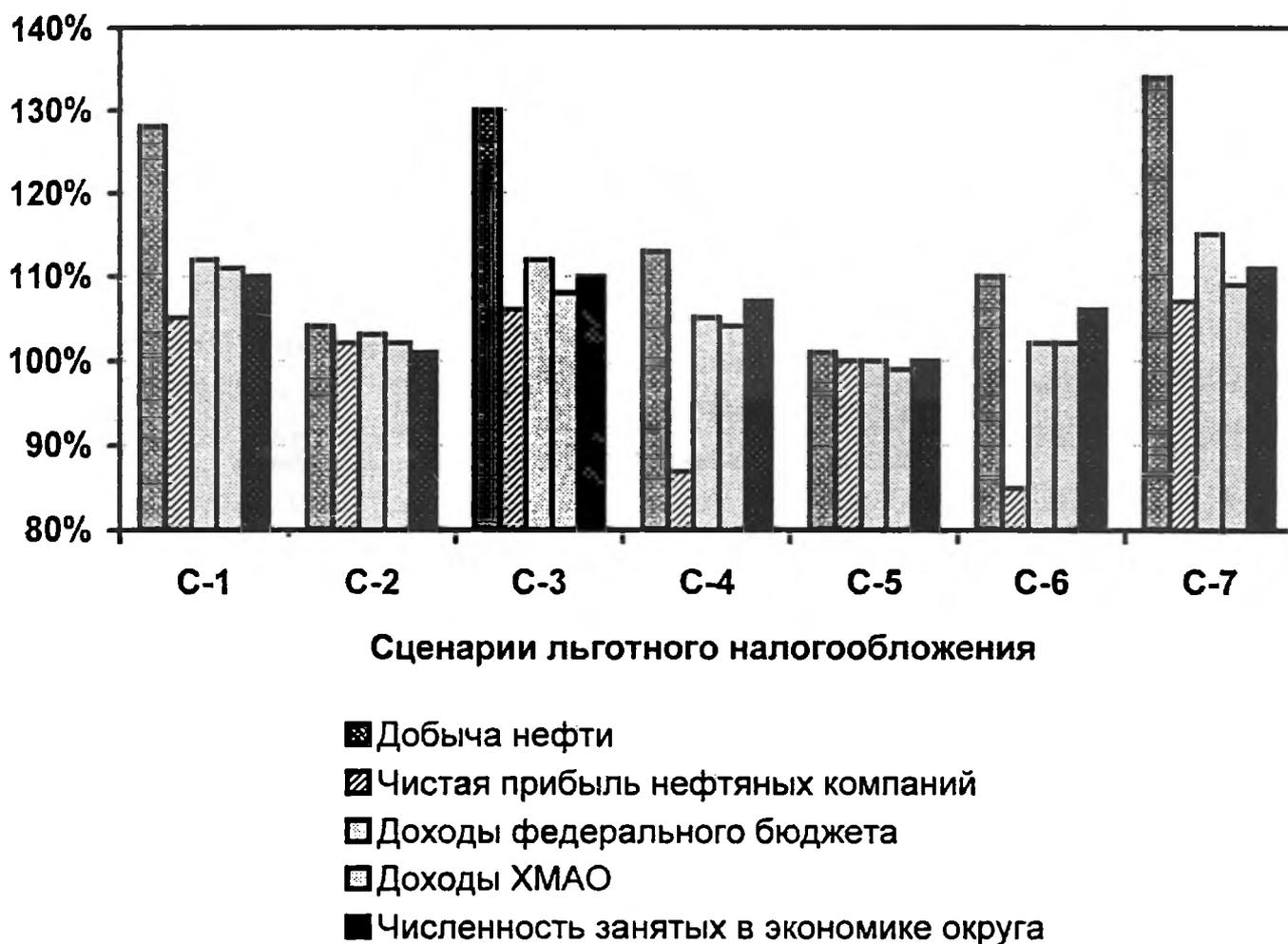


Рис. 3. Прогнозные среднегодовые показатели развития нефтяной промышленности ХМАО при различных сценариях льготного налогообложения (в % по отношению к базисному сценарию)

Применение льготных налоговых схем, аналогичных рассмотренным выше, требует отдельного учета добычи нефти по месторождениям и скважинам. В настоящее время далеко не все российские нефтяные компании могут организовать такую систему учета. Но потенциальная сумма льгот (дополнительной прибыли) должна побудить компании к осуществлению требуемых технических и финансово-экономических мер. Раздельный учет является обычным в практике зарубежных компаний, особенно тех, которые активно работают в «старых» нефтяных провинциях.



Рис. 4. Структура накопленной добычи нефти при различных сценариях льготного налогообложения

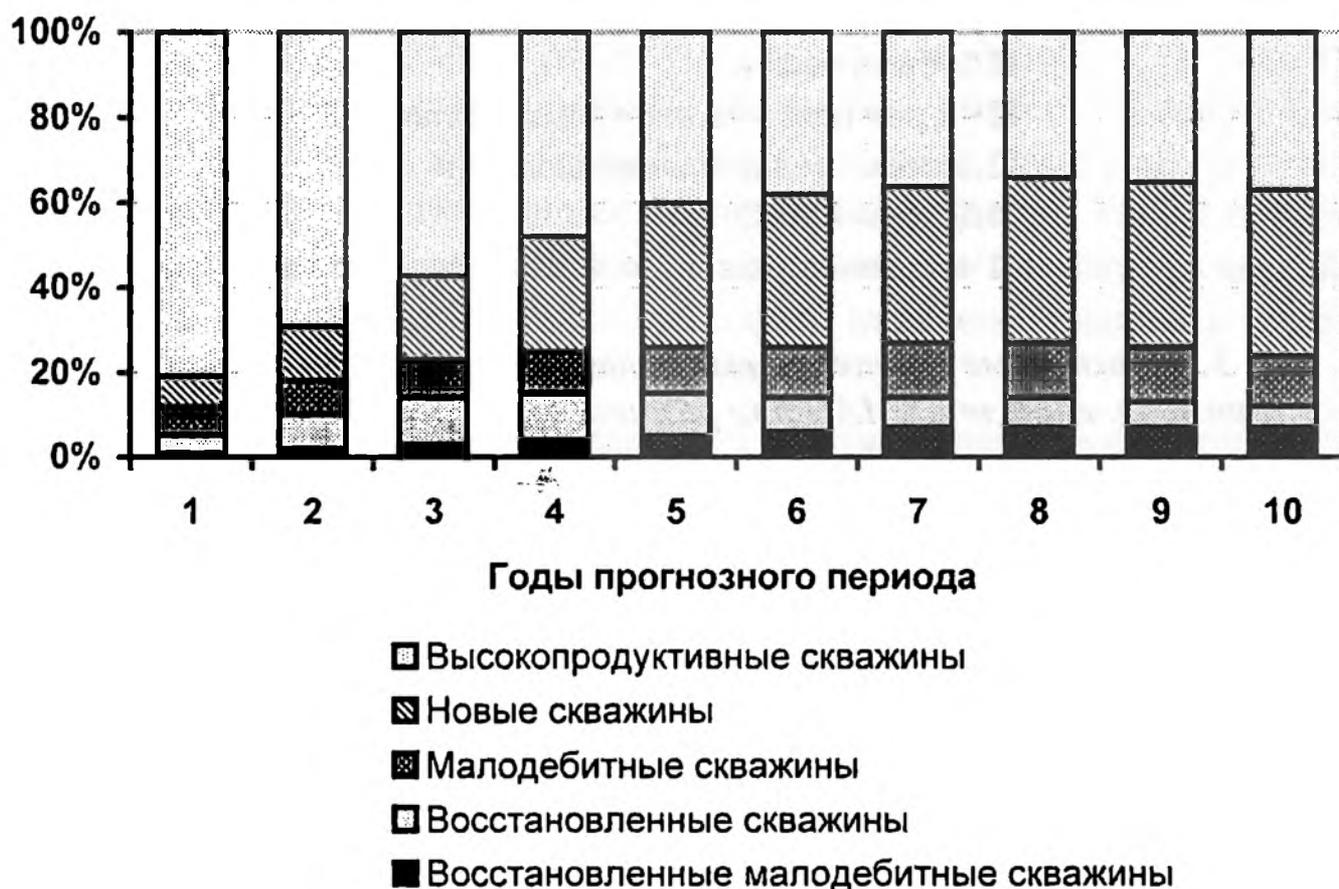


Рис. 5. Динамика структуры добычи нефти в сценарии C-7 (в %)

6. Выводы

1. Нефтегазовый сектор играет важную роль в социально-экономическом развитии сырьевых территорий, определяя темпы экономического роста и оказывая решающее влияние на динамику бюджетных доходов, занятости и уровня жизни населения.
2. Возможности решения большинства социальных проблем в основных нефтегазовых регионах России, обуславливаются динамикой бюджетно-финансовых ресурсов и, следовательно, непосредственно связаны с формированием налоговой системы. Применение дифференцированных схем налогообложения позволит расширить финансовую базу, необходимую для решения социальных проблем сырьевых территорий. Однако при введении льготных налоговых систем требуется сбалансированный подход, учитывающий интересы всех сторон – федерального «центра», регионов, нефтегазовых компаний.
3. При оценке льготных схем налогообложения нужно принимать во внимание полные социально-экономические эффекты, связанные с динамикой занятости населения и бюджетных доходов от нефтегазового сектора и смежных отраслей региональной экономики.
4. Моделирование развития нефтегазового сектора в условиях действия различных схем налогообложения (фискальной и дифференцированных) позволяет получить финансово-экономические оценки, необходимые для обоснования и выбора наиболее предпочтительной налоговой системы.
5. Согласно результатам проведенных модельных расчетов (на примере ХМАО), наиболее рациональной является схема налогообложения, предусматривающая введение широкого спектра льгот для большинства «маргинальных» добывающих объектов. Применение такой схемы создаст условия для достижения позитивной динамики добычи нефти, федеральных и региональных доходов, чистой прибыли нефтяных компаний и уровня занятости населения.

Литература

1. Карасев В., Потеряев А. Взаимоотношения федерального центра, администрации округа и нефтегазовых компаний// Югра: дела и люди. 1998. № 2.

2. **Андреева Л., Севастьянова А., Шмат В.** Влияние нефтяного проекта на социально-экономическое развитие территории его реализации// Регион: экономика и социология. 1998. № 3.
3. **Крюков В., Токарев А.** Региональные аспекты инвестиционного климата// Нефтегазовая вертикаль. 1998. № 3.
4. **Карасев В.** Нефтяные тендеры в Ханты-Мансийском АО// Финансы в Сибири. 1997. № 1(39).
5. **Крюков В., Севастьянова А., Шмат В.** Информационная модель оценки влияния развития регионального нефтегазового сектора на формирование финансовых ресурсов ХМАО. – [Http://www.hmao.wsnet.ru/raznoe/seminar](http://www.hmao.wsnet.ru/raznoe/seminar).
6. **Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Токарев А.Н., Шмат В.В.** Функционирование нефтегазового сектора в условиях перехода территорий к принципам устойчивого социально-экономического развития (на примере Ямало-Ненецкого автономного округа). Препринт. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1996.
7. **Урусов А.** Оценка социально-экономического значения инвестиций в нефтяную отрасль// Налоги, инвестиции, капитал. 1999. № 1(14).
8. **Габдрахманов И.** Нефтяным месторождениям должна помочь гибкая налоговая система// Финансы. 1998. № 7.

Владимир КОНСТАНТИНОВ
Валерий КРЮКОВ

ИЗМЕНЕНИЕ ПОДХОДОВ К ФОРМИРОВАНИЮ ЦЕН НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ



Цены на энергоресурсы – не только их уровень, но также принципы формирования и, следовательно, изменения – находятся в центре преобразований, проводимых в нефтегазовом секторе экономики. В нефтяной промышленности с 1995 года декларирован принцип свободного ценообразования на нефть и продукты ее переработки – с определенной российской спецификой. Последняя состоит в том, что цены на продукцию обрабатывающих отраслей промышленности полностью либерализованы, в то время как цены на нефть и продукты ее переработки на внутреннем рынке складываются под воздействием факторов и условий, лежащих не столько на стороне спроса, сколько на стороне предложения и фискальной политики государства. При этом государство в особо критические моменты (например, летом 1999 года) прибегает и к старому, но верному «оружию» – квотированию поставок на экспорт и на внутренний рынок, а также принудительному формированию картельных и иных «соглашений» (не имеющих, впрочем, под собой формальной правовой и экономической основы). Тем не менее, цены на нефть и нефтепродукты на внутрироссийском рынке отличаются значительно большей степенью свободы, чем цены на природный газ.

Вопросы ценообразования на природный газ, как нам представляется, начиная с 1998 года оказались в эпицентре дискуссий о направлениях преобразований газового сектора экономики России. Причин тому несколько, в их числе – сложная (и не имеющая тенденции к улучшению) ситуация с неплатежами за поставляемый на внутренний рынок

природный газ. Некоторое увеличение так называемой денежной составляющей является весьма слабым утешением. Стремительно растет доля природного газа в топливно-энергетическом балансе страны, что еще более усложняет решение проблемы неплатежей. При этом имел место постоянный прессинг со стороны международных финансовых организаций, настаивающих на повышении прозрачности и эффективности функционирования так называемых естественных монополий, и другие факторы.

Исходная система ценообразования на природный газ

Принято считать, что преобразования в российской экономике, которые происходят начиная со второй половины 80-х годов, направлены на либерализацию связей и отношений в хозяйственной сфере. По-видимому, применительно к макроэкономическим процессам данное положение является в целом справедливым. Вместе с тем в отдельных сферах и областях экономической жизни наблюдается обратная картина, то есть не столько приближение к либеральной экономической модели, сколько еще больший отход от нее.

По нашему мнению, ценообразование на природный газ в рамках системы централизованного планирования и управления было более либеральным (направленным в значительной степени на учет собственно экономических особенностей различных видов топлива) по сравнению с моделью ценообразования, которая была сформирована в процессе «радикальных» экономических реформ. К подобному утверждению приводит рассмотрение основных принципов и особенностей ценообразования в рамках системы централизованного планирования и управления.

Исходные принципы ценообразования на природный газ (до начала преобразований в 1992 году) были заложены в рамках реформы цен 1967 года. Основным принципом ценообразования на топливо, принятым в рамках данной реформы цен, являлся принцип единых цен для потребителей на взаимозаменяемые виды топлива. С 1 июля 1967 года так называемые *оптовые цены промышленности* на газ были установлены на уровне замыкающих затрат на единицу условного топлива в районах потребления. Разница между уровнями оптовых цен промышленности и затратами на добычу и транспортировку газа в форме так называемых рентных платежей и налога с оборота (аналога современно-

го акциза) изымалась в государственный бюджет. При этом налог с оборота изымался через систему оптовых цен промышленности и представлял собой разницу между суммой оптовых цен на газ и суммой внутренних расчетных цен на газ управлений магистральных газопроводов. Изъятие экономической ренты в госбюджет осуществлялось в двух формах:

- 1) рентных платежей, включенных в оптовые цены газодобывающих предприятий;
- 2) налога с оборота, входившего в оптовые цены промышленности на природный газ.

В целом система оптовых цен на природный газ была двухуровневой (двухпрейскурантной):

1-й уровень – оптовые цены предприятий на природный газ (обеспечение в основном всем добывающим предприятиям безубыточной текущей хозяйственной деятельности);

2-й уровень – оптовые цены на сетевой газ (формирование по принципу единых цен на тонну условного топлива в районах потребления).

Построение системы оптовых цен на топливо с ориентацией на худшие условия производства было направлено на то, чтобы компенсировать в угольной промышленности более высокие затраты на добычу и транспортировку угля по сравнению с затратами на добычу и транспортировку газа, мазута и нефти в районы потребления. При этом оптовые цены промышленности на природный газ были дифференцированы для перепродавцов («горгазов») и двух групп потребителей – социально-ориентированных и промышленных объектов. Такие принципы ценообразования на природный газ приводили к весьма значительной дифференциации оптовых цен реализации природного газа в территориальном разрезе – средние цены реализации сетевого газа по стране различались более чем в два раза.

1992–1996 годы – назад к будущему?

На первом этапе перехода к рыночной экономике (в 1992–1996 годах) в ценообразовании на природный газ имела место не либерализация принципов ценообразования, а, напротив, их значительное ужесточение. Прежде всего, это связано с тем, что в 1992–1993 годах были осуществлены:

- отказ от зональных цен на природный газ и переход на единые цены по всей территории России (независимо от дальности поставок);
- сохранение дифференциации цен только в рамках двух категорий потребителей – коммунально-бытового сектора и промышленности;
- установление базовых оптовых цен промышленности на природный газ исходя из рентабельного функционирования газовой промышленности в целом;
- переход от эпизодического утверждения цен на природный газ к систематической индексации оптовых цен на него;
- усиление фискального бремени за счет увеличения доли налоговой составляющей непосредственно в оптовых ценах промышленности на природный газ и, как следствие, – доведение налоговой составляющей до 62–65% от цены реализации природного газа конечным потребителям.

Начиная с 1992 года в основу формирования цен на природный газ был положен принцип изолированного ценообразования. То есть цены на природный газ стали устанавливаться только на основе издержек, складывающихся в газовом секторе экономики. При этом целесообразность состава издержек и их уровня (включая рентабельность отдельных звеньев «газовой цепочки») определялась основной действующей хозяйственной единицей – Государственным газовым концерном (а затем – РАО) «Газпром». По существу, с 1992 года правительство отошло от принципа единых цен для потребителей на взаимозаменяемые виды топлива, то есть от формирования цен на основе их сопоставления по различным видам энергоресурсов. В определенном смысле такое сопоставление цен выполняло функцию, аналогичную межтопливной конкуренции в странах с рыночной экономикой.

Одной из основных причин отхода от принципа межтопливной конкуренции было стремление правительства сдерживать инфляционные процессы в экономике за счет усиления контроля за уровнем цен в наиболее управляемых и благополучных (с точки зрения состояния производственных активов) секторах экономики, к числу которых относился и газовый сектор. Этому сектору в процессе проведения реформ была отведена роль не только финансового донора, но и стабилизатора социально-экономической ситуации в стране (прежде всего за счет обеспечения бесперебойных поставок природного газа – независимо от состояния платежной дисциплины получателей).

Переход на единые оптовые цены промышленности на природный газ в значительной степени был также обусловлен особенностями активов газового сектора, в частности, необеспеченностью замерной аппаратурой и устройствами в необходимом количестве, слабой степенью разветвленности системы магистральных газопроводов и др. У РАО «Газпром» не было достаточного опыта коммерческой работы по реализации газа – до этого времени его основная задача состояла в том, чтобы добывать природный газ и осуществлять его поставку на дальние расстояния. В определенном смысле «платой» за отход от формирования цен на природный газ на основе сопоставления цен по взаимозаменяемым видам топлива стало повышение степени непрозрачности издержек в рамках «газовой цепочки».

Социальные функции поставок газа, а также отсутствие учета платежеспособного спроса при определении направлений изменения оптовых цен (особенно в период их индексации в 1993–1995 годах) предопределили появление и нарастание неплатежей – феномена российских экономических реформ. Так, в 1993 году потребителями внутреннего рынка было оплачено чуть более половины всего поставленного природного газа, а в 1998 году – только 48% (всеми формами расчетов – денежной, бартерной, взаимозачетами и т.д.).

В итоге в газовом секторе и вокруг него сформировался значительный как по кругу вовлеченных в него участников, так и по объему операций рынок долговых обязательств. Его конечное назначение – приведение в соответствие предложения природного газа с платежеспособным спросом на внутреннем рынке. Важная особенность данного рынка – множественность цен на природный газ при формальном сохранении принципа единых цен в рамках зон или для отдельных групп потребителей. Множественность цен на газ обусловлена особенностями применения тех или иных форм расчетов, положением тех или иных участвующих в сделке сторон (прежде всего с точки зрения ликвидности товарных групп или иных заменителей платежных средств).

1997–1999 годы – попытки стимулирования платежеспособного спроса

В указанный период в условиях сохранения основных принципов формирования цен на природный газ и нарастающих неплатежей начал складываться весьма своеобразный подход, суть которого состояла в привнесении элементов контрактного ценообразования. Однако при

этом контрактная составляющая была связана не с ценами продажи природного газа, которые утверждались органами исполнительной власти, а с величиной скидок к регулируемым ценам. Уже в конце 1993 года *Указом Президента РФ* объединению «Газпром» было предоставлено право принимать решения по изменению государственных регулируемых цен на газ при наличии договоренности с потребителями на внутреннем рынке о срочном погашении ими задолженности и применении авансовых платежей. В дальнейшем такая практика получила более широкое распространение. Тем самым официально был осуществлен переход как бы к более гибкой системе цен, учитывающей платежеспособный спрос различных конкретных потребителей (и это при условии действия регулируемых государством цен). При этом, несмотря на рост неплатежей и чрезвычайно низкую оплату природного газа на внутреннем рынке в денежной форме, которая по итогам 1996 года едва составила 2%, до начала 1997 года продолжался периодический пересмотр регулируемых (номинальных) цен на природный газ в сторону их повышения.

Следующим шагом к учету спросовых ограничений, обусловленных платежеспособностью различных групп потребителей в различных районах, стал переход к дифференцированным оптовым ценам промышленности на природный газ. С 1 февраля 1997 года *решением Федеральной Энергетической Комиссии (ФЭК)* была введена дифференциация оптовых цен по трем поясам. А в конце того же года (с 1 декабря) была введена шкала с еще большей дифференциацией цен – по шести поясам – с их разрывом в 25%, что значительно меньше степени дифференциации цен на сетевой газ, которая существовала в СССР. Наряду с дифференциацией цен начиная с 1997 года проводится опережающее повышение цен на бытовой газ по сравнению с ценами на природный газ для промышленных потребителей. В результате к концу 1998 года цены на бытовой газ были лишь на 12% ниже цен на газ для промышленности, тогда как в 1993 году соотношение данных цен составляло 1:5.

Отсюда следует, что ценообразование на природный газ (особенно начиная с 1997 года) все больше и больше учитывает спросовые ограничения, то есть происходит:

- расширение сферы контрактных взаимоотношений в ценообразовании (за счет расширения сферы применения различных скидок с устанавливаемых государством цен в случае своевременной оплаты);
- приближение цен на природный газ, отпускаемый населению, к ценам на природный газ, отпускаемый промышленности;

- углубление дифференциации цен с учетом особенностей различных групп потребителей и различных районов потребления природного газа.

В целом на начало 2000 года выручка от реализации газа конечным потребителям России составила 75 млрд руб. Однако доля денежных средств в структуре выручки за газ достигла лишь 21%. Остальные средства были получены в виде ликвидных банковских векселей, федеральных денежных зачетов, товарных зачетов, зачетов ценными бумагами, налоговыми освобождениями и прочими расчетами. Среди крупнейших неплательщиков фигурируют предприятия электроэнергетики – 40,5 млрд руб., металлургии – 3 млрд руб., агрохимии – 2,9 млрд руб. Долг предприятий, финансируемых из бюджетов всех уровней, составил 15,2 млрд руб. Наибольшие долги перед ООО «Межрегионгаз» имеют предприятия, финансируемые из федерального бюджета – 4,6 млрд руб. По состоянию на конец 1999 года во главе списка должников, финансируемых федеральным правительством, находились предприятия оборонной промышленности, организации системы Минобороны, МВД и учебные заведения Минобразования. В территориальном разрезе основными должниками за газ остаются регионы с высоким уровнем газопотребления: Москва и Московская область, Санкт-Петербург, Пермская, Самарская, Челябинская области и др. Ряд регионов в течение 1999 года не расплатились за газ, поставленный еще в 1995 году. К ним относятся Волгоградская, Калужская, Пермская, Пензенская, Рязанская, Тверская, Ульяновская, Ярославская области, Ставропольский край, республики Кабардино-Балкария, Татарстан, Чувашия¹.

Проблема неплатежей за поставленный природный газ – это не просто проблема своевременности расчетов. Из-за отсутствия соответствующей законодательной базы, а также вследствие технологической специфики энергообеспечения и завышенных социальных обязательств со стороны государства ОАО «Газпром» не располагает действенным механизмом принуждения потребителей платить по счетам за поставленный газ и поэтому превратился в крупнейшего донора экономики России в целом. Низкий уровень платежей за газ ставит компанию перед выбором: либо мобилизовать ликвидность для расчетов с бюджетом, либо сократить поставки газа до уровня платежеспособного спроса, что, естественно, может сказаться на функционировании всей российской экономики.

¹ Труд. 2000. 30 мая.

В газовом секторе (и с этой точки зрения он не исключение на общероссийском фоне) неплатежи за поставляемую продукцию, приводя к множественности цен фактической реализации, являются одной из основных причин формирования расчетов, ориентированных на реально складывающийся на внутреннем рынке платежеспособный спрос.

1999–2000 годы – первые шаги в общепринятом направлении

Ситуация, сложившаяся в ценообразовании на природный газ, и тотальные неплатежи несомненно приводят к искажению топливно-энергетического баланса страны, дефициту газа и ослаблению устойчивого развития Единой системы газоснабжения.

Чтобы как-то выправить ситуацию, «Газпром» уже с 1 ноября 1999 года повысил оптовые цены на газ на 15%, а с 1 января 2000 года были вдвое увеличены тарифы на транспортировку газа для независимых производителей. В текущем году «Газпром» предлагал повысить цену дважды: на 26% с 1 апреля и на 15% с 1 октября. В результате этого общий рост цен в перерасчете на годовой объем поставки газа составил бы 22%. Однако ФЭК, проанализировав представленные «Газпромом» расчеты, решила ограничиться менее значительным повышением – в среднем на 21%, что с учетом вступления принятого решения в силу с 1 мая даст рост среднегодовой цены лишь на 12%². Комиссия в принципе согласилась вернуться к рассмотрению вопроса о дальнейшем повышении цен осенью текущего года, признав, однако, что проводить его нужно дифференцированно.

В какой-то степени дифференцированный подход был реализован уже в майском решении ФЭК. Если для промышленности цены повысили на 20%, то для федеральных электростанций – на 40%. Правда, такое решение не является дискриминацией энергетиков, а лишь выполняет законодательное требование о прекращении перекрестного субсидирования одних потребителей за счет других. До сих пор федеральные электростанции получали газ на 15% дешевле, чем остальные промышленные потребители. Теперь всех энергетиков уравнили. Что касается цен на газ, потребляемый населением, то ФЭК решила увеличить их всего на 15%, считая, что и это повышение для некоторых категорий граждан будет довольно существенным.

² Нефть и капитал. 2000. № 5. С. 55.

Однако майское постановление о повышении оптовых цен на газ не решает всех проблем газовой отрасли – оно лишь частично позволяет преодолеть дефицит топлива. Ключевой проблемой газовой отрасли остаются неплатежи потребителей за поставленную продукцию. Задолженность потребителей России на начало 2000 года составляла 101,2 млрд руб., снизившись за год лишь на 1,7 млрд руб. В то же время общая задолженность превышает стоимость газа, поставленного в 1999 году³. И хотя в оплате за газ в последние годы наблюдается положительная динамика (увеличивается доля платежей «живыми деньгами»), однако только повышением цен проблему платежеспособного спроса не решить.

Тенденции изменения цен на природный газ в Западной Европе

Возникает вполне резонный вопрос: насколько уникальна российская ситуация? Насколько касаются России те общие процессы, которые происходят на рынках других стран мира? На наш взгляд, для того чтобы дать ответы на эти вопросы, целесообразно обратиться к опыту стран Западной Европы (тем более что одному из авторов довелось принять участие в общеевропейской газовой конференции *Flame '99* в Амстердаме).

Законы экономики диктуют, что все товары должны быть равны с точки зрения экономических условий их реализации, и поэтому природный газ пойдет туда, где складываются наиболее высокие цены на него. Исторически цены на природный газ в европейских странах устанавливались в результате влияния двух составляющих – изменения цен на нефтепродукты (прежде всего котельно-печное топливо) и действия принципа *net-back* (формирования цен у потребителя с учетом дальности поставки в местах формирования «базисных» цен на энергоресурсы). В целом эта система доказала свою жизнеспособность в различных рыночных условиях. Однако в настоящее время имеется ряд обстоятельств, которые оказывают свое влияние на ценообразование. Среди них следует выделить такие:

- потенциально возможно понижение цен на нефть, и как следствие этого, почти полное исчезновение рентной составляющей;
- привязка цен на газ к ценам на нефтепродукты все в большей степени ставится под вопрос. Рост в Северо-Западной Европе по-

³ Груд. 2000. 30 июня.

требления природного газа более не определяется заменой нефти, а в основном связан с ростом генерирующих мощностей в электроэнергетике. В этих условиях цены на уголь и цены на электричество предположительно будут играть бóльшую роль в определении цен на природный газ.

В современных условиях на европейском газовом рынке итоговая цена природного газа для потребителя не является результатом балансирования спроса и предложения – она определяется комплексом ценовых условий, в том числе динамикой цен на нефть. В то же время характерно сохранение и совершенствование принципа формирования цен на природный газ на основе межтопливной конкуренции, развитие которой является следствием формирования и расширения конкурентной среды. К числу основных последствий появления конкурентной среды в энергетическом секторе относятся:

- определение цен на энергоресурсы рынком, а не издержками производства;
- определяющая роль соотношения между рыночной ценой и издержками компании в оценке перспектив бизнеса и выбора направлений деятельности для местных распределительных компаний;
- отмена закрытых зон для поставок энергоресурсов на национальном, региональном и местном уровнях.

В конечном счете проведенные этапы либерализации рынка энергоресурсов показывают, что в газовой промышленности Европы в ближайшее время могут произойти следующие изменения:

- снижение цен на газ;
- потеря рядом компаний традиционных ключевых потребителей;
- исчезновение различных рыночных барьеров;
- еще большая сегментация рынка и появление узкоспециализированных групп потребителей и поставщиков;
- усиление дифференциации ценовых механизмов и повышение их прозрачности;
- расширение рынка за счет как появления новых продуктов, так и еще большей диверсификации;
- устранение барьеров между различными составляющими энергетического сектора, прежде всего в рамках цепочки «газ – электроэнергия – топливо – торговля».

Европейский энергетический рынок характеризуется все бóльшим усилением роли потребителя в определении цен на энергоресурсы и усилением в этой связи роли и значения межтопливной конкуренции. Основные направления формирования и дальнейшего развития газового рынка определены в соответствующей *Газовой Директиве Европейского Союза 1998 года*. Основная цель Директивы – обеспечить безопасную, низкзатратную и экологически приемлемую поставку энергии и природного газа в интересах всего общества. С точки зрения ценообразования Директива отражает приверженность реализации принципа межтопливной конкуренции и определяет лишь общие рамки формирования цен.

Куда мы можем двигаться в ценообразовании?

Из сказанного выше следует, что существуют два принципиально возможных направления в ценообразовании на природный газ – на основе межтопливной конкуренции или на основе издержек в рамках «газовой цепочки» с учетом определенного уровня рентабельности каждого из ее звеньев. В обобщенном виде особенности этих двух подходов к ценообразованию представлены в *табл. 1*:

Таблица 1

Особенности подходов к формированию цен на природный газ

	Межтопливная конкуренция	На основе издержек
Рамки, в которых формируются цены на природный газ	Весь топливно-энергетический сектор (или основная его часть)	Только газовый сектор
Направления государственного регулирования	Определение общих законодательных рамок (прежде всего в области налогообложения)	Определение правил учета и определения обоснованных издержек в звеньях «газовой цепочки»
Государственное регулирование в условиях переходной экономики	Контроль предельных уровней цен на энергоресурсы	Установление и контроль конкретных уровней цен и тарифов
Регулирующий орган	Правительственное агентство	Правительственное агентство, государственная компания

Помимо отмеченных выше «крайних» подходов (формирования цен на основе межтопливной конкуренции и на основе издержек в рамках «газовой цепочки») возможны также их различные комбинации – формирование цен на основе издержек производства различных энергоре-

сурсов, как это было при централизованном планировании и управлении. Также к числу комбинаций отмеченных выше подходов относится и разделение принципов ценообразования на природный газ в зависимости от состояния основных производственных активов сектора – прежде всего с точки зрения сроков ввода в разработку месторождений. Как правило, такой подход применяется в случае необходимости стимулирования ввода в разработку новых месторождений (при наличии регулируемых цен на природный газ). В частности, данный подход был применен в 80-х годах в Канаде, где по новым месторождениям цены были либерализованы, а для находящихся в разработке были установлены предельные уровни цен.

Аналогичный подход в 1993-1994 годах предлагался рядом специалистов и для России. Однако при этом не учитывалось, что введение гибких и комплексных систем ценообразования требует наличия соответствующих систем учета и контроля, а также высококвалифицированных специалистов и соответствующих учреждений (как правило, в статусе государственных агентств), чем Россия тогда не располагала. Правительство в тот период фактически рассматривало и принимало предложения, подготовленные в недрах монопольного производителя природного газа – РАО «Газпром». В большинстве стран мира деятельность соответствующих агентств по регулированию естественно-монопольных видов деятельности отделена не только от государственных компаний, но и от соответствующих органов исполнительной власти. Во многом именно в силу данных обстоятельств в России и была сформирована ФЭК. Последнее означает, что, несмотря на объективные преимущества того или иного подхода к регулированию цен на природный газ, существует также группа факторов и условий, связанных с реализуемостью различных подходов в конкретных условиях.

Возможно ли в настоящее время в России формирование цен на условиях межтопливной конкуренции?

Возможность перехода к формированию цен на природный газ на условиях межтопливной конкуренции зависит от целого ряда обстоятельств – таких как социально-экономическая роль того или иного вида энергоресурсов (и, следовательно, возможность формирования цен на него под определяющим влиянием экономических факторов), соотношение в топливно-энергетическом балансе различных энергоресурсов (что определяет лидирующую роль того или иного энергоресурса в

формировании цен), наличие необходимой производственно-технологической инфраструктуры и пр.

Начиная со второй половины 70-х годов в СССР энергетическая политика была направлена на ускоренное освоение и развитие газовых ресурсов. Особенно значительные изменения произошли в 80-е годы – с вводом крупнейших месторождений природного газа в Западной Сибири – Уренгойского (мощностью по добыче 290 млрд м³ в год) и Ямбургского (мощностью 190 млрд м³). Ускоренный ввод данных месторождений в разработку не мог не вызвать резкого увеличения доли природного газа в производстве первичных энергоресурсов. Увеличение поставок природного газа привело к тому, что уже в начале 80-х годов его доля в производстве первичных энергоресурсов превысила 20% (табл. 2).

Таблица 2

Динамика развития газовой промышленности России

Годы	Объем добычи газа, млрд куб.м	Удельный вес природного газа, %	
		в производстве первичных энергоресурсов	во внутреннем потреблении энергоресурсов
1980	254	20,7	25,0
1985	462	31,7	34,6
1990	641	40,0	41,3
1991	643	42,6	42,6
1992	640	45,0	44,0
1993	618	46,4	45,0
1997	571	48,5	52,9
1998	591	49,9	55,2

Источники: Российский статистический ежегодник. – М.: Госкомстат России, 1999, с. 316–320; Нефть России. 1996. № 10; БИКИ. 1999. № 134.

Экономический кризис, сопровождавшийся значительным спадом производства энергоресурсов (в частности, почти двухкратным уменьшением добычи нефти и более чем двухкратным спадом добычи угля), привел к еще большему увеличению доли природного газа в производстве первичных энергоресурсов в России – в первой половине 90-х годов она превысила 40%. Данная тенденция сохранилась и во второй половине 90-х годов – доля природного газа в производстве первичных энергоресурсов в 1998 году составила уже 50%. Характерно, что указанный процесс идет ускоренными темпами – быстрее, чем предполагалось. Например, в 1995 году прогнозировалось (*Новая энергетическая политика России*), что доля природного газа в производстве первичных

энергоресурсов в России должна достигнуть отметки в 55–57% лишь к 2010 году.

Следует иметь в виду, что отмеченная тенденция не столько отражает увеличение реального спроса на природный газ, сколько свидетельствует о более быстром сокращении производства и потребления других видов энергоресурсов, таких как уголь и жидкое котельно-печное топливо. Более устойчивое функционирование газовой промышленности во многом связано со специфическими особенностями ее активов, такими как тесная взаимосвязь процессов добычи, транспортировки и потребления (особенно при недостаточной мощности подземных хранилищ и невозможности резкого увеличения поставок природного газа на рынки с устойчивым платежеспособным спросом). При этом в отдельных районах России доля природного газа в балансе потребления первичных энергоресурсов к настоящему времени значительно превысила отмеченный выше 50-процентный рубеж.

За последние 19 лет потребление газа в России увеличилось почти в 2 раза – с 210,5 млрд м³ в 1980 году до 395,6 млрд м³ (включая собственные нужды отрасли) в 1999 году⁴. Наиболее высокие приросты газопотребления имели место в Центральном, Уральском и Поволжском экономических районах. Доля газового топлива уже сейчас превышает 70% в энергобалансе многих регионов европейской части страны. В то же время крайне низки показатели газификации Дальнего Востока и Восточной Сибири – около 9% в каждом регионе. Не газифицирован огромный регион на востоке России – Бурятия, Тува, Иркутская, Читинская, Амурская, Магаданская и Камчатская области, Приморский край. Крайне низки показатели газификации и основных сырьевых регионов. В некоторые области Западной Сибири газ либо начал подаваться только в последнее время, как, например, на Алтай, либо его доля в суммарном потреблении котельно-печного топлива незначительна – например, в Омской, Томской, Новосибирской и Кемеровской областях.

Столь парадоксальная, на первый взгляд, география газопотребления объясняется весьма просто: прежде газифицировались, как правило, крупные города и области, расположенные вблизи основных экспортных магистралей, протянувшихся от месторождений тюменского Севера на запад. При этом газификация тех или иных регионов определялась зачастую исходя из ведомственных приоритетов, то есть без оценки последствий принимаемых решений с точки зрения развития производства

⁴ Нефть и капитал. 2000. № 4. С. 15.

альтернативных видов топлива. Например, расширение поставок природного газа в Кемеровскую область в свое время привело к значительному уменьшению потребления угля, а также к консервации существующих технологий его использования (вследствие более низких цен на природный газ по сравнению с углем). Аналогичная ситуация складывается и с расширением поставок природного газа в Архангельскую область – резко уменьшается потребность области в использовании угля из Республики Коми.

При расширении потребления природного газа в том или ином регионе и переходе данного вида энергоресурсов в разряд доминирующего резко снижаются возможности действия межтопливной конкуренции. Более того, на газовую промышленность в неявной форме налагаются обязательства по поддержанию производства экономически менее эффективных энергоресурсов. Для выполнения данной задачи государство увеличивает налоговое бремя на газовую промышленность, чтобы обеспечить финансирование программ реструктуризации, например, угольной промышленности.

В отраслевом разрезе крупнейшим потребителем газа в стране является промышленность, в которой абсолютное потребление газа растет ежегодно. Однако в структуре потребления ее удельный вес с 1980 года снизился почти на 20%. Доля коммунально-бытовых потребителей остается практически на одном уровне – 11–13%. Потребление газа электростанциями растет высокими темпами и в настоящее время составляет порядка 130–140 млрд м³ в год. В топливном балансе электростанций природный газ стоит на первом месте (62%), затем – уголь (29%) и мазут (9%)⁵.

В формировании топливно-энергетического баланса России на ближайшие 20 лет природному газу отводится ведущая роль. Один из прогнозов спроса на газ внутри России (он достаточно широко цитировался ведущими менеджерами ОАО «Газпром»), основан на предположении о сокращении потребления ориентировочно до 2000 года с последующим восстановлением и ростом уровня потребления газа до 435–440 млрд м³ к 2005 году. В соответствии с данным прогнозом, в 2010 году потребление газа в стране должно увеличиться еще на 9–11%. Следует отметить, что приведенный прогноз является, на наш взгляд, чересчур оптимистическим. Он во многом основан на физических предпочтениях потенциальных потребителей (то есть на том, сколько природного

⁵ Нефть и капитал. 2000. № 4. С. 9

газа они могли бы потребить) и не принимает во внимание реальный платежеспособный спрос и реальное финансово-экономическое состояние различных групп потребителей. На наш взгляд, относительное (и отчасти абсолютное) увеличение потребления природного газа на внутреннем рынке России в 90-е годы происходило во многом по инерции – за счет быстрого спада производства альтернативных энергоресурсов и, напротив, устойчивого функционирования комплексов по добыче и транспортировке газа (созданных, как мы отметили выше, в 80-е годы) и необходимости обеспечения бесперебойных поставок (независимо от состояния платежной дисциплины).

На ближайшие 10-15 лет *Новой энергетической политикой России* предусматривается дальнейшее наращивание использования природного газа во всех сферах экономики – прежде всего в коммунально-бытовом секторе. Газ должен обеспечить не только прирост энергопотребления, но и компенсировать снижение добычи угля и нефти. В 1999 году потребителям России было поставлено по системам магистральных газопроводов 300 млрд м³ газа, а к 2010 году прогнозируемая потребность (по оценкам, которыми оперирует ОАО «Газпром») может возрасти на 15–20%⁶. Столь существенные изменения в структуре производства первичных энергоносителей – значительное повышение удельного веса природного газа в энергобалансе России в целом, а также еще более значительное увеличение доли природного газа в энергобалансах ведущих промышленных регионов (до 70% и более) – не могли не повлиять на резкое ослабление роли и значения межтопливной конкуренции при формировании цен на природный газ. Очевидно, что повышение удельного веса природного газа в энергобалансе оказывает понижающее влияние на общий уровень цен на энергоресурсы.

В то же время данная объективная тенденция понижения цен на энергоносители оказалась в явном противоречии с государственной политикой в области ценообразования на альтернативные виды энергоресурсов. Суть противоречия состоит в том, что были предприняты (и реализованы) шаги, направленные:

- на либерализацию цен на альтернативные энергоресурсы;
- на жесткое регулирование (сдерживание) цен на природный газ;
- на сохранение (и даже усиление) социальной роли топливно-энергетического сектора экономики (и прежде всего ведущей его части – газовой промышленности);

⁶ Труд. 2000. 30 мая.

- на сохранение и поддержание функционирования неэффективных групп производителей и потребителей.

Данные обстоятельства привели, как нам представляется, к резкому уменьшению возможностей реализации схемы ценообразования на природный газ в рамках межтопливной конкуренции. Проявлению данной тенденции также способствовала ориентация во внутренней энергетической политике России на расширение использования природного газа (осуществление так называемой «газовой паузы») без учета и оценки направлений развития добычи и использования альтернативных видов топлива в более широком социально-экономическом контексте (а не только в рамках решения проблемы изменения структуры топливно-энергетического баланса). Не случайно поэтому в конце 90-х годов перед Россией остро встала необходимость пересмотра прежней идеологии баланса добычи, производства и потребления первичных энергоресурсов (прежде всего с позиции усиления внимания к региональным аспектам эффективности использования тех или иных видов первичных энергоресурсов).

Динамика цен на альтернативные виды топлива

Резкое увеличение доли природного газа в структуре энергобаланса – как России в целом, так и отдельных ее регионов – создало предпосылки к снижению цен на энергоресурсы ввиду относительной дешевизны природного газа, получаемого с уникальных месторождений севера Западной Сибири (несмотря на значительную дальность транспортировки до основных районов газопотребления). Однако реализация данных объективных предпосылок снижения цен на энергоресурсы предполагает:

- сокращение производства неэффективных энергоресурсов;
- наличие условий для обеспечения межтопливной конкуренции (прежде всего – необходимой производственной инфраструктуры, такой как разветвленная сеть распределительных трубопроводов, хранилищ природного газа и пр.);
- отсутствие социальной нагрузки на топливно-энергетический комплекс в виде дотационных или просто бесплатных поставок энергоресурсов социально-значимым группам потребителей.

Во многом именно в силу отмеченных выше причин и обстоятельств в рамках общей политики либерализации экономики и был ре-

лизован такой сценарий изменения цен на первичные энергоресурсы, при котором цены на природный газ устанавливаются государством, а цены на альтернативные виды энергоресурсов (прежде всего на уголь и жидкое котельно-печное топливо) устанавливаются под воздействием факторов предложения и спроса. В результате в экономике России соотношение цен на альтернативные виды энергоресурсов в 1994–1998 годах складывалось, как показано на *рис. 1*.

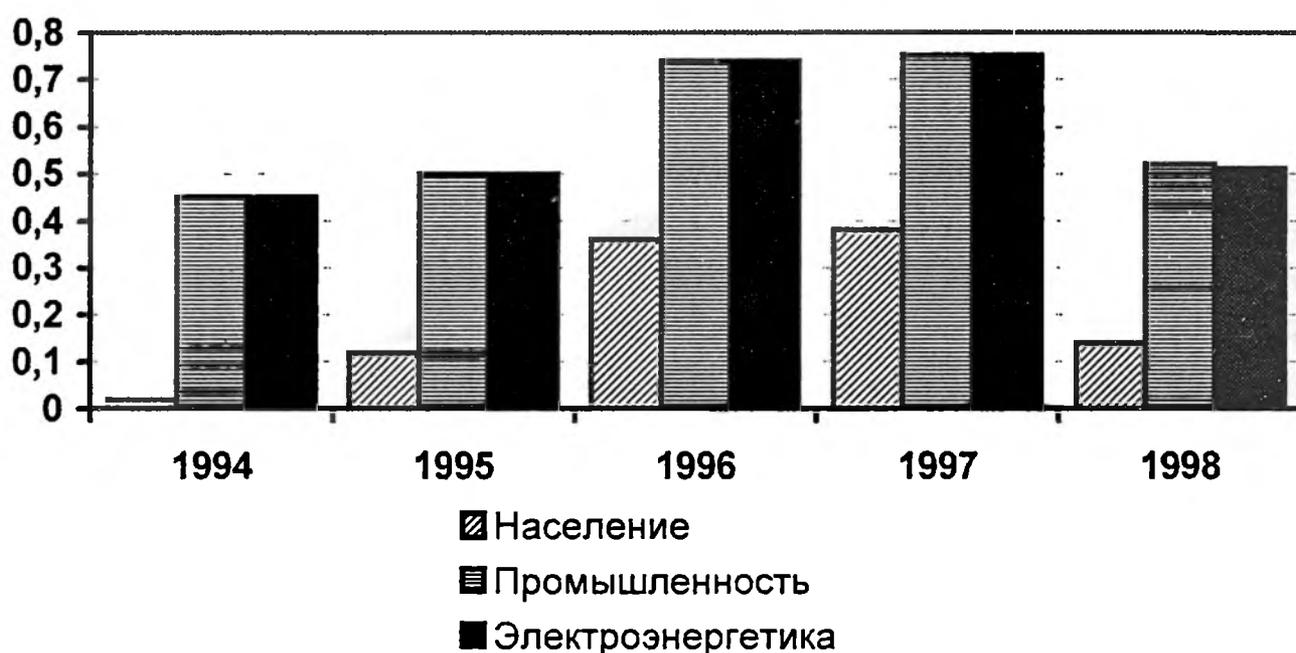


Рис. 1. Соотношение цен потребления энергоресурсов – природный газ / жидкое топливо (в долларовом исчислении)

Из *рис. 1* видно, что в указанном выше периоде экономических реформ имела место тенденция, направленная на постепенное выравнивание межтопливных пропорций цен потребления различных видов энергоресурсов. Однако девальвация рубля, произошедшая в августе 1998 года, вернула соотношение цен (в долларовом исчислении) на уровень 1995 года. К тому же следует заметить, что цены на природный газ опустились ниже цен на все остальные энергоносители (прежде всего потому, что с конца 1996 года цены на него на внутреннем рынке фактически были заморожены). По состоянию на начало 2000 года цена на природный газ почти в 3 раза ниже цены на мазут и на 40–50% ниже цен на каменный уголь⁷. После августа 1998 года цена на газ упала с 42 до 11 дол. за 1000 м³. Несмотря на это, оптовые цены на газ остаются фактически на прежнем уровне, а неплатежи за поставляемый на внутренний рынок природный газ не уменьшились.

⁷ Труд. 2000. 14 июня.

Одним из основных факторов, препятствующих конкуренции природного газа с альтернативными видами топлива в экономике России, является высокий уровень издержек на доставку и распределение других видов топлива по сравнению с транспортировкой природного газа по системе магистральных и распределительных трубопроводов. Именно из-за отсутствия инфраструктуры распределения альтернативных видов топлива они не поставляются в целый ряд регионов России. В этих случаях использование природного газа не имеет альтернатив. К тому же зачастую в тех районах, где природный газ является безальтернативным энергоресурсом, сосредоточены социально-значимые потребители (населенные пункты, государственные учреждения) или же экономически неэффективные производства.

Отмеченные выше обстоятельства (такие как ведущая роль природного газа в топливно-энергетическом балансе России, а также значительная социальная направленность поставок природного газа) затрудняют применение в условиях России принципов рыночного ценообразования, основанного на сопоставлении цен на альтернативные виды первичных энергоресурсов. Повышение цен на природный газ до уровня цен на альтернативные энергоресурсы должно сопровождаться не только развитием инфраструктуры, но и повышением платежеспособности социально-значимых потребителей.

Ценообразование – необходимость модернизации действующей системы

В настоящее время ценообразование на природный газ основано, как отмечалось выше, не на конкуренции альтернативных видов топлива, а на прямом учете издержек по всем звеньям «газовой цепочки» (добыча – магистральный транспорт – газораспределение). При этом если в рамках системы централизованного планирования и управления имело место определенное сочетание формирования цен на основе как издержек, так и «нормативной» рентабельности производства и транспортировки различных видов первичных энергоресурсов, то начиная с 1991 года ценообразование на природный газ стало «изолированным», то есть основанным исключительно на учете издержек в рамках «газовой цепочки».

Основная особенность существующей системы ценообразования заключается не столько в ее «затратном» характере (ориентации на стоимость услуг производителей и поставщиков и «нормативную» рентабельность операций в пределах различных звеньев «газовой цепоч-

ки)), сколько в ее зависимости от представлений об уровнях издержек, определяемых основным хозяйствующим субъектом – монополистом ОАО «Газпром». Государство в настоящее время не присутствует на таких стадиях ценообразования, как определение издержек на стадии добычи и транспорта природного газа.

Эволюцию, точнее, адаптацию системы ценообразования к новым условиям, как нам представляется, будут определять следующие обстоятельства:

- сохранение в обозримой перспективе монопольного положения «Газпрома» на рынке производства природного газа;
- сохранение монопольного положения «Газпрома» на рынке предоставления услуг по магистральному транспорту природного газа;
- сохранение и усиление ведущей роли природного газа в балансе производства и потребления первичных энергетических ресурсов.

Направления изменения подходов к регулированию цен на природный газ

С учетом всех отмеченных обстоятельств наиболее целесообразно в обозримой перспективе (при действии условий и факторов, рассмотренных выше) сохранение ценообразования на основе издержек. Однако при этом возникает ряд вопросов, связанных с реализацией данного принципа в специфических российских условиях.

К настоящему времени в целом достигнуто полное единодушие в вопросе о том, что необходимо разделение ценообразования по отдельным звеньям «газовой цепочки» – в добыче, магистральном транспорте и в газораспределении (реализации природного газа конечным потребителям). К числу дискуссионных относится вопрос о формах регулирования ценообразования – регулирование (определение и контроль) принципов ценообразования или же регулирование конкретных значений цен и тарифов. Как мы уже отмечали выше, регулирование конкретных значений цен и тарифов по всей «газовой цепочке» во многом было вызвано необходимостью сдерживания инфляции, отсутствием соответствующей нормативно-правовой основы, а также необходимого опыта в осуществлении более сложного косвенного регулирования (связанного с управлением принципами ценообразования). В настоящее время в России, пожалуй, нет оппонентов тому положению, что при установлении

тарифов на транспорт природного газа должны рассматриваться и утверждаться их конкретные значения, что соответствует общепринятой европейской практике. Дискуссионными остаются вопросы, связанные с ценообразованием на стадиях добычи природного газа и его реализации. Надо ли (или нет) регулировать цены в добыче природного газа? Надо ли (или нет) регулировать конкретные цены реализации природного газа конечным потребителям? Какой орган системы государственного управления должен осуществлять регулирование цен (в той или иной форме)?

В 1995 году Правительство РФ приняло решение о разработке концепции ценообразования и регулирования тарифов в газовой промышленности. Данная концепция должна была отражать все основные аспекты функционирования и развития в рамках «газовой цепочки». В конце 1998 года были представлены два варианта предложений по формированию цен и тарифов в газовой промышленности России:

1. Концепция государственного регулирования цен и тарифов в газоснабжении в РФ (проект Минэкономики и Минтопэнерго РФ);
2. Основные положения ценообразования на газ в РФ (проект ОАО «Газпром»).

В течение 1999 года основные дискуссии и обсуждения направлений изменения ценообразования в газовой промышленности России проходили в рамках рассмотрения отмеченных выше документов (прежде всего с целью подготовки единого документа, учитывающего сильные стороны каждого из них). Оба документа исходят из необходимости сохранения принципа затратного ценообразования. Однако, если первый проект относит определение целесообразных издержек во всех звеньях газовой цепочки к функциям государственного агентства, то второй (особенно на стадии добычи) – к функциям газодобывающих компаний (то есть самого «Газпрома»).

Авторы первого проекта исходят из того, что ценовое регулирование в газовой промышленности состоит не только в определении тарифов в системе магистрального транспорта природного газа, но также предполагает соответствующее регулирование в системах добычи и распределения природного газа. Второй документ допускает, что цены для индивидуальных потребителей не обязательно должны быть регулируемы, то есть могут устанавливаться на контрактной основе. При этом регулирование конкретных значений тарифов должно ограничиваться сферой транспорта природного газа, а в остальных звеньях «газо-

вой цепочки» конкретные ценовые значения могут быть результатом переговоров. В обоих проектах говорится, что цены для потребителей должны складываться из оптовых цен плюс регулируемая надбавка распределительных сетей. При этом отмечается, что в отдаленном будущем возможна и либерализация цен или ценовая конкуренция.

Как нам представляется, соотношение прямого регулирования цен (установление и контроль конкретных значений) и косвенного регулирования (установление правил и принципов ценообразования, контроль их соблюдения) есть в значительной степени вопрос реализуемости двух данных подходов. В определенном смысле проще прямое регулирование. Косвенное регулирование требует достоверной и регулярно поступающей информации, для чего нужна не только методическая основа, но и соответствующая инфраструктура, кадры. Регулирование цен и издержек в добыче, например, выходит за рамки только ценообразования в газовой промышленности и связано с мониторингом процессов недропользования. Как нам представляется, определение издержек на добычу (следовательно, и цен производителей) должно быть связано с выполнением условий лицензионных соглашений на право пользования недрами со стороны «Газпрома» и других производителей природного газа. В свою очередь, выработка данных условий и их финансово-экономическое наполнение – результат работы компаний и представителей органов исполнительной власти, обеспечивающих управление государственным фондом недр.

Поэтому, на наш взгляд, в современных условиях цены на природный газ (как оптовые, так и розничные) следует устанавливать на основе издержек, состав и уровень которых должны контролироваться государственным агентством. Переход к косвенному регулированию ценообразования может и должен осуществляться по мере формирования условий для реализации подобного подхода. Межтопливная конкуренция может рассматриваться лишь как долгосрочная цель – по мере изменения характеристик активов газовой промышленности и создания необходимой инфраструктуры регулирования.

Этапы изменения цен на природный газ на внутреннем рынке (вместо заключения)

Как нам представляется, основные выводы и соображения, касающиеся изменения цен на природный газ на внутреннем рынке, связаны со следующими обстоятельствами.

1. Несомненно, доминирующим принципом ценообразования на природный газ в экономике России был и на ближайшее время останется принцип формирования цен на основе издержек.
2. Необходим переход к повышению степени обоснованности тех или иных видов издержек, тех или иных направлений инвестирования и расширения производственной деятельности (при этом повышение степени обоснованности не идентично повышению бухгалтерской прозрачности).
3. Наличие феномена неплатежей в российской экономике связано не только с необоснованными социальными и экономическими претензиями государства (на федеральном, региональном и муниципальном уровнях) и недисциплинированностью потребителей (нежеланием платить за получаемый природный газ), но также и с необоснованным ценообразованием.
4. Необоснованное ценообразование связано, в частности, с отнесением к рентабельным видам деятельности всех звеньев газовой цепочки при всех производимых видах работ и всех объемах выполняемых услуг (в добыче, транспорте и распределении природного газа).
5. Формирование цен на основе сопоставления альтернативных видов первичных энергоресурсов должно рассматриваться в России как долгосрочная задача – со сроком возможного исполнения в течение пяти-семи лет, а до этого времени на практике должен быть реализован принцип обоснованного и отдельного ценообразования по всем звеньям «газовой цепочки».
6. Повышение цен на природный газ до уровня цен на альтернативные виды топлива в современных условиях послужит причиной дополнительного роста неплатежей.
7. Одна из основных проблем неплатежей за поставляемый газ на внутрисоветский рынок связана с отсутствием в экономике России сбалансированности материально-вещественных и финансовых пропорций. А неплатежи, с этой точки зрения, являются способом приведения данного соотношения в сбалансированное состояние.
8. В интересах «Газпрома» необходимо скорейшее формирование механизма определения обоснованных издержек по всем звеньям «газовой цепочки», что на наш взгляд, не только повысит эффективность функционирования компании, но и позволит ослабить тенденцию роста платежеспособности на внутреннем рынке.

Роман ЗЕМЦОВ

ОЦЕНКА МЕСТА И РОЛИ КОМПАНИЙ РАЗЛИЧНОГО ТИПА В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ РОССИИ



Практика промышленно развитых стран показывает, что малый и средний бизнес в нефтедобыче – это, с одной стороны, фактор, противодействующий чрезмерной монополизации отрасли, что очень актуально для России. С другой стороны, мелкие и средние предприятия способствуют разработке небольших месторождений (в России на начало 1998 года их доля в разрабатываемых и подготовленных запасах составляла 74%, в разведанных – 82%), вводу в действие простаивающих скважин и, как результат, – увеличению добычи нефти. Следствием недальновидной политики государства является то, что в настоящее время разрабатываются только лучшие участки, занятые крупными компаниями, а худшие забрасываются. Резко возросло число убыточных предприятий, которые эксплуатируют месторождения, находящиеся в режиме падающей добычи, увеличилось число остановленных высокообводненных скважин [1, 2].

При рациональном подходе к этой проблеме система налогообложения небольших предприятий, работающих в особо сложных условиях, должна прежде всего стимулировать разработку малорентабельных месторождений, трудноизвлекаемых и остаточных запасов. Ориентация на поддержку малых и средних предприятий отражает объективную тенденцию изменения качественного состава вновь вводимых в эксплуатацию месторождений. Во всем мире разработкой мелких и средних месторождений, а также трудноизвлекаемых запасов занимаются мелкие и средние компании. Это происходит в силу специфичности разрабатываемых запасов углеводородов. Техничко-экономические показатели

разработки месторождений изменяются по мере исчерпания ресурсов и ухудшения условий их эксплуатации. На начальных этапах выгодна вертикальная интеграция и присутствует значительный эффект масштаба. На стадиях падающей добычи специфичность ресурсов подталкивает компании к специализации, к более жесткому контролю издержек.

Малые предприятия являются необходимым звеном экономической структуры общества, обеспечивающим сбалансированное, всестороннее и эффективное развитие производительных сил регионов, решение проблемы с обеспечением занятости населения. Их наличие сдерживает отрицательное влияние монополизации производства, что особенно актуально для России. Несмотря на все это, доля мелких и средних предприятий в России очень мала. В 1996 году из 79 компаний к мелким (добыча менее 1 млн т нефти в год) и средним (от 1 до 15 млн т в год) относилась 71 компания. На долю 62 малых компаний приходилось менее 4% общей добычи (11 млн т, или 3,7%). Среднегодовая добыча по ним составляет всего 180 тыс. т в год [3].

До сих пор в нормативно-законодательных актах федерального уровня отсутствует упоминание о небольших отечественных нефтедобывающих и сервисных компаниях. В отличие от малых предприятий в других сферах производственной деятельности они лишены государственной поддержки и каких-либо льгот. Это объясняется недооценкой роли таких компаний. Между тем, как свидетельствует международный опыт, деятельность малых и средних предприятий в нефтедобыче обеспечивает более полное и эффективное извлечение углеводородов и способствует привлечению в эту отрасль частных инвестиций. Например, в США зарегистрировано более 8 тыс. таких компаний и ими добывается около 40% потребляемой в стране нефти [4]. Роль подобных компаний оценивается высоко. Например, по словам министра энергетики США Б. Ричардсона, *«производство нефти внутри страны имеет ключевое значение для экономической, энергетической и национальной безопасности США, а ее добыча «независимыми производителями» играет все большую роль»* (цит. по [3]).

Рассмотрим структуру нефтегазового сектора США несколько более подробно. В США широко распространено деление нефтяных компаний на независимые, или неинтегрированные (малые и средние), и «майджоры» – ведущие нефтегазовые компании. В российской экономике, последним соответствуют вертикально-интегрированные нефтегазовые компании (ВИНК).

Для интегрированных компаний невысокая доходность на стадии *upstream* (разведка и нефтедобыча) – в периоды, когда цена на нефть низкая, может компенсироваться более высокой эффективностью на стадии *downstream* (переработка и реализация нефтепродуктов). Неинтегрированные нефтедобывающие компании лишены такой возможности диверсифицировать свой риск. Во многом по этой причине многие малые нефтегазовые компании в США были разорены в результате падения цен на нефть в 1986 году, получая отрицательную ставку доходности на инвестиции в течение ряда лет после энергетического кризиса.

Независимые нефтегазовые компании в США по-прежнему имеют много трудностей. Хотя показатели эффективности независимых компаний улучшились, начиная с 1986 года, дивиденды у них были устойчиво меньше, чем у «майджоров» [4]. Считается, что независимые нефтегазовые компании с их высокой долей реинвестированных средств и низкими выплатами акционерам вкладывают средства в проекты с относительно низкой доходностью. Это прекрасно объясняется той рыночной нишей, которую занимают эти компании, так как они разрабатывают трудноизвлекаемые и небольшие запасы углеводородов. Во время ценового кризиса 1997–1998 годов именно независимые компании понесли наибольшие убытки [3]. Эти компании сократили более 41 тыс. рабочих мест и закрыли в общей сложности 136 тыс. нефтяных скважин. Акции крупных независимых производителей подешевели на 33%, а акции небольших фирм – на 55%. И это – лишь один из показателей того, что с каждым годом мелким компаниям, занимающимся нефтедобычей, все труднее выжить в условиях серьезных изменений на американском и мировом нефтяных рынках.

2. Специфика функционирования малых и средних нефтегазовых компаний в России

Малые и средние нефтедобывающие компании в России испытывают ряд трудностей. Остановимся на трех основных проблемах, непосредственно связанных с совершенствованием законодательства [5].

- 1. Проблема инвестиций**, в том числе долгосрочных кредитов. Она остроактуальная, не только из-за нестабильности экономики в целом, но и в связи со спецификой недропользования: высокой степенью риска поисково-добыточных работ, длительными сроками окупаемости вложенных инвестиций (при разработке месторождений с трудно

извлекаемыми запасами при действующей системе налогообложения – 5 лет и более), высокой фондо- и капиталоемкостью процесса, степенью износа оборудования, которая по отрасли составляет почти 60%, хроническим недостатком оборотных средств. Сейчас почти не осуществляется государственное инвестирование, приток иностранных инвестиций сократился, нет стимулов для привлечения отечественных, в первую очередь частных инвестиций, которые во всем мире являются финансовой базой малого и среднего бизнеса. Несмотря на то, что в отрасли функционирует целый ряд малых и средних нефтедобывающих предприятий, Закон «О государственной поддержке малого предпринимательства в РФ» на них не распространяется. Соответственно не распространяется и положение о льготном кредитовании, а важность заемных средств для малых и средних нефтедобывающих компаний очень высока.

2. **Проблема доступа к недрам.** Одним из аспектов данной проблемы является закрепление легитимной возможности разработки месторождений несколькими предприятиями, что может быть реализовано на основании договора о совместной деятельности (простого товарищества) без образования юридического лица с определением в лицензионном соглашении прав собственности каждого участника на добытую нефть. Это позволило бы компаниям, в первую очередь небольшим, консолидировать финансовые, материальные и инновационные потенциалы для эффективной разработки одного месторождения, не ограничиваясь рамками Закона РФ «О соглашениях о разделе продукции».
3. **Проблема совершенствования системы налогообложения** по налогам общего характера, в первую очередь по налогу на прибыль и по ресурсным платежам. Сегодня по этим налогам нет никакой дифференциации в зависимости от размера компании. Практика показывает, что для укрепления группы малых и средних предприятий в нефтяной отрасли целесообразно освободить от налогообложения:
 - прибыль, полученную от введения месторождения в промышленную эксплуатацию;
 - в полном объеме прибыль, направленную на инновационную деятельность.

До конца не решен вопрос с определением трудноизвлекаемых запасов и льгот по ним. К вышеперечисленным проблемам можно добавить еще одну, не менее важную. Часто ВИНК стараются поглотить

эффективно работающие независимые нефтедобывающие предприятия, что значительно усложняет положение последних [6]. С большой долей вероятности можно сказать, что после поглощения крупными корпорациями независимые нефтедобывающие компании потеряют свою эффективность, а разработка мелких и средних месторождений станет убыточной.

У государства имеется множество различных возможностей для стимулирования развития малых нефтегазовых компаний. Причем необходимы не разрозненные действия, касающиеся какой-либо из сторон деятельности компаний, а целенаправленная и осознанная политика, затрагивающая все аспекты функционирования данных компаний и использующая весь арсенал средств, имеющихся у государства.

Ниже представлены расчеты экономических показателей разработки месторождения нефти двумя компаниями разных масштабов (крупной – вертикально-интегрированной и малой – неинтегрированной), полученные с использованием имитационной модели.

2. Имитационная модель экономических показателей разработки нефтяного месторождения

В укрупненном виде структура простроенной имитационной модели показана на *рис. 1*, а количественные характеристики основных гипотез и предпосылок модели представлены в *табл. 1*.

Значения экономических нормативов, использованных в модели, взяты на уровне среднеотраслевых для 1996–1997 годов. Для удобства расчеты велись в долларовом эквиваленте. Были приняты различные допущения, которые упростили сам процесс расчетов, но не повлияли на качество полученных результатов. Основные ценовые соотношения соответствуют периоду 1996–1997 годов. После девальвации рубля в августе 1998 года все соотношения изменились, доходность добычи выросла в несколько раз (в результате резкого снижения издержек в долларовом соотношении). Тем не менее, пропорции между издержками на добычу нефти и газа у вертикально-интегрированных и неинтегрированных нефтедобывающих компаний почти не изменились. Поэтому выводы, которые можно сделать на основе результатов расчетов, сохраняют свою актуальность.

Гипотезы

Экономические нормативы	Технологические нормативы
<p>Структура эксплуатационные затрат на добычу нефти:</p> <ul style="list-style-type: none"> • для ВИНК; • для неинтегрированной нефтяной компании 	<p>Ввод скважин по годам. Технологические параметры</p>

Расчет по группам скважин	Результаты
<p>Добыча. Эксплуатационные издержки. Налоги. Прибыль</p>	<p>Периоды, когда ВИНК эффективнее эксплуатирует группы скважин. Периоды, когда неинтегрированная нефтяная компания эффективнее эксплуатирует группы скважин. Суммарный эффект от передачи прав пользования. Годы, когда группы скважин становятся убыточными. Продление срока эксплуатации при отказе от части налогов. Доходы государства в результате продления срока эксплуатации</p>

Расчет по месторождению	Результаты
<p>Суммарная добыча нефти. Выручка. Всего текущих издержек. Налоги в цене. Налоги в себестоимости. Амортизация. Прибыль. Денежные потоки:</p> <ul style="list-style-type: none"> • приток денежных средств; • отток денежных средств; • чистый денежный поток 	<p>Периоды эксплуатации месторождения ВИНК. Периоды эксплуатации месторождения неинтегрированной нефтяной компанией. Суммарный эффект от передачи права на эксплуатацию. Год, когда становится неэффективна разработка месторождения. Продление срока эксплуатации при отказе от части налогов. Доходы государства в результате продления срока эксплуатации</p>

Итоговые показатели эффективности

Эффекты в результате раздельного учета затрат с точки зрения разных субъектов.
Эффект с точки зрения ВИНК .
Эффект с точки зрения неинтегрированной нефтяной компании.
Дополнительная добыча нефти.
Доходы государства

Рис. 1. Основные структурные блоки имитационной модели

Таблица 1

Гипотезы о значениях основных параметров модели

Показатель	Значение
Цена нефти, дол./т:	
при реализации на внутреннем рынке	70
при экспорте продукции	140
Доля продукции на экспорт, %	20
Стоимость добывающей скважины с обустройством, тыс. дол.	700
Условно-постоянные затраты, дол./скважину:	
для ВИНК	1500
для неинтегрированной компании	1000
Условно-переменные затраты, дол./т:	
для ВИНК	11
для неинтегрированной компании	17
Стоимость нагнетательной скважины с обустройством, тыс. дол.	700
Норма амортизации, %	6,67
Инфляция, %:	
издержек	1
цен	1

Условно-постоянные и условно-переменные издержки на добычу у ВИНК и неинтегрированной компании были оценены экспертным путем. Гипотеза о превышении постоянных затрат у ВИНК и переменных издержек – у неинтегрированной нефтедобывающей компании объясняется разным «устройством» компаний. Малая компания не является уменьшенной копией ВИНК, она имеет другую структуру, в составе которой отсутствует ряд вспомогательных и сервисных подразделений. Поэтому она вынуждена пользоваться услугами сервисных компаний со стороны. В силу этого ее переменные издержки выше, чем у ВИНК, которая, как правило, имеет подобные подразделения в своей структуре. Постоянные затраты выше у ВИНК в силу тех же причин. Они объясняются присутствием на балансе многочисленных вспомогательных и сервисных подразделений. Кроме того, в силу многоуровневой системы управления, у вертикально-интегрированной компании больше накладные издержки, связанные с содержанием значительного управленческого аппарата. Поэтому и была предложена гипотеза о данном соотноше-

нии постоянных и переменных затрат у вертикально-интегрированной и неинтегрированной компаний.

В составе издержек в течение периода разработки месторождения меняется соотношение различных статей. Например, доля амортизации в последний год разработки месторождения доходит до 59%. Текущие затраты составляют от 40 до 24%. Доля налогов колеблется от 70 до 17%, в том числе специальных – от 25 до 6%.

Расчеты по модели проводились как по всему месторождению, так и отдельно по участкам (группам скважин). В *табл.2* приведены полученные результаты.

Таблица 2

Результаты расчетов по модели

Показатель	Значение
При расчетах по месторождению	
Год разработки месторождения, когда ВИНК начинает уступать в эффективности неинтегрированной компании	15-й
Суммарный эффект от переуступки прав пользования, дол	3 667 284
Год разработки месторождения, когда ВИНК становится неэффективно разрабатывать месторождение	22-й
Год разработки месторождения, когда неинтегрированной нефтедобывающей компании становится неэффективно разрабатывать месторождение	23-й
Срок разработки в случае отказа от специальных налогов	24 года
Выгода государства в случае отказа от ряда специальных налогов, дол.	2 272 591
При расчетах по отдельным участкам	
Суммарный эффект от переуступки прав недропользования при раздельном учете затрат, дол.	3 825 517
Эффект с точки зрения ВИНК, дол.	479 464
Эффект с точки зрения неинтегрированной нефтяной компании, дол.	37 593
Дополнительная добыча нефти, т	25 644
Доходы государства, дол.	567 980

При заданных параметрах дебитов скважин, роста обводненности, экономических параметров разработки и т.д. ВИНК и неинтегрированная нефтедобывающая компания получают прибыль до 7-го и 6-го года соответственно. После этого полная себестоимость продукции превы-

шает выручку, но месторождение еще выгодно разрабатывать так, как чистый приток денежных средств остается положительным.

Из рис. 2 видно, что экономически выгодна смена хозяйствующих субъектов в процессе разработки месторождения. На начальных этапах освоения ВИНК функционирует более эффективно, чем неинтегрированная компания. По мере снижения дебитов скважин и объемов добываемой нефти наступает обратная ситуация – уже ВИНК уступает в эффективности. Экономически данную ситуацию можно объяснить следующим образом. На первоначальных стадиях, когда требуются большие инвестиции, но и объемы добычи достаточно высоки, эффект масштаба превосходит эффект специализации. По мере исчерпания запасов, ухудшения условий разработки, нефтедобывающая компания становится более эффективной. Начиная с 15-го года разработки месторождения, затраты ВИНК постоянно превышают издержки неинтегрированной компании.

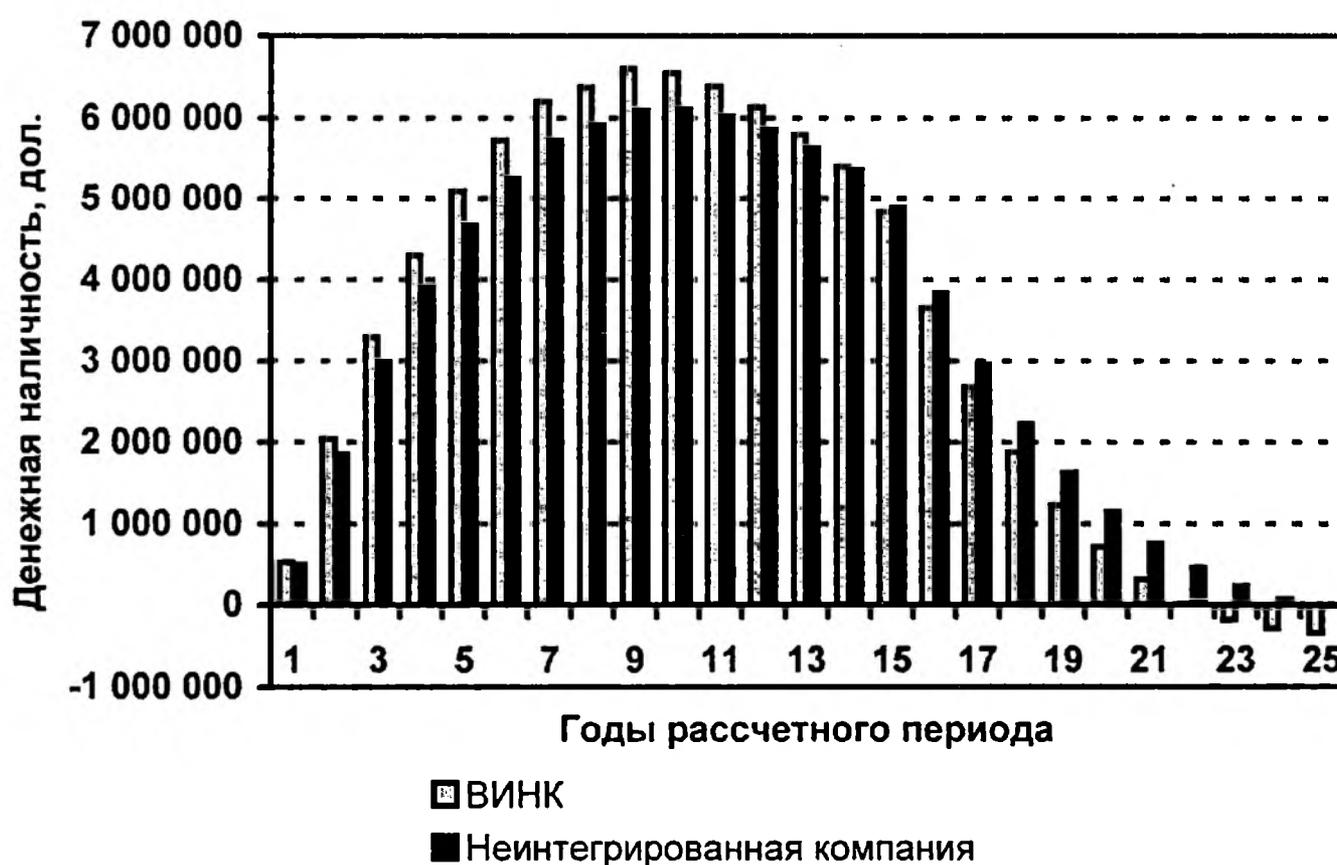


Рис. 2. График притока чистой денежной наличности при разработке нефтяного месторождения

Если ВИНК передаст право на разработку месторождения, когда начнет уступать в эффективности, то общий расчетный эффект, который могут разделить между собой компании, составит почти 3,7 млн дол. (см. табл. 2). Конечно, в момент передачи, объект остается еще эконо-

мически привлекательным и для ВИНК. Но в рамках крупной компании могут существовать другие альтернативы использования средств и ресурсов. По мере дальнейшей разработки уже и неинтегрированной нефтедобывающей компании становится экономически невыгодно дальнейшее использование данного месторождения. Ее операционные издержки (включая налоги, но без амортизации) превышают выручку. Общий срок разработки месторождения составит 23 года. В случае отказа государством, хотя бы от части специальных налогов, например от акциза – период разработки увеличится до 24 лет. А доходы за счет оставшихся налогов составят почти 2,3 млн дол.

Если опираться на результаты расчетов по группам скважин, и на их основе принимать решения о прекращении или продолжении разработки месторождения, о передаче прав на эксплуатацию месторождения или о снижении налогов, то получим несколько иные результаты. Так, если ВИНК будет принимать решение о прекращении добычи на основании раздельного учета затрат, то ей будет выгодно продлить эксплуатацию отдельных групп скважин с 21 года до 22 лет. И компания может получить дополнительно около 0,5 млн дол.

Общий эффект от передачи прав на эксплуатацию отдельных групп скважин составит более 3,8 млн дол. Разница, по сравнению с вариантом, когда переуступаются права на разработку месторождения в целом, составит около 0,16 млн дол. Отсюда вытекает, что раздельный учет затрат соответствует интересам обеих компаний – и ВИНК, и неинтегрированной нефтедобывающей компании.

Причины, по которым сейчас разработка месторождений еще не осуществляется по рассмотренной выше схеме, состоят в следующем.

Во-первых, из-за отсутствия целенаправленной государственной поддержки малого и среднего бизнеса в нефтегазовой отрасли этот сегмент нефтегазового комплекса еще очень неразвит.

Во-вторых, по-прежнему нет правового пространства для нормального взаимодействия ВИНК и малых добывающих компаний при передаче прав на разработку месторождения или при совместном доступе к разработке.

В-третьих, дифференцированное налогообложение нефтегазовых компаний – в зависимости от выработанности месторождения, обводненности добываемой нефти и т.д. – по-прежнему неэффективно.

Последнее обстоятельство заслуживает особого внимания. В российской системе налогообложения пока не предусмотрены никакие льготы в зависимости от дифференциации технико-экономических параметров разработки месторождений. По мнению Минтопэнерго России, льготы, связанные со стимулированием освоения месторождений полезных ископаемых, находящихся в сложных горно-геологических условиях, или пониженного качества касаются лишь одной группы налогов – платежей за право пользования недрами. Доля этих платежей в общем объеме налоговых выплат невысока (10–20%), поэтому действующая налоговая система не способствует увеличению коэффициента нефтеотдачи как общему требованию рациональной разработки месторождений углеводородов. Например, расчеты по модели показали, что даже при отказе только от акциза на определенном этапе государство получит эффект от оставшихся налогов в размере почти 2,3 млн дол. (см. табл. 3). Это говорит о том, что государство пока еще очень слабо использует имеющиеся у него возможности для стимулирования эффективной эксплуатации недр.

Результаты расчетов по модели позволяют сделать следующие выводы.

1. Государство имеет различные рычаги для эффективного регулирования деятельности нефтегазового комплекса. Важно учитывать, на какой стадии разработки находится нефтегазовая провинция. В зависимости от этого нужно делать упор на различные аспекты деятельности компаний.

На начальных этапах важно привлечь инвестиции в регион. Государство со своей стороны должно каким-либо образом снизить риск нефтегазовых компаний, который очень высок при геологоразведке. На следующих стадиях, когда начинается разработка, больший упор делается на налоговое регулирование. Государство является собственником углеводородных ресурсов, поэтому оно желает получить ту часть дохода нефтегазовых компаний, которая относится к рентной составляющей. На этих стадиях крупные вертикально-интегрированные компании играют главную роль. На стадиях падающей добычи структура компаний, присутствующих в регионе, начинает меняться. Появляются малые специализированные компании, а крупные вертикально-интегрированные компании постепенно утрачивают свое влияние. Здесь, кроме экономического и налогового стимулирования, особое значение приобретает законодательно-

правовое обеспечение. Возможности передачи прав на дальнейшую разработку месторождений или совместный доступ к эксплуатации недр не должны иметь препятствий в правовом аспекте. На этапах затухающей добычи на первый план выходит косвенный эффект от эксплуатации недр. Рентная составляющая доходов постепенно снижается – практически до нуля. При отказе от специальных налогов продлевается срок экономически эффективной эксплуатации запасов. В результате этого поддерживается уровень занятости, продолжают идти поступления от обычных налогов. Особенно в этом заинтересованы местные органы власти.

2. Сейчас основная проблема связана не с общим уровнем налогов – высокий уровень налогов существует и в других странах. В России крайне неэффективна структура налогообложения нефтегазового сектора.

Платежи должны дифференцироваться в зависимости от экономической ценности запасов углеводородов. Значительную часть отчислений и налогов нефтяным компаниям приходится платить ещё до того, как они получают прибыль, соизмерят свои затраты со своими доходами. Например, на сегодняшний день платежи за недра (роялти) дифференцируются в пределах от 6 до 16% стоимости добываемого сырья. В результате на уникальных высокопродуктивных месторождениях при нынешних размерах роялти недропользователи получают необоснованно высокие доходы, а на мелких месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами большие размеры платежей делают разработку этих ресурсов нерентабельной. Предлагается усилить дифференциацию ставок роялти – от 0 до 30%, – что позволит более точно учитывать рентную составляющую доходов нефтегазовых компаний.

3. Гибкое регулирование и эффективная система налогообложения в нефтегазовом секторе должны основываться в первую очередь на прозрачной системе учета доходов и расходов по отдельным месторождениям и даже по отдельным участкам в рамках этих месторождений. Поэтому необходимо внедрение системы управленческого учета, которая способствовала бы эффективному использованию активов в нефтегазовом секторе. Чем точнее будут определяться издержки, тем более эффективным будет управление имеющимися активами, и тогда нефтегазовые компании различного типа смогут наладить взаимовыгодное сотрудничество.

Заключение

В настоящее время вертикально-интегрированные нефтяные компании играют ведущую роль в российском нефтегазовом секторе. Другие организационно-правовые формы компаний не оказывают большого влияния на положение дел.

По поводу целесообразности ориентации на вертикально-интегрированные компании в нефтегазовом секторе единого мнения нет. Из истории известны примеры существования сверхкрупных нефтегазовых монополий – *Standard Oil Company and Trust*, образованная в 1870 году, контролировала практически всю добычу, переработку, сбыт и транспортировку нефти в США. На базе различных ее филиалов возникли *Mobil* (1966), *Exxon* (1972), *Chevron* (1984), *Amoco* (1985) и другие современные компании.

В последние годы произошло слияние нескольких крупнейших нефтегазовых компаний, возникли новые альянсы (*BP Amoco, Exxon – Mobil*). Поводами к слияниям послужили разнообразные факторы, один из главных – аккумуляция ресурсов для осуществления крупномасштабных проектов. В настоящее время в российском нефтегазовом секторе малые и средние компании почти не играют никакой роли. Вертикально-интегрированные нефтяные компании занимают ведущее положение. Существуют разные точки зрения по поводу направлений реформирования нефтегазового сектора.

С одной стороны, государству предлагается стимулировать процессы слияния компаний: *«Интегрироваться необходимо, чтобы снизить издержки по добыче, переработке и транспортировке нефти и нефтепродуктов. Такова тенденция мировой нефтяной индустрии. С 1992 г. по 1996 г. перечень крупнейших нефтегазовых компаний США, по данным американского журнала Oil & Gas, сократился в два раза»* [7]. Утверждение о снижении издержек при слиянии компаний базируется на предположении о действии эффекта масштаба. Еще один эффект от слияния компаний состоит в том, что возникшему альянсу будет проще осуществлять крупномасштабные проекты.

С другой стороны, предлагается развивать малый и средний бизнес в нефтегазовой отрасли. Ориентация только на вертикально-интегрированные компании не соответствует изменяющейся сырьевой базе. Недооценка роли малых нефтедобывающих компаний может при-

вести к тому, что через некоторое время в России будут иметься достаточно большие запасы нефти и газа, которые не станут разрабатываться. Вертикально-интегрированные компании не смогут этого делать в силу своей специфики, а малые, независимые компании не будут играть значительной роли.

Государство со своей стороны должно создать условия, способствующие развитию малых и средних нефтегазовых компаний. Это касается не только налогообложения, но и законодательной и правовой базы, лицензионной политики. Особое внимание нужно уделить недискриминационному доступу к недропользованию, а также проблемам, связанным с вопросами совместной эксплуатации недр.

Литература

1. **Арбатов А.А., Крюков В.А.** Есть ли будущее у «малых» нефтегазовых компаний?// Нефть России. 1999. № 8.
2. **Даниленко М.А.** О поддержке малого предпринимательства в нефтедобыче// Экономика и управление в нефтегазовой промышленности. 1998. № 3–4.
3. **Перчик А.** Возрастание значимости малых нефтедобывающих компаний// Нефть и бизнес. 1997. № 4.
4. **Independent Gain Prominence in Oil and Gas.** U.S. Department of Energy, 1995. – [Http://www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov).
5. **Даниленко М.А.** Об опыте работы инновационной нефтедобывающей компании// Минеральные ресурсы России. 1999. № 5.
6. **Печелина Г.** Независимым нефтяным компаниям республики Татарстан грозит передел собственности// Нефть и капитал. 1999. № 9.
7. **Маганов Р., Галустов А., Вахитов Г.** Кто виноват? Что делать?// Нефть России. 1999. № 9.

Сергей ДУТКИН

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНЧЕСКОГО УЧЕТА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА



В годы реформ нефтегазовый сектор оказался одним из немногих секторов российской экономики, которые сдерживают обвальное падение производства в России и социальные взрывы. Платежи нефтяной отрасли промышленности обеспечивают 20% доходов федерального бюджета [1, с.47]. Если учесть бюджеты других уровней, отчисления других отраслей, куда приходят ресурсы нефти и газа, добываемые нефтяными предприятиями, то эта доля увеличится в несколько раз. Ценой тому стало значительное сокращение инвестиций в нефтегазовом секторе и, как следствие, устаревание основных фондов, уменьшение объёмов добычи и прекращение освоения новых месторождений.

Всё перечисленное выше ведет к тому, что в данном секторе экономики снижается эффективность использования средств производства, научно-технический прогресс почти не касается технологии добычи и, как правило, происходит удорожание производимой (добываемой) продукции. Следует учесть и тот факт, что налоговая система по отношению к нефтегазовому сектору носит больше фискальный, а не регулирующий (стимулирующий) характер, что тоже не способствует понижению цены добываемых нефти и газа. Так, в цене одного барреля нефти налоги всех видов составляют около 50%. Существуют мнения об усилении налогового давления на нефтегазовый сектор экономики [1, с. 47].

Поскольку в последние годы основным источником пополнения оборотных средств нефтегазовых предприятий были поставки добываемых

мого сырья на экспорт (внутренний рынок охвачен неплатежами за энергетические ресурсы), то с введением валютного коридора, существовавшего до августа 1998 года, этот источник становился всё менее и менее действенным.

После августовской девальвации рубля экспортерам углеводородных ресурсов не стало легче. Снижение мировых цен на нефть более чем в два раза, увеличение платы за внешние кредиты и стоимости импортного нефтепромыслового оборудования, досрочный отзыв иностранных займов из-за нестабильной ситуации на российском финансовом рынке свели эффект от падения курса рубля к нулю.

Таким образом, нефте- и газодобывающие предприятия России уже не в состоянии поддерживать конкурентоспособность и рентабельность своей продукции как на внешнем, так и на внутреннем рынках прежними (дореформенными) способами. Поэтому руководители крупных нефтегазодобывающих компаний России в настоящее время ищут новые способы снижения издержек производства, увеличения объёмов добычи за счёт уже освоенных месторождений и эффективного использования дефицитных инвестиционных ресурсов. Это стремление тем более логично в нынешних условиях, когда в России установилось платное недропользование.

Обращение к опыту развитых стран мира дает понимание того, что эффективное управление нефтегазовыми предприятиями и достижение желаемых результатов в их функционировании невозможны без специальной системы учёта, которая позволяет принимать наиболее правильные и оперативные управленческие решения на всех уровнях иерархии управления в условиях изменяющейся экономической и правовой среды деятельности компаний. Эта система учёта должна отличаться от обычной системы бухгалтерского учёта и обладать целым рядом особых свойств. Такую систему учёта в мировой практике принято называть *системой управленческого учёта*.

В использовании новой системы учёта заинтересованы не только сами нефтяные предприятия, но и многие внешние субъекты экономической деятельности, тем или иным способом связанные с функционированием данных предприятий.

Так, в последнее время приобрёл крайнюю остроту вопрос о придании налоговой системе регулирующих функций, что подразумевает очень гибкую и дифференцированную систему налогообложения нефтегазовых предприятий, действующих в различных условиях. Поэтому

необходимо сформировать материально-технические основы управления в виде баз и банков данных по всем разрабатываемым и предполагаемым к вводу в разработку объектам и месторождениям, что возможно только с использованием новой системы учёта.

В настоящее время продажа акций нефтяных компаний производится главным образом частным инвесторам. В этих условиях неизмеримо возрастает роль не только традиционных косвенных механизмов влияния (налогового и фискального регулирования), но и специфических механизмов недропользования, таких как лицензирование, регулирование добычи и монопольных видов деятельности. Оперативная информация для этих целей также может обеспечиваться только новой системой учёта.

Управленческий учёт является продолжением бухгалтерского и новым необходимым направлением в учёте российских компаний. Он содержит качественно и количественно иную информацию, нежели бухгалтерский учёт. Но быстрый переход к использованию новой системы учёта на нефтегазовых предприятиях сопряжён с неизбежными трудностями, связанными с особенностью данных предприятий, которые отличаются и от зарубежных компаний нефтегазового сектора, и от отечественных предприятий других отраслей экономики. Эти особенности российских нефтегазовых компаний, возникающие в связи с ними трудности в формировании системы управленческого учёта, а также пути их преодоления и будут рассмотрены в настоящей статье.

1. Дореформенные условия функционирования предприятий нефтегазового сектора

В условиях централизованной экономико-правовой системы бывшего СССР государство – в лице органов власти и политического руководства – принимало все основные экономические решения в интересах народа и от его имени. Как формальный представитель интересов населения государство не только распоряжалось природно-ресурсным потенциалом, но и выполняло разнообразные функции материально-финансового обеспечения производственной деятельности и оперативного управления ею. Иными словами, экономическая система характеризовалась огосударствлением всех главных и почти всех второстепенных производственных процессов [2].

Дефицитный характер экономики, низкая экономическая эффективность всей системы в целом требовали роста производства углеводо-

родов и для удовлетворения постоянно возрастающих производственных потребностей народного хозяйства, и в целях получения дополнительных финансовых ресурсов для «подпитки» остальных секторов и сфер централизованной экономики.

Поэтому основной целью государства (точнее, государственно-политической системы) было неуклонное увеличение физических объемов производства углеводородов. Так, к 1990 году предполагалось довести в Тюменской области ежегодную добычу нефти до 1 млрд т и газа – до 1 трлн м³ [2].

Для отдельных нефтегазодобывающих предприятий централизованная система хозяйствования означала, в том числе, два очень важных последствия, напрямую относящихся к теме данной работы:

- критерии и показатели экономической эффективности использования всех основных факторов производства стали играть второстепенную роль – предприятия ориентировались в первую очередь на выполнение плановых заданий в физическом (натуральном) выражении, а стоимостные пропорции и аспекты деятельности носили подчиненный характер;
- процессы принятия хозяйственных решений не только стратегического, но и текущего характера были полностью централизованы.

Иными словами, руководители нефтегазодобывающих предприятий очень мало участвовали в процессе принятия решений, проводившихся на предприятиях – они фактически отвечали лишь за выполнение этих решений. Директивные хозяйственные решения, касающиеся любого предприятия нефтегазового сектора экономики (как и почти всех других секторов), принимались органами власти и политическим руководством страны на основе усредненных для отрасли, сектора или всей экономики показателей, выработанных государственными плановыми органами.

Последнее означает, что оперативная информация о деятельности конкретного предприятия, носящая в основном прогнозный характер и необходимая для принятия решения, касающегося только этого одного предприятия, а также показатели эффективности функционирования данного предприятия были никому не нужны. То есть информация, собираемая бухгалтерскими службами предприятий, была предназначена главным образом для внешних пользователей и служила средством контроля за деятельностью предприятия и его руководства.

Поэтому система учета, сформировавшаяся на предприятиях нефтегазового сектора экономики в дореформенный период, не была

управленческой системой учета. На основе её информации руководителю предприятия было очень трудно или даже вовсе невозможно принять качественное решение по управлению вверенной ему народнохозяйственной единицей. Сформировавшаяся система учета была, как называют её в современной литературе, **материально-финансовой системой учета.** Это не означает, что та или иная система учета лучше или хуже. Просто в условиях централизованной экономики, как отмечено выше, информация, предоставляемая системой управленческого учета, не находила своего потребителя и, как следствие, управленческий учет исчез с поля деятельности бухгалтерских служб, а сами работники бухгалтерий стали только фиксаторами хозяйственных событий, происходящих на предприятии.

Между тем в ведущих зарубежных нефтегазодобывающих компаниях бухгалтер выполняет также роль аналитика. То есть информация, собираемая бухгалтерскими службами компаний, достаточно удобна для принятия быстрого и качественного решения по управлению компанией, а бухгалтер не просто фиксирует происходящие события, но и, обрабатывая поступившие данные, делает соответствующие выводы и прогнозы. Естественно, что поступающие первичные данные должны быть удобны для такой переработки, то есть на предприятии должна существовать **система управленческого учета.**

Основная причина этого, в чем собственно и есть **главная особенность нефтегазового сектора, состоит в том, что учетным объектом на нефтегазовых предприятиях является подразделение, а месторождение является планово-нормативным объектом.** Отсюда вытекает множество проблем, таких как невозможность оценить эффективность инвестиций и эксплуатации того или иного месторождения, а также снижение эффективности управления дефицитными денежными средствами. Система управленческого учета и призвана сделать объектами учета месторождение и связку «подразделение–месторождение».

Далее подробно рассмотрим процесс постановки на предприятии системы управленческого учета, которая, по мнению автора, обеспечила бы выполнение учетных функций и получение оперативной информации в разрезе «месторождение–подразделение».

2. Постановка системы управленческого учета на предприятиях нефтегазового сектора

Опыт нескольких лет постановки (внедрения) подобных систем позволяет выделить в данном процессе ряд этапов.

Этап 1. Предварительное обследование

Данный этап постановки системы управленческого учета (Системы) наиболее важен и является определяющим в силу ряда причин. *Во-первых*, он тесно перекликается с составлением договора о внедрении Системы и технического задания к данному договору. *Во-вторых*, обследование позволяет точно представить многие основные требования и нюансы предприятия, с тем чтобы заранее начать готовить отсутствующие звенья в существующем программном обеспечении.

Правильное очерчивание круга решаемых задач и их согласование для включения в договор определяет общий успех внедрения. Со стороны Исполнителя (лица, осуществляющего постановку системы управленческого учета) здесь важно не взять на себя слишком много, а со стороны предприятия – точно сформулировать свои требования. Последнее очень важно. Требования нефтегазового предприятия не должны противоречить друг другу, и они не должны включать в себя абсолютно всё. Слишком широкий круг требований приведет к утяжелению структуры базы данных (БД) и к излишним сложностям при работе с ней. Для потребителя управленческой информации это может обернуться замедлением работы в Системе.

Исполнителю же в данном случае лучше взять на себя меньшее задание и выполнить его на 100%, чем большее и выполнить, например, на 60%. Последнее есть уже невыполнение условий договора.

Основная проблема на данном этапе – это правильно уловить все «тонкие» моменты в учете и функционировании предприятия-заказчика. Указанная проблема сложна вследствие того, что сам Заказчик не считает эти моменты «тонкими» и не всегда может указать на них. Проблема решается только последовательной и кропотливой работой с документацией предприятия, а также подробными беседами с администрацией предприятия и сотрудниками его планового, расчетного отделов, отдела кадров, бухгалтерии и т. д.

После предварительного обследования и заключения договора начинается следующий этап – подготовки внедрения.

Этап 2. Подготовка внедрения

Этап включает в себя изменение структуры БД и кода (текста) программы, с тем чтобы реализовать все требования и учесть особенности предприятия-заказчика. Приведем следующие примеры.

На предприятии Заказчика могут использоваться валютные измерители тех или иных показателей, что означает добавление в таблицы БД

новых колонок, где будут храниться валютные суммы; текст программы явно следует расширить из-за необходимости добавления новых возможностей, например по переоценке валютных данных вследствие колебания валютного курса.

Следующая характерная черта предприятия, которая может замедлить процесс постановки Системы, – формат ранее использовавшихся БД. В современных условиях, как правило, редко встречаются предприятия, где абсолютно весь учет ведется вручную. Обычно применяются разнообразные локальные программы, информацию из которых необходимо переместить в новую внедряемую систему управленческого учета. Конвертация данных одной БД в другую может осложниться из-за несовместимости структуры и форматов информации. Поэтому разработка грамотной методологии по конвертации данных с написанием соответствующих «скриптов» в значительной степени ускоряет следующие этапы постановки.

Исполнителю следует обязательно подумать и об обучении персонала, которое будет следовать далее. Создание вариантов заданий, определение последовательности обучения, доработка документации по описанию Системы – эти вопросы обязательно должны быть решены на 2-м этапе внедрения.

Основные проблемы, возникающие на данном этапе, – это оптимальная доработка структуры БД, текста программы и понимание ранее использовавшихся БД у Заказчика. Проблема решается всецело опытом и навыками специалистов Исполнителя, осуществляющих подготовку постановки системы управленческого учета.

Этап 3. Техническая подготовка постановки системы управленческого учета

Перед началом работ по постановке системы управленческого учета непосредственно на предприятии необходимо решить технические задачи, а именно: определить, с помощью каких технических средств будет собираться и храниться требуемая информация. Решить технические вопросы управленческого учета призваны управленческие информационные системы (УИС) [3].

Информационная система вообще – это система, в которой реализуются различного рода информационные потоки. Соответственно, УИС – информационные системы, в которых осуществляется движение информации, необходимой для принятия управленческих решений. Естественно, что эта информация должна удовлетворять всем принципам

управленческого учета. Поэтому в рамках УИС требуется реализовать ввод необходимой информации, её хранение, обработку и быстрый вывод в желаемом разрезе по требованию руководства.

В настоящее время в качестве УИС применяются распределенные в сети ЭВМ [3] с соответствующим программным обеспечением. Так как управленческий учет является продолжением или производной финансового учета, то УИС чаще всего включают в себя бухгалтерские информационные системы с возможностью предоставления требуемой информации для принятия управленческих решений. Естественно, что при таком подходе информационная система требует от бухгалтера большей конкретизации данных при вводе первичных документов, большего умения работы с ЭВМ и более творческого подхода к делу.

После закупки, установки и тестирования соответствующего оборудования (рабочие станции, серверы, сетевые устройства и т.п.) наступает период, когда система управленческого учета начинает разворачиваться непосредственно на предприятии. Предыдущие же этапы проводились главным образом за его пределами.

Этап 4. Ввод существующей информации на момент «старта» Системы

Для начала работы в Системе требуется определить момент «старта», или точку отсчета, на которую должны быть выверены все сальдо по информационным разрезам, заложенным в функционирование Системы. Начиная от первоначально введенных остатков по аналитическим разрезам, в дальнейших периодах по суммам с оборотами будут автоматически выводиться остатки следующих периодов. При неверном начальном вводе информации ни о каком правильном функционировании системы управленческого учета на предприятии не может быть и речи.

Обычно за начало старта принимают 1-е число какого-либо месяца. Поэтому 30-м или 31-м числом предыдущего месяца вводятся все начальные данные. Ввести правильные суммы, обычно, не составляет труда. Проблема, как правило, возникает в точном повторении и доработке аналитической информации, которая велась на предприятии до постановки Системы.

Очень часто потребитель информации определяет тот или иной разрез аналитики в своих учетных регистрах по косвенным, невидимым постороннему глазу, признакам. В Системе такой подход не срабатывает, так как аналитические статьи теперь формируются всеми пользователями Системы и должны быть понятны не только одному человеку.

Представленная проблема решается тщательной работой с отчетными формами каждого будущего пользователя Системы, беседами с ним, вводом в Систему новых статей и кодов хозяйственных операций. Как показывает практика, незначительная «донастройка» аналитики продолжается и на следующих этапах постановки Системы на протяжении одного–двух месяцев.

Другая проблема – это то, что формализация информации требует ее строгого упорядочивания, что часто вскрывает темные стороны и запущенные участки в учете предприятия. Указанная проблема обычно решается самими пользователями информацией, но замедляет процесс постановки Системы. Следует отметить, что при постановке системы управленческого учета большее значение следует придавать отчетным формам, а не словам работников управления. Последние очень часто хотят одного и того же, но называют это разными словами.

Этап 5. Обучение персонала

Одной из основных целей обучения персонала является доведение до пользователей основ работы в Системе, а также передача навыков по выполнению в Системе текущей работы и исправлению допущенных ошибок. Подготовка администратора по обслуживанию БД обычно наиболее важна и выполняется без проблем при желании администратора проникнуть в суть происходящего и наличии у него соответствующих способностей и навыков работы с БД.

На данном этапе ответственность за реализацию внедрения немного смещается от Исполнителя к Заказчику. От способностей персонала предприятия-заказчика зависят сроки обучения. Исполнитель же должен на 2-м этапе позаботиться о методах обучения персонала, с тем чтобы обучить самому важному и в максимально короткие сроки. Сокращение сроков обучения необходимо для того, чтобы пользователи как можно раньше начали работать самостоятельно. Только при самостоятельной работе обучаемый по-настоящему познает Систему.

Основная проблема, свойственная данному этапу, – это отсутствие у многих пользователей навыков работы на компьютере. «Компьютерная неграмотность» приводит к тому, что запоминаются не принципы работы, а последовательности нажатия клавиш. В последнем случае любая малейшая нестандартная ситуация ставит работающего (обучаемого) в тупик. Отсюда могут последовать страх и негативное отношение к Системе. Проблема решается написанием конкретных инструкций по выполнению отдельных задач в Системе. У пользователей, имеющих

хотя бы начальные навыки работы на компьютере, как правило, проблем с обучением практически не бывает.

Другая важная проблема в обучении персонала – большая загруженность пользователей текущими делами. На первых этапах работы в Системе, естественно, оперативность работы у сотрудников заметно ниже, чем вне Системы. Огромный объем текущих дел заставляет отказываться на время от Системы, отодвигать ее на второй план. То есть данные начинают вноситься в Систему в последнюю очередь и почти всегда отставать от уже имеющихся фактических. Ни о каком опережении и прогнозировании (а значит, и о полноценном управлении) в таком случае не может быть и речи; кроме того, возникает негативное отношение к Системе как к ненужному придатку к уже налаженному учету.

Проблема обычно решается насильственным методом, когда от вышестоящего руководства предприятия-заказчика приходит приказ: *«Работать только в Системе!»*. Постепенно с обязательным ростом скорости работы негативное отношение к Системе исчезает.

Как правило, интенсивное обучение продолжается на протяжении первого месяца функционирования Системы и постепенно переходит в завершающий этап постановки Системы – сопровождение. Функционирование Системы после первого месяца работы пользователей называется **опытной эксплуатацией** Системы. Опытная эксплуатация, как показывает практика, продолжается не менее трех месяцев и постепенно переходит в **промышленную эксплуатацию** системы управленческого учета с подписанием соответствующего протокола.

Этап 6. Сопровождение

Это последний этап постановки системы управленческого учета, который заключается в постепенной передаче БД для эксплуатации Заказчику и в уменьшении контроля за работой пользователей со сведением этого контроля до нуля.

Основные проблемы возникают обычно с вопросами, которые были упущены из рассмотрения на предыдущих этапах внедрения Системы. Часто приходится донастраивать аналитические данные, дообучать персонал, дописывать код программы. Другие проблемы связаны с исправлением ошибок, допущенных пользователями в процессе работы. Последнее – стандартная ситуация для данного этапа и легко решается разбором потребностей пользователей.

Что касается первого, то – это более сложный вопрос, не решаемый в одночасье. Для изменения текста программы необходима формализа-

ция требований со стороны Заказчика. Формализация позволяет избежать эмоциональных сиюминутных требований, подчас ненужных. Согласованные же и подписанные с обеих сторон требования в короткие, но разумные, сроки должны реализовываться.

Замечанием на внедряемую Систему считается обнаруженное в процессе ее эксплуатации отклонение от требований технического задания к Системе. Замечания на Систему предоставляются Исполнителю в печатном виде и должны содержать:

- наименование самостоятельного подразделения предприятия-заказчика;
- наименования блоков Системы, по которым делается замечание;
- наименование раздела (участка) учета Системы;
- текст выполняемой задачи;
- текст замечания.

Эти сведения должны быть заверены пользователем, сделавшим замечание, администратором БД и представителем Исполнителя с указанием даты приема замечания к рассмотрению;

Замечание должно рассматриваться в заранее оговоренные сроки со дня его приема. О принятом решении на бланке замечания делается одна из следующих записей:

- «устранить» (с указанием срока), если замечание сделано по существу, то есть оно указывает на отклонение от требований технического задания к Системе;
- «снято», если в результате рассмотрения замечания было выяснено, что оно внесено ошибочно, то есть не обнаружено отклонений от требований технического задания к Системе;
- «согласовать», когда Заказчик и Исполнитель не пришли к общему решению по сделанному замечанию.

Записи о принятом решении визируются представителем Исполнителя и администратором БД.

Принятое к устранению замечание должно «ставиться на контроль». По факту устранения замечания делается запись «устранено», ставится дата и подписи пользователя, сделавшего замечание, и администратора БД. Замечания с отметкой «согласовать», выносятся на рассмотрение рабочей комиссии по сдаче-приемке Системы для принятия по ним окончательного решения. Замечания, как правило, подаются в двух экземплярах. Копии замечаний хранятся у Заказчика.

В условиях нестабильности российской экономики на 6-м этапе внедрения часто приходится решать проблемы, которые не были предусмотрены в договоре, но без которых успешное внедрение невозможно. Речь идет о деноминации, различного рода переоценках и изменениях налогового законодательства.

Сопровождение предназначено также для решения психологических проблем пользователей по работе в Системе. Демонстрирование быстрой и эффективной работы, оперативного нахождения и исправления ошибок, получения необходимых отчетных форм устраняет страх и неуверенность пользователей, их негативное отношение к Системе.

На 6-м этапе Исполнитель не должен выполнять какие-либо действия с БД своими силами. От исполнителя требуются лишь консультации по вопросам, интересующим Заказчика. Особое внимание требуется обращать на действия администратора Системы, так как одна его ошибка может оказаться фатальной для всего процесса внедрения системы управленческого учета. Во избежание подобного риска Исполнителю необходимо у себя создавать периодические копии БД и обучать этому администратора.

На каждом из описанных шести этапов внедрения системы управленческого учета может возникнуть потребность в изменении сложившейся на предприятии схемы учета.

Под изменениями в схеме учета предполагаются:

- перераспределение служебных обязанностей работников, ведущих учет в Системе;
- изменения в способе отражения типовых хозяйственных операций с помощью Системы;
- изменения в сложившейся структуре аналитического учета;
- изменения в сложившейся системе документооборота;
- изменения в сложившейся системе отчетности.

Если для выполнения требований технического задания возникает необходимость внесения изменений в существующую на предприятии схему учета, то Исполнитель готовит мотивированный перечень необходимых изменений и предъявляет его рабочей комиссии, ответственной за внедрение системы управленческого учета со стороны Заказчика.

Если комиссия признает возможным принятие предложенных изменений, то указанные предложения оформляются приказом или иным распоряжением по предприятию.

Если предложенные изменения по каким-либо причинам будут отвергнуты, Исполнитель должен иметь право пересмотреть соответствующие пункты технического задания, выполнение которых невозможно без указанных изменений. Результаты пересмотра требований технического задания согласуются с Заказчиком и оформляются специальным протоколом.

Этап 7. Сдача-приемка поставленной системы управленческого учета

Как правило, Система принимается комиссией, состав которой назначается и утверждается предприятием-заказчиком. Комиссии предъявляются для рассмотрения протоколы сдачи-приемки функциональных блоков Системы по каждому из самостоятельных подразделений предприятия-заказчика. По результатам рассмотрения комиссия составляет и подписывает акт сдачи-приемки Системы.

Приемка функциональных блоков Системы по каждому из самостоятельных подразделений предприятия-заказчика проводится рабочими комиссиями, состав которых назначается и утверждается Заказчиком. Ответственность за выработку общих, согласованных решений по вопросам сдачи-приемки на каждом из предприятий Заказчика возлагается на рабочую комиссию, уполномоченную составлять и подписывать акт сдачи-приемки Системы.

Приемка функциональных блоков Системы по каждому из самостоятельных подразделений предприятия-заказчика проводится после окончания периода ее опытной эксплуатации. Рабочей комиссии по каждому из самостоятельных подразделений предприятия-заказчика предъявляются:

- прошедшая опытную эксплуатацию Система (база данных Системы и рабочие станции Заказчика, на которых установлены клиентские приложения Системы);
- список обученных работе в Системе сотрудников Заказчика;
- комплект документации на Систему;
- список неустраненных замечаний на Систему, выявленных в процессе опытной эксплуатации.

По результатам рассмотрения рабочая комиссия составляет и подписывает протокол сдачи-приемки Системы и передает его в комиссию, подписывающую акт сдачи-приемки всей Системы.

3. Условия применения БД Системы для учета информации в разрезе «месторождение – подразделение»

Как уже отмечалось выше, одна из основных особенностей и проблем нефтегазового сектора связана с тем, что учетным объектом на нефтегазовых предприятиях является подразделение, а месторождение является планово-нормативным объектом.

Отсюда вытекают такие проблемы, как невозможность оценить эффективность инвестиций и эксплуатации того или иного месторождения, а также снижение эффективности управления дефицитными денежными средствами. Совокупные затраты невозможно точно распределить по месторождениям.

Утверждается, что сделать объектом учета месторождение и связку «подразделение–месторождение» на предприятиях нефтегазового сектора призвана система управленческого учета. Рассмотрим минимально необходимые условия применения базы данных Системы для решения поставленной выше задачи.

Для получения информации в разрезе «месторождение–подразделение» в БД Системы необходимо разбиение информации по следующим признакам:

- периоду времени (по месяцам);
- статьям калькуляции (амортизация, сырье и материалы, заработная плата и т.д.);
- подразделениям предприятия;
- объектам возникновения затрат (территориальным отделениям или месторождениям);
- добыче нефти и газа подразделений на каждом объекте;
- выручке от реализации нефти и газа, добытых подразделениями на каждом объекте.

Примерная таблица, содержащая всю требуемую информацию, представлена ниже (см. табл. 1).

Естественно, что увеличение детализации информации по «месторождениям–подразделениям» приведет к увеличению столбцов в данной таблице. Так, например, можно более подробно расшифровывать затраты, детализировать месторождения до кустов и скважин, добычу разделить на нефть и газ, а период времени уменьшить до одного дня.

Таблица 1

*Примерная структура таблицы исходных данных в разрезе
«месторождение–подразделение»*

Месяц	Подразделение	Месторождение	Добыча	Выручка	Амортизация	Сырье и материалы	Оплата труда
...	

Программное обеспечение поставленной системы управленческого учета должно быть способным преобразовать (для удобства) данную таблицу в несколько таблиц – отдельно по каждому месяцу (временному периоду) – и формировать различного рода графики и диаграммы. Сопоставляя данные из ячеек следующей сводной таблицы, можно делать выводы о том, каким подразделениям и на каких месторождениях следует прекращать работы в зависимости от изменения условий функционирования предприятия. Естественно, что разделение затрат на три приведенные группы является весьма агрегированным.

Отрицательная прибыль (убытки) на объектах разработки свидетельствует о нецелесообразности ведения на них работ. Такого рода данные позволяют более эффективно управлять финансово-инвестиционными ресурсами предприятия в условиях их дефицитности.

Таблица 2

*Примерная структура сводной таблицы исходных данных в разрезе
«месторождения–подразделения»*

	Месторождение 1	...	Месторождение N	Итого
Подразделение I	Выручка			Выручка
	Добыча			Добыча
	Амортизация			Амортизация
	Сырье и материалы	Сырье и материалы
	Оплата труда			Оплата труда
	Прибыль			Прибыль
...
Подразделение M
Итого:

4. Выводы

Завершая данную статью, следует оценить реальные положительные и отрицательные стороны постановки системы управленческого учета на предприятии в том виде, в каком она описана выше.

Положительные стороны внедрения Системы управленческого учета

1. Сотрудники предприятия избавляются от проблемы периодического составления однотипных отчетных форм – эти учетные регистры теперь создаются автоматически. Кроме того, появляются возможности получать новые отчетные формы, необходимые руководству для принятия решений.
2. Освободившееся время сотрудников может быть направлено на другие полезные цели (изучение нового материала в законодательстве, анализ полученных данных).
3. Каждый пользователь Системы со своего рабочего места может оперативно контролировать процесс формирования информации на его участке учета и принимать участие в этом процессе.
4. Руководство предприятия может осуществлять удаленный доступ к сети с информацией (из других городов).
5. Вся информация хранится в одном формате и практически без специальных средств может быть конвертирована в любые широко используемые форматы данных.
6. Возрастает оперативность передачи данных – между рабочими станциями пользователей осуществляется электронный документооборот.

Отрицательные стороны внедрения Системы управленческого учета

1. Происходит перераспределение обязанностей среди сотрудников предприятия (у одних объемы работ увеличиваются, у других – уменьшаются, что справедливо возмущает первых).
2. Абсолютно все отчетные формы реализовать в Системе, как правило, не удастся (часто это добавляет много трудностей многим сотрудникам взамен уменьшения «малых» трудностей у одного работника), поэтому некоторые формы удобнее составлять, например, с использованием стандартных офисных программных продуктов.

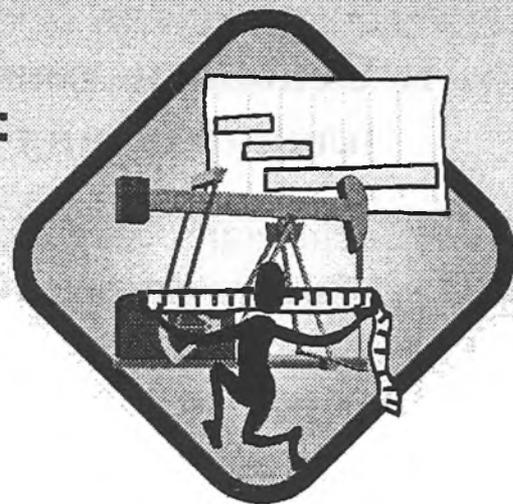
3. Часто не удается реализовать некоторые специфические требования Заказчика. Основы структуры Системы могут не позволить сделать это так, чтобы пользоваться этим средством было удобно.
4. Возрастает взаимная ответственность сотрудников предприятия, поскольку неправильно введенные данные одного нарушают отчетность у всех остальных.
5. Применение передовых технологий в отсталой экономике всегда связано с определенным риском (например, внезапное отключение электроэнергии может привести к потере результатов работы нескольких отделов за несколько часов; неправильная работа с сервером может привести к потере БД с управленческой информацией, что является абсолютной катастрофой для предприятия).

Литература

1. **Отечественная экономика в условиях падения цен на нефть (обзор)**// Нефть России. 1999. № 12.
2. **Шафраник Ю.К., Крюков В.А.** Нефтегазовые ресурсы в круге проблем. – М.: Недра, 1997.
3. **Вазюлина Т.** Применение ЭВМ в управлении предприятиями нефтегазовой промышленности США и России // МЭ и МО. 1994. № 6.

Ростислав ЛАТЫШ

ПЛАНИРОВАНИЕ БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ: ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ



Данная статья является логическим продолжением работы [1] и посвящена совершенствованию методов планирования и анализа добычи нефти – прежде всего с точки зрения повышения экономической эффективности. В работе [1] детально рассматривался вопрос анализа и планирования добычи нефти от геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождении. При этом было уточнено понятие «базовой» добычи на месторождении. Важность оценки изменения базовой добычи нефти подтолкнула к более детальному изучению методов её анализа и планирования.

Понятие «базовая» добыча нефти в истории советской, а затем российской нефтяной отрасли появилось в конце 80-х годов, когда в процессе изменения хозяйственных отношений стали формироваться первые нефтяные совместные предприятия (прежде всего с участием сервисной компании *Canadien Frackmaster*). Тогда, с внедрением новейших технологий повышения нефтеотдачи пласта (глубокопроникающего гидроразрыва пласта – ГРП) появилась необходимость оценить дополнительный эффект в добыче нефти для распределения дохода между недропользователем (нефтедобывающим производственным объединением) и сервисным СП. К базовой добыче тогда было принято относить добычу из скважин без проведения операций ГРП (с учетом существовавших в то время традиционных методов повышения нефтеотдачи, таких как кислотные обработки, дополнительные перфорации). Расчеты базовой добычи проводились путем построения статистических прогнозов на основе существовавшей истории динамики поведения дебита

скважины. В настоящее время понятие «базовая» добыча значительно расширилось. В работе [1] предлагается использовать данное понятие для месторождения в целом. Для этого предполагается разделить добычу нефти на *дополнительную* (полученную от проведения некоторого набора геолого-технических мероприятий) и *базовую*.

1. Основные этапы работ по решению проблемы планирования базовой добычи нефти

На основании статистики, полученной автором за время работы в ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», можно сделать выводы о том, что базовая добыча может составлять от 50 до 100% от суммарной добычи на месторождении в текущем для планирования году и от 40 до 100% – в накопленной добыче за пять планируемых лет. Необходимо отметить следующие допущения:

- данные показатели определяются конкретными экономическими условиями, заданными для планирования;
- существует ряд мероприятий (например, выравнивание профиля приемистости скважины), добыча по которым определяется расчетным путем, что затрудняет фактическую оценку разделения добычи.

Причины необходимости данных допущений будут рассмотрены ниже.

Все вышесказанное указывает на необходимость более детального изучения вариантов прогноза базовой добычи нефти. За время работы над проблемой планирования базовой добычи был пройден ряд этапов.

I этап. Расчеты объемов базовой добычи на основании динамики изменения добычи нефти из перешедших скважин – исходя из истории разработки конкретного месторождения за время, предшествующее планируемому.

II этап. Прогноз базовой добычи на основании уже накопленной динамики среднесуточной базовой добычи за определенный период.

III этап. Прогноз базовой добычи на основании динамики изменения среднего дебита базового фонда, динамики движения базового фонда скважин и коэффициента эксплуатации.

IV этап. Использование в качестве прогноза базовой добычи нефти постоянно действующих гидродинамических моделей разработки месторождений (перспективный).

Анализ расчетов *первого этапа* показал невозможность использования метода экстраполяции, так как темп падения добычи из перешедших скважин в значительной степени зависит от объема и эффективности проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на получение дополнительной добычи нефти.

Так, например, темп падения добычи нефти по Карамовскому месторождению ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» в 1996 году составил 12% при выполнении 34-х ГТМ, в 1997 году – 8% при выполнении 45-и мероприятий. Средняя эффективность ГТМ в 1996 году составила 4,2 т/сут. дополнительной добычи нефти в расчете на одно мероприятие, в 1997 году – 4,5 т/сут.

Данный этап можно охарактеризовать как попытку использовать наименее трудоемкий процесс расчета, который, к сожалению, дает большую погрешность.

Использование фактической статистики изменения базовой добычи нефти на месторождении на *втором этапе* позволило получить функцию изменения, которая затем использовалась для прогноза на планируемый период. Данная процедура выглядела следующим образом: на основании фактических данных по выделению из абсолютной добычи в месяц n добычи от каждой календарной группы i -го вида мероприятия с числом групп не более n .

Таким образом, по i -му мероприятию получали статистику, пример которой приведен в *табл. 1*.

На основании этих данных подбирается функция изменения среднесуточной базовой добычи $f(y_1, y_2)$ таким образом, чтобы коэффициент корреляции был максимально близок к единице. На *рис. 1* показана динамика среднесуточной базовой добычи нефти по Муравленковскому месторождению в 2000 году и приведены графики экстраполирующих функций, которые могут быть использованы для прогнозирования базовой добычи.

Для построения прогноза используется последняя точка суммарной среднесуточной добычи по месторождению за декабрь (ожидаемая или фактическая) и подобранная функция $f(y_1, y_2, \dots, y_n)$. За рубежом данный

метод получил название *Analysis of Decline Curves*. Изучению этого вопроса посвящен целый ряд публикаций [2–6].

Таблица 1

Пример расчета фактических объемов базовой добычи нефти по месторождению

Показатель	Месяц						
	Янв.	Фев.	...	<i>n</i>	...	Нояб.	Дек.
Количество <i>i</i> -го вида ГТМ (скважин)	0	1		0		0	1
Дополнительная добыча нефти из скважин, запущенных после <i>i</i> -го ГТМ (т):							
в январе							
в феврале		214				180	175
...							
в ноябре							
в декабре							326
Всего добыча от ГТМ (т)	$\Sigma[1]_i$	$\Sigma[2]_i$		$\Sigma[n]_i$		$\Sigma[11]_i$	$\Sigma[12]_i$
Всего добыча по месторождению (т)	[1]	[2]		[n]		[11]	[12]
Базовая добыча (т)	$[1]б=[1]-\Sigma[1]_i$	$[2]б=[2]-\Sigma[2]_i$	
Среднесуточная базовая добыча (т)	$[1]б/31$	$[1]б/28$	

Анализ информации, полученной на базе фактических данных, подтвердил высокую достоверность прогноза для календарного года в целом. Однако в части помесечной динамики были серьезные погрешности (от 1 до 5%). Кроме того, данный метод не позволял оценить и проводить анализ причин, от которых зависит динамика среднесуточной базовой добычи.

На *третьем этапе* были обозначены основные факторы, определяющие базовую добычу с точки зрения изменения базового дебита скважин, динамику движения базового фонда, коэффициент эксплуатации скважин фонда и влияние сезонных факторов. Для этого был введен и конкретизирован ряд понятий.

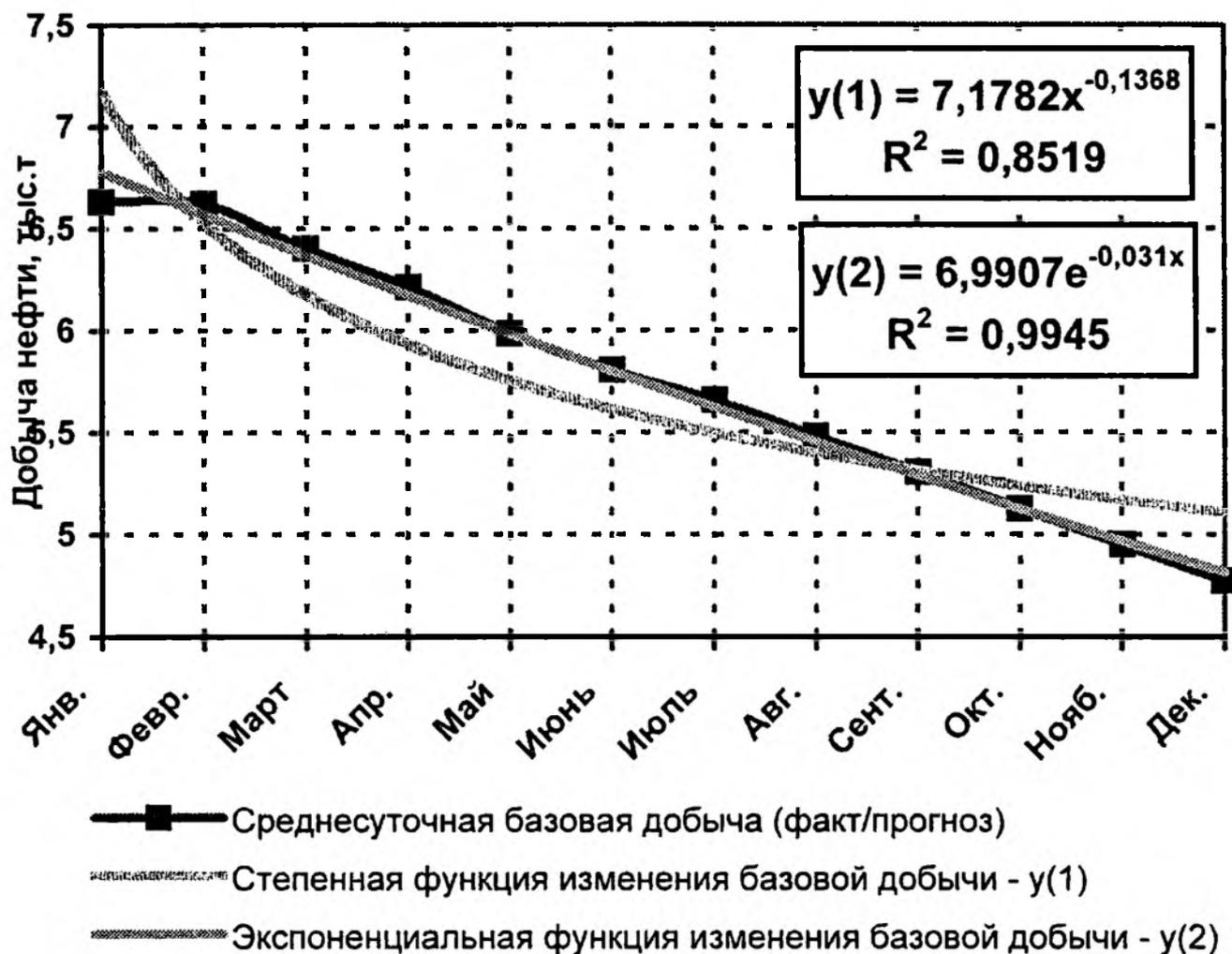


Рис. 1. Динамика среднесуточной базовой добычи нефти по Муравленковскому месторождению в 2000 году (по месяцам)

2. Определение основных понятий, используемых при планировании базовой добычи

2.1. Под самой «базовой» добычей нефти на месторождении понимается добыча без проведения следующих геолого-технических мероприятий:

- ввода новых скважин;
- ГРП;
- ВПП;
- интенсификация (на бездействующем фонде скважин прошлых лет);
- ремонтно-изоляционных работы (РИР);
- возвратов на другие горизонты;

- прочей консервации разведочных скважин (КРС) – на бездействующем фонде скважин прошлых лет;
- расконсервации разведочных скважин;
- зарезки вторых стволов;
- дополнительных проектов, связанных с увеличением фонда скважин (запусков скважин, связанных с необходимостью закупки дополнительного оборудования или внедрением новых технологий).

Данные мероприятия были выделены как наиболее капиталоемкие – с позиции удельных затрат.

2.2. Под термином *«входной базовый фонд скважин»* $\Phi_{вх}$ следует понимать действующий фонд добывающих скважин на 1-е января планируемого года.

Значение $\Phi_{вх}$ определяется следующим образом: к фактическому действующему фонду скважин за последний отчетный период (например, июнь) прибавляется число скважин, по которым до конца года запланированы следующие ГТМ:

- ввод новых скважин из бурения;
- расконсервация разведочных скважин;
- прочие виды ГТМ на скважинах, находящихся в бездействии с прошлых лет и другие проекты, увеличивающие действующий фонд добывающих скважин.

Кроме того, учитывается ввод из бездействия скважин, остановленных в зимний период, не связанный с проведением ГТМ.

Затем учитывается выбытие скважин из действующего фонда до конца года по следующим причинам:

- перевод под нагнетание;
- выбытие скважин вследствие безвозвратных аварий, ликвидировать которые не представляется возможным до конца года (включая консервацию и ликвидацию скважин);
- выбытие в бездействие в зимний период.

2.3. Под термином *«входной базовый дебит скважин по нефти»*

$D_{вх}$ следует понимать средний дебит по нефти скважин месторождения

за декабрь года, предшествующего планируемому периоду (то есть, например, при планировании на 2001 год или 2001–2005 годы принимается средний дебит скважин декабря 2000 года).

Входной базовый дебит по месторождению определяется по формуле:

$$D_{\text{вх}} = \frac{2 \times Q_{\text{дек.}}}{(\Phi_{\text{вх.}} + \Phi_{01.12}) \times k_{\text{э}} \times 31}, \text{ где:}$$

$Q_{\text{дек.}}$ – ожидаемая общая добыча декабря в тоннах;

$\Phi_{\text{вх}}$ – входящий фонд скважин;

$\Phi_{01.12}$ – фонд на 1-е декабря текущего года (определяется аналогично $\Phi_{\text{вх}}$);

$k_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации декабря;

31 – число дней в декабре.

На основании фактических данных текущего года о базовой добыче и времени работы базового фонда скважин, ежемесячно рассчитывается фактический базовый дебит. Фактическое время работы базового фонда скважин определяется путём вычитания из общего времени работы скважин времени работы новых скважин и скважин, введённых из бездействия прошлых лет после проведения ГТМ.

По значениям фактического базового дебита находится функция $f_D(t)$, описывающая ежемесячное изменение базового дебита до конца текущего года. На основании полученной функции определяем базовую добычу декабря по формуле:

$$Q_{\text{дек.}}^{\text{баз}} = \frac{D_{\text{дек.}}^{\text{баз}} \times (\Phi_{01.12}^{\text{баз}} + \Phi_{01.01}^{\text{баз}}) \times k_{\text{дек.}}^{\text{баз}} \times 31}{2}, \text{ где:}$$

$\Phi_{01.12}^{\text{баз}}$, $\Phi_{01.01}^{\text{баз}}$ – базовый фонд скважин соответственно на 1-е декабря текущего года и на 1-е января планируемого года, рассчитанный как описано в п. 1.2., но без учёта увеличения фонда за счёт проведения ГТМ;

$k_{\text{дек.}}^{\text{баз}}$ – ожидаемый коэффициент эксплуатации базового фонда в декабре.

Коэффициент $k_{дек.}^{баз}$ определяется по фактическим данным о базовом коэффициенте эксплуатации за предыдущие два года по формуле:

$$k_{дек.}^{баз} = \frac{(k_{э}^{нояб.98} + k_{э}^{нояб.99})/2 + (k_{э}^{дек.98} + k_{э}^{дек.99})/2}{2}, \text{ где:}$$

$k_{э}$ – коэффициенты эксплуатации базового фонда скважин соответствующего месяца и года.

На основании фактически выполненных с начала года и запланированных до конца года ГТМ в модели гибкого бизнес-плана прогнозируется добыча нефти от ГТМ в декабре текущего года. Суммированием декабрьской базовой добычи и добычи нефти от ГТМ определяется общая добыча декабря.

Коэффициент эксплуатации действующего фонда декабря определяется по формуле:

$$k_{дек.} = \frac{k_{дек.}^{баз} \times (\Phi_{01.12}^{баз} + \Phi_{01.01}^{баз})/2 + k_{дек.}^{гтм} \times (\Phi_{01.12}^{гтм} + \Phi_{01.01}^{гтм})/2}{(\Phi_{вх} + \Phi_{01.12})/2}, \text{ где:}$$

$\Phi_{01.12}^{гтм}$, $\Phi_{01.01}^{гтм}$ – число скважин, вошедших в действующий фонд и оставшихся после проведения ГТМ с начала года соответственно на 1-е декабря и 1-е января;

$k_{дек.}^{гтм}$ – декабрьский коэффициент эксплуатации скважин, вошедших в действующий фонд после ГТМ, который определяется исходя из заложенных в бизнес-плане суток работы скважин после ГТМ отдельно по скважинам, запущенным в декабре и перешедшим с ноября.

2.4. Под динамикой изменения базового фонда скважин в планируемом году следует понимать ежемесячное изменение базового фонда скважин, связанное со следующими причинами:

- выбытием фонда добывающих скважин под закачку (в соответствии с проектными решениями) – $\Phi_{мес.}^{ппд}$;
- выбытием фонда по причине «безвозвратных» аварий (используется статистический анализ прошлых лет) – $\Phi_{мес.}^{авар.}$;
- выбытием в бездействие в зимний период и вводом из бездействия, не связанный с проведением ГТМ – $\Phi_{мес.}^{сез.}$.

3. Общее описание алгоритма расчета базовой добычи на месторождении

3.1. На базе имеющейся информации по $\Phi_{\text{вх}}$ и по динамике изменения базового фонда скважин получаем ежемесячный базовый действующий фонд.

Например:
$$\Phi_{01.02}^{\text{баз}} = \Phi_{\text{вх}} - \Phi_{\text{январь}}^{\text{ППД}} - \Phi_{\text{январь}}^{\text{авар.}} \pm \Phi_{\text{январь}}^{\text{сез.}} ;$$

$$\Phi_{01.03}^{\text{баз}} = \Phi_{01.02}^{\text{баз}} - \Phi_{\text{февраль}}^{\text{ППД}} - \Phi_{\text{февраль}}^{\text{авар.}} \pm \Phi_{\text{февраль}}^{\text{сез.}} ; \text{ и т. д.}$$

3.2. На базе анализа статистики месячных коэффициентов эксплуатации действующего переходящего фонда скважин ($k_{\text{э}}$) на месторождении за два предшествующих года предлагается прогноз $k_{\text{мес}}^{\text{баз}}$ на 2001 год, например:

$$k_{\text{январь}}^{\text{баз}} = \frac{k_{\text{э}}^{\text{январь}98} + k_{\text{э}}^{\text{январь}99} + k_{\text{э}}^{\text{январь}00}}{3} .$$

3.3. На основе анализа базовой добычи, базового фонда скважин и фактических коэффициентов эксплуатации переходящего фонда скважин за текущий год определяется средний дебит (фактический) по нефти.

3.4. На основании полученной информации (п. 2.3.) программными средствами *Excel* определяется подходящая функция $f(D_{\text{вх}}, t)$ изменения базового дебита скважин по нефти.

3.5. На основании полученной функции изменения дебитов по нефти $f(D_{\text{вх}}, t)$, прогнозов $\Phi_{\text{вх}}$, $k_{\text{мес}}^{\text{баз}}$ и динамики изменения базового фонда скважин строится прогноз базовой добычи нефти и жидкости (на 24 месяца с января 2001 года помесечно) по следующему алгоритму:

$$Q_{\text{январь}}^{\text{баз}} = f(D_{\text{вх}}, \text{январь}) \times ((\Phi_{\text{вх}} + \Phi_{01.02}^{\text{баз}}) / 2) \times k_{\text{январь}}^{\text{баз}} \times 31$$

3.6. На основании полученного прогноза базовой добычи, имеющейся информации по динамике обводненности и коэффициентам компенсации выполняется прогноз базовой добычи жидкости и объемов закачки по месторождениям.

В целом же работы по прогнозированию добычи, связанные с использованием постоянно действующих гидродинамических моделей нефтяных месторождений, в настоящее время только начинаются и займут, по оценкам специалистов, от трех до пяти лет.

Литература

1. **Коваленко А.В., Латыш Р.Р.** Оценка экономической эффективности геолого-технических мероприятий как основа бизнес-планирования на нефтедобывающем предприятии// Нефтепромышленное хозяйство. 1999. № 12.
2. **Jones P.J.** Estimating Oil Reserves from Production – decline Rates// OGJ. 1942. Aug. 20.
3. **Pirson S.J.** Production Decline Curve of Oil Well May Be Extrapolated by Loss-Ratio// OGJ. 1935. Nov. 14.
4. **Gross H.E.** Decline Curve Analysis// OGJ. 1938. Sept. 15.
5. **Nomoto S.** Statistical Investigations of Production of Oil Wells in Japan// Mining and Metallurgy. Part 5. Paper No. 173. – Tokyo: World Eng. Congress, 1929.
6. **Ramsay H. J., Guerrero E.T.** The Ability of Rate-Time Decline Curves to Predict Production Rates// Journal. of Petroleum Technology. 1969. Feb. 27.

СОДЕРЖАНИЕ



Предисловие	3
В. Крюков. О взаимосвязи современных процессов трансформации и глобализации в нефтяном секторе России.....	9
А. Севастьянова. Особенности регионализации и глобализации российских нефтегазодобывающих регионов.....	36
В. Крюков, А. Севастьянова, В. Шмат. Производственно-финансовая модель регионального нефтегазового сектора.....	57
В. Шмат. <i>Oil&Socio</i> – программное приложение производственно-финансовой модели регионального нефтегазового сектора.....	104
Л. Андреева, А. Токарев, В. Шмат. Оценка региональной социально-экономической эффективности систем налогообложения в нефтегазовом секторе.....	129
В. Константинов, В. Крюков. Изменение подходов к формированию цен на природный газ.....	147
Р. Земцов. Оценка места и роли компаний различного типа в нефтегазовом секторе России.....	170
С. Дуткин. Особенности формирования системы управленческого учета на предприятиях нефтегазового сектора.....	184
Р. Латыш. Планирование базовой добычи нефти: основные проблемы и пути их решения	200

Тематический план
СО РАН 2000 г.,
позиция 158

**НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР РОССИИ
В ТРЕХ ИЗМЕРЕНИЯХ**

Ответственные редакторы:
д.э.н. Крюков Валерий Анатольевич
к.э.н. Севастьянова Анастасия Егоровна

Редактор И.Г. Зыкова

Дизайн и компьютерная верстка В.В. Шмата

При оформлении книги использованы элементы Clipart Microsoft Office'97

Подписано к печати 27.11. 2000 г. Формат бумаги 60x84¹/₁₆.
Объем 13,25 п. л. Уч.-изд. л. 13. Тираж 300 экз. Заказ № 1.

Участок оперативной полиграфии Института экономики и организации
промышленного производства СО РАН.

630090 Новосибирск, 90, просп. Академика Лаврентьева, 17.