

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

В течение многих лет нефтегазовый комплекс (НГК) является основой энергоснабжения страны и одним из ее важнейших народнохозяйственных комплексов. Сегодня НГК обеспечивает более 2/3 общего потребления первичных энергоресурсов и 4/5 их производства. НГК является главным источником налоговых (около 40% доходов федерального бюджета и 20% – консолидированного бюджета) и валютных (40%) поступлений государства. На долю НГК приходится 12% промышленного производства России и 3% занятых в нем.

Нефтегазовый комплекс может стать одной из основных движущих сил экономического развития страны в силу создания им значительных косвенных, так называемых мультипликативных, эффектов от капитальных и эксплуатационных затрат в результате реализации нефтегазовых проектов. Расчеты свидетельствуют, что:

- каждый рубль дополнительного производства продукции НГК увеличивает ВВП страны на 1,5–1,6 руб.;
- каждый рубль дополнительных капиталовложений в НГК обеспечивает 1–2 рубля или более (в зависимости от типов нефтегазовых проектов – освоение месторождений, строительство трубопроводов и пр.) прироста национальной экономики;
- косвенный эффект для страны от развития НГК (через обеспечение платежеспособного спроса на продукцию сопряженных отраслей с последующими налоговыми, социальными и пр. эффектами от этих отраслей) существенно – по ряду нефтегазовых проектов двукратно и более – превышает прямой эффект развития НГК (в виде добытой нефти и налогов с нее);
- помимо создания новых рабочих мест непосредственно в проектах НГК, их реализация обеспечивает прирост косвенной занятости в связи с появлением новых потребностей в промышленном и потребительском секторах, многократно превышающих прирост прямой занятости по проектам НГК;
- основной эффект от развития НГК государство получает не в «добывающих», а в «машинострои-

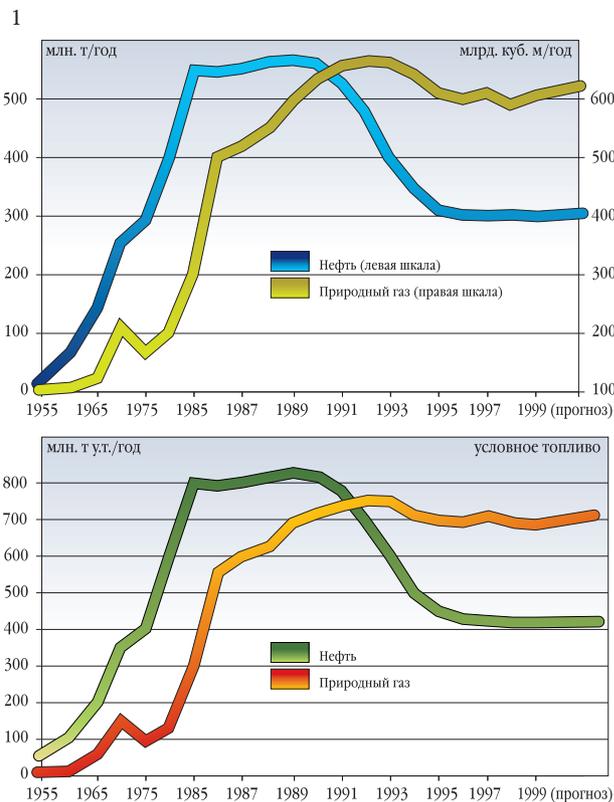
тельных» регионах. Расчеты на конкретных проектах показали, что совокупный, то есть прямой плюс косвенный, эффект от реализации ряда новых нефтегазовых проектов (в расчет брались проекты освоения месторождений на условиях СРП) распределяется между федеральным бюджетом, бюджетом «добывающего» региона и бюджетами «машиностроительных» регионов в пропорции от 20:30:50 до 30:30:40 в случае проектов на суше и от 40:20:40 до 50:20:30 в случае проектов на шельфе.

Велико социальное значение нефтегазового комплекса. Свет и тепло играют такую же важную роль в жизнеобеспечении населения страны, как и своевременная выплата зарплаты и пенсий, бесперебойное снабжение продуктами питания по доступным ценам. Поэтому социальная стабильность в обществе в существенной мере зависит от устойчивой работы ТЭК в целом и ее нефтегазового компонента, от того, насколько бесперебойно и эффективно будут обеспечиваться электро- и теплоснабжение потребителей (значительная часть выработки электроэнергии и тепла обеспечивается за счет сжигания жидкого и газообразного топлива).

Основными экономическими целями развития НГК с позиции государства являются:

- стабильное, бесперебойное и экономически эффективное обеспечение внутреннего платежеспособного спроса страны нефтью и газом и продуктами их переработки;
- экономически эффективное обеспечение внешнего платежеспособного спроса нефтью и газом и продуктами их переработки;
- обеспечение стабильных поступлений налогов в бюджет;
- генерирование платежеспособного спроса на продукцию сопряженных отраслей российской экономики – обрабатывающих отраслей, сферы услуг и т.п.

Обеспечить эти цели может только такой НГК, движущей силой которого являются эффективные,

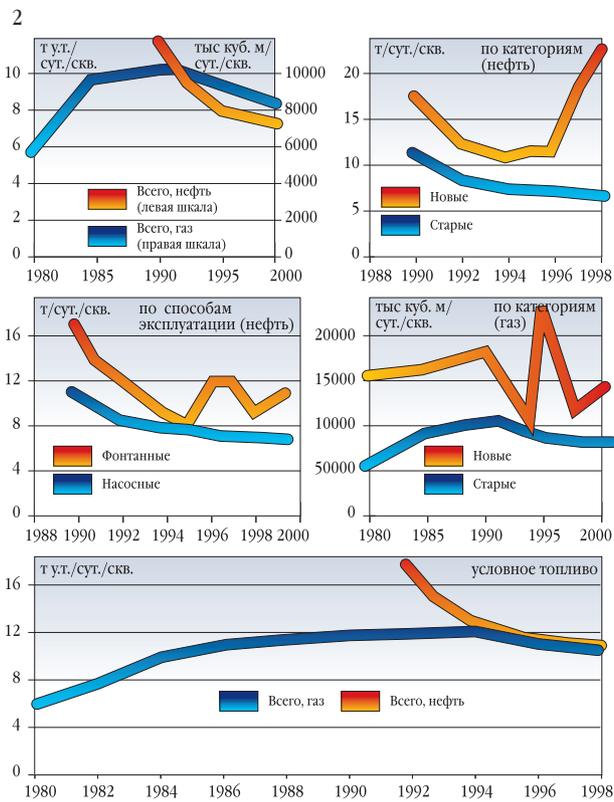


ДИНАМИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА В РОССИИ

конкурентоспособные нефтегазовые компании, а структура управления комплексом со стороны государства является достаточно гибкой, оставляющей этим компаниям необходимый простор для маневра. Продукция НГК должна быть конкурентоспособной на внутреннем и внешнем товарных рынках, а сам НГК и его хозяйствующие субъекты должны быть конкурентоспособны на внутреннем и внешнем рынке инвестиций по сравнению с другими потенциальными объектами приложения капитала.

Нефтяная промышленность России характеризуется все менее благоприятными показателями развития. Одной из важнейших проблем по праву считается резкое ухудшение состояния сырьевой базы комплекса как в количественном (сокращение ее объема), так и в качественном (рост доли трудноизвлекаемых запасов) отношении.

Естественное истощение сырьевой базы достаточно явственно проявилось еще в 80-е годы, но тогда оно компенсировалось ростом затрат на геологоразведочные работы. В 90-е годы прогрессирующее истощение невозобновляемых сырьевых ресурсов углеводородов и падение эффективности вложений в ГРП наложились на резкое сокращение инвестиций, в том числе и в геологоразведочные работы. Суммарный эффект двух указанных тенденций и привел к сегодняшней ситуации: с конца 80-х годов происходит устойчивое падение добычи нефти, сменившееся с середины 90-х годов ее неустойчивой стабилизацией, с начала 90-х годов снижается добыча газа (рис. 1).



ИЗМЕНЕНИЕ ДЕБИТОВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В РОССИИ

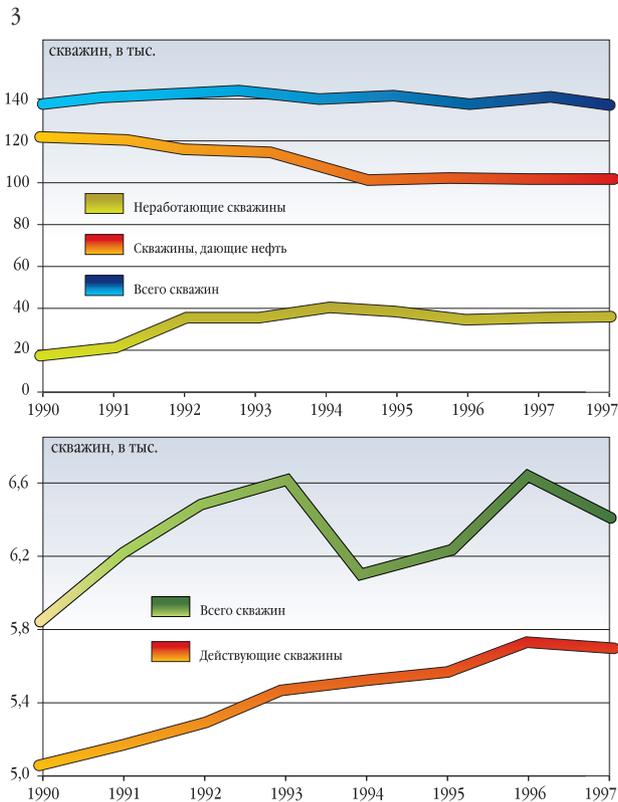
Общее состояние дел по воспроизводству запасов нефти характеризуется как кризисное – начиная с 1994 года приросты запасов нефти не компенсируют их добычу.

В 1998 году в целом по России прирост разведанных запасов нефти с конденсатом по сравнению с 1991 годом сократился в 4 раза и составил 232,1 млн. т, компенсировав лишь 76,5% объема ее добычи (302,3 млн. т). Открытия в основном мелкие, не превышающие нескольких сотен тысяч тонн, и низкодебитные. Уменьшаются размеры открываемых месторождений не только в освоенных регионах, но и на новых перспективных площадях. Основные приросты запасов были получены в основном за счет доразведки ранее открытых залежей, а также перевода запасов из предварительно оцененных в разведанные. Ускоренно растут также объемы списания запасов как неподтвердившихся.

Низкий уровень приростов в первую очередь обусловлен сокращением объемов геологоразведочных работ. Объем поисково-разведочного бурения в России снизился с 4,2 млн. м в 1991 году до 1,3 млн. м в 1998 году. Если в 80-х годах ежегодно подготавливалось и вводилось в поисковое бурение более 500 нефтегазоперспективных объектов, то в 1998 году в России подготовлено только 180 объектов и открыто 36 нефтяных месторождений, средние запасы которых не превышают 1 млн. тонн.

Одной из причин сложившейся ситуации является то, что значительная часть отчислений на ВМСБ, направляемая в бюджеты субъектов Российской Федерации и в федеральный бюджет, практически не ра-





ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФОНДА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В РОССИИ

ботает по своему целевому назначению – воспроизводству минерально-сырьевой базы ТЭК, расплываясь на другие виды работ, не имеющие прямого отношения к воспроизводству запасов. Если в 1997 году уровень целевого использования отчислений на ВМСБ, оставляемых в распоряжении добывающих предприятий, составил 92%, в 1998 году – 87%, то из федерального бюджета по целевому назначению использовано соответственно 39 и 71% аккумулируемых в нем указанных средств, а из бюджетов субъектов Российской Федерации соответственно только 42 и 60%.

Например, в Ханты-Мансийском автономном округе наблюдается регулярное невыполнение плановых заданий по объемам геологоразведочных работ, проводимых в пределах нераспределенного фонда недр и финансируемых за счет отчислений на ВМСБ, направляемых в окружной бюджет, и заданий по приростам запасов. В 1996–1998 годах план по бурению выполнен на 64%, по приросту запасов категории C_1 – на 35%, по категории C_2 – на 30%, эффективность поисково-разведочного бурения составила 54% от запланированной.

К недостаткам использования отчислений на ВМСБ на проведение геологоразведочных работ следует отнести также перекосы в распределении этих государственных средств между нефтяными компаниями, работающими в крупнейших нефтедобывающих регионах.

Так, в Ханты-Мансийском АО в этой части используется уравнильный принцип, приводящий к тому, что таким недропользователям, как, например, ОАО «НК «ЮКОС», имеющему обеспеченность

разведанными запасами около 60 лет, искусственно занижающему поступления в бюджеты всех уровней ресурсных налогов и платежей, включая объемы отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, оставляются такие же ставки отчислений, как и тем недропользователям, которые не злоупотребляют внутрикорпоративными ценами и имеют значительно худшую сырьевую базу.

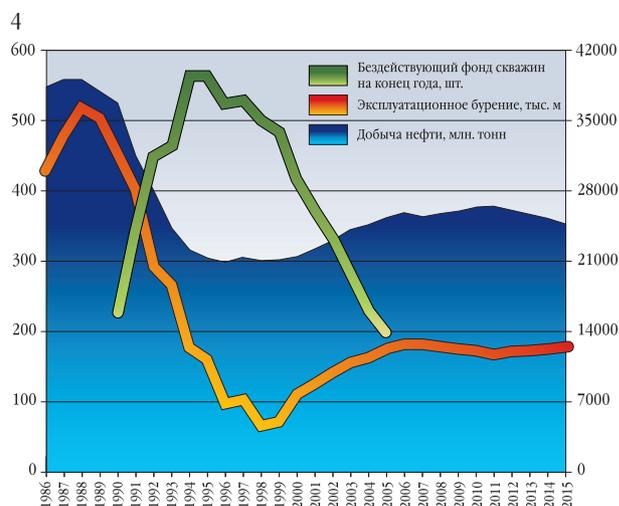
Запасы нефти высокопродуктивных месторождений в значительной степени выработаны. Так, крупные нефтяные месторождения с начальными извлекаемыми запасами 100 и более млн. т (64 месторождения), обеспечивающие около 57% годовой добычи по России, выработаны на 56% и более. Обводненность продукции по ним составляет более 90%. А по таким уникальным месторождениям, как Ромашкинское, Мухановское, Туймазинское, Аганское, Кулешовское, Шкаповское, Ярино-Каменноложское, Анастасиевско-Троицкое, выработка запасов составляет от 82 до 95%. Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское, Арланское, Усть-Балыкское месторождения выработаны на 60–80%.

Степень выработки запасов нефти категорий ABC_1C_2 на разрабатываемых месторождениях в целом по России составляет 47,1%. Наиболее высокая выработка запасов наблюдается по Северо-Кавказскому (79,5%) и Поволжскому (76,2%) регионам, наименьшая – по Западной Сибири (36,6%) и Дальнему Востоку (36,1%). Значительная часть текущих извлекаемых запасов нефти рассредоточена в заводненных пластах, в пластах с низкой проницаемостью (менее 50 мД), в подгазовых и водонефтяных зонах, что создает значительные сложности при их извлечении.

Доля «трудноизвлекаемых» запасов (характеризуются изначально более низкими дебитами скважин и сравнительно невысокими темпами отбора нефти) уже достигла 55–60% и продолжает расти. Для выработки остаточных запасов нефти на разрабатываемых месторождениях и вводимых в эксплуатацию новых залежах необходимы другие технологии, со значительно большими затратами финансовых и материально-технических ресурсов, нежели при использовании традиционных систем разработки (рис. 2). Более 70% запасов нефтяных компаний находится в диапазоне низких дебитов скважин на грани рентабельности. Если десять лет назад доля вовлеченных в разработку запасов с дебитами скважин менее 25 т/сутки составляла почти 55%, то сегодня такую долю (55%) составляют запасы с дебитами до 10 т/сутки. Свыше трети разрабатываемых нефтяными компаниями запасов имеют обводненность более 70%.

Состояние разработки месторождений вызывает серьезную озабоченность. Ухудшилось использование фонда скважин, сократилось их общее количество (рис. 3). Вырос фонд бездействующих скважин, превратив четверть эксплуатационного фонда (рис. 4). Значительное число скважин консервируется, причем без определения их задач после окончания срока консервации. Недопустимо медленно ведется ликвидация скважин, выполнивших свое проектное назначение.





ДОБЫЧА НЕФТИ, ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ И БЕЗДЕЙСТВУЮЩИЙ ФОНД СКВАЖИН ПО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Эксплуатационный фонд скважин в целом по России достиг максимальной величины – 145,6 тыс. скважин – в 1992 году, а на 01.04.99 составил 133,2 тыс. ед., то есть сократился на 12,4 тыс. единиц. За тот же период фонд скважин, дающих продукцию, сократился со 113,9 тыс. ед. до 98,5 тыс. ед., то есть на 15400.

Наибольшее сокращение эксплуатационного фонда произошло по АНК «Башнефть» – 30,9%, ОАО «НК «Коми ТЭК» – 30,4%, ОАО «НК «Роснефть» – 29,8%. Вместе с тем отдельные нефтяные компании за этот же период увеличили эксплуатационный фонд скважин, например, ОАО «НК «Сургутнефтегаз» – на 13,2%, ОАО «НГК «Славнефть» – на 12,5%, ОАО «Татнефть» – на 9,7%.

При этом, по данным ИП «ЦДУ ТЭК», за этот период АНК «Башнефть» сократила количество бригад КРС на 40%, ОАО «Юганскнефтегаз» – на 34%, ОАО «Восточная нефтяная компания» – на 38%, ОАО «СИДАНКО» в Варьганском районе – почти в три раза. В то же время ОАО «НК «Сургутнефтегаз» увеличило количество бригад на 51%, ОАО «НГК «Славнефть» – вдвое, ОАО «ОНАКО» – на 72%.

Неработающий фонд скважин в целом по России достиг максимальной величины – 39,9 тыс. ед. в 1994 году (27,9% от эксплуатационного фонда) и на 01.04.99 сократился до 34,8 тыс. ед., то есть на 5,1 тыс. ед. Но это произошло в основном за счет вывода скважин в консервацию. С 1994 по 1998 годы законсервированный фонд нефтяных скважин на разрабатываемых месторождениях увеличился с 18,5 до 22,7 тыс. ед., то есть на 4,2 тыс. единиц.

Такой высокий процент неработающего фонда скважин не предусмотрен ни одним проектным документом на разработку месторождений. Неработающий фонд скважин достиг недопустимых с технологической точки зрения величин, привел к сокращению объемов закачки воды и отборов жидкости, разбалансированию систем разработки месторождений, выборочной отработке запасов нефти. В конечном счете все это ведет к безвозвратным потерям части извлекаемых запасов (по оценкам экспертов, конечная нефтеотдача может уменьшиться на 5–7%, что при сегодняшнем объеме во-

влеченных в разработку запасов нефти и текущих мировых ценах эквивалентно 65–80 млрд. долл.) и является грубейшим нарушением закона «О недрах» в части рационального использования недр.

Основная причина перевода скважин в категорию бездействующих и консервацию – низкий дебит нефти и высокая обводненность продукции. Средний дебит нефти неработающих скважин по нефтедобывающим организациям изменяется от 1,0 до 10,0 т/сут. и в целом по России определяется на уровне 3,0–3,5 т/сут.

При единовременном вводе в эксплуатацию всех неработающих и законсервированных скважин суточная добыча нефти может составить 140–150 тыс. т (при коэффициенте использования фонда скважин 0,9 и среднем дебите нефти 3,0 т/сут).

Самая неудовлетворительная работа с пробуренным фондом скважин – в нефтяной компании «СИДАНКО», в дочерних организациях которой отмечается наиболее высокий процент бездействующего фонда скважин.

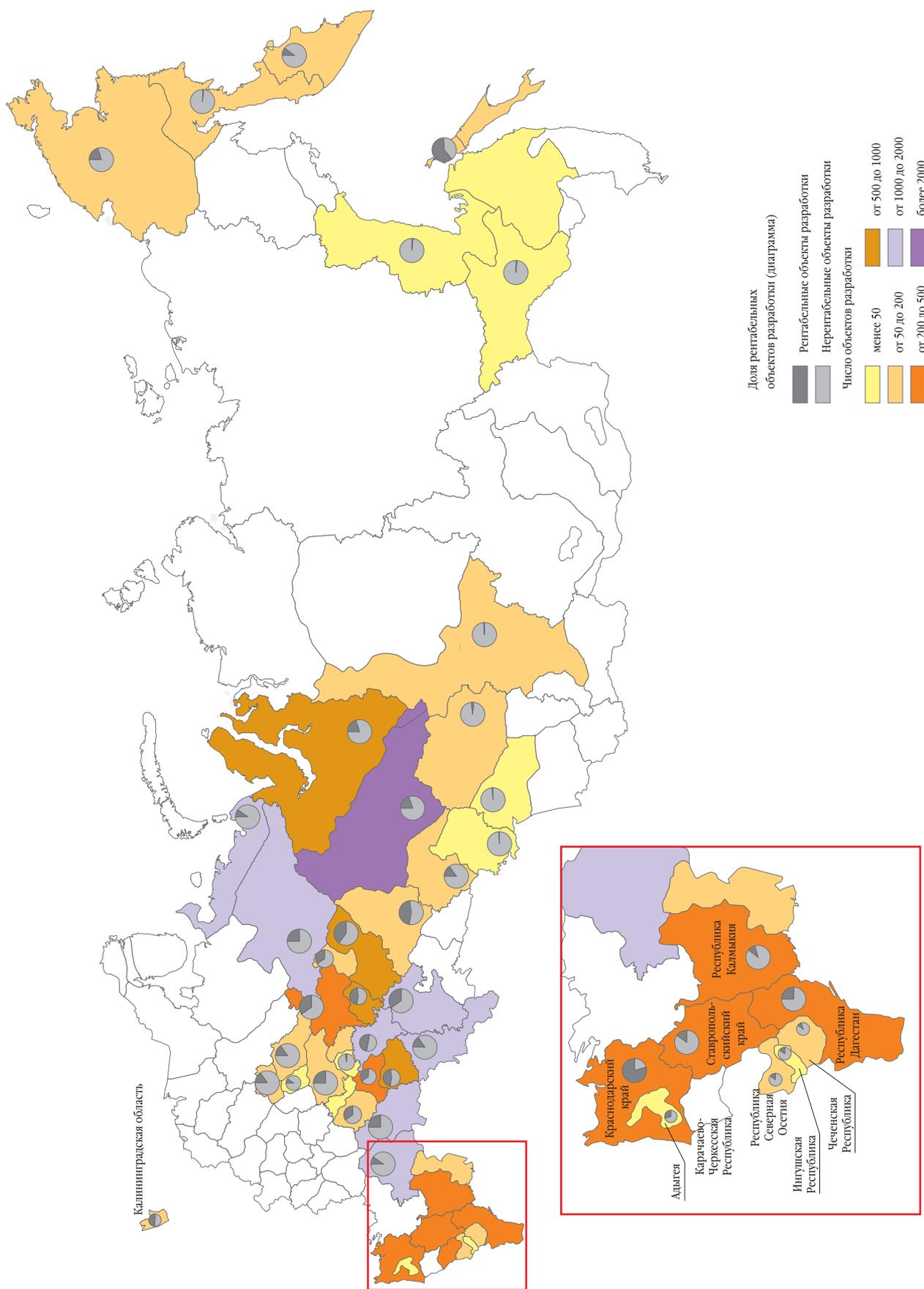
Однако дела с использованием пробуренного фонда скважин не во всех нефтяных компаниях обстоят так плохо. Так, в ОАО «НК «Сургутнефтегаз» отмечается один из самых низких процент бездействующего фонда скважин – 7,5%. В ОАО «Удмуртнефть» бездействующий фонд скважин составляет 3,5% от эксплуатационного (эта компания тоже не сократила количество ремонтных бригад).

Все нефтедобывающие организации работают в одном экономическом пространстве, и условия работы на месторождениях ОАО «НК «Сургутнефтегаз» и ОАО «Удмуртнефть» несколько не лучше, чем у других предприятий: такая же высокая выработанность извлекаемых запасов нефти и доля трудноизвлекаемых запасов, большая обводненность добываемой продукции, большая разбросанность и изношенность промысловых коммуникаций. Причина очевидных достижений этих компаний в том, что в сложившихся условиях они не допустили резкого сокращения мощностей по ремонту скважин и добились эффективной работы бригад текущего и капитального ремонта.

Высока доля нерентабельных запасов (карта 1). Обеспеченность рентабельными в разработке запасами по России в целом не превышает 20–25 лет, а по некоторым компаниям – 15–20 лет, что соответствует средней продолжительности разработки одного месторождения, тогда как средний период от открытия новых месторождений до ввода их в разработку составляет обычно не менее 10 лет. С другой стороны, обеспеченность рентабельными запасами в целом по России составляет порядка двух инвестиционных (разведка плюс освоение) циклов при крайне неблагоприятном инвестиционном климате в стране. Это предопределяет необходимость высокой заблаговременности принимаемых в отношении отрасли решений, для того чтобы их действие оказалось эффективным.

На фоне структурного общеэкономического спада в стране нефтедобыча выглядит относительно благополучно, тем более что в той области, где дейст-





ГЕОГРАФИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНЫХ И НЕРЕНТАБЕЛЬНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В РОССИИ (источник: ИГ и РГИ)



вуют законы реального спроса, например в экспорте в дальнее зарубежье, наблюдался неуклонный рост, который сейчас приблизился к своим техническим пределам с точки зрения мощностей транспортировки и экономическим – с точки зрения сбивания мировых цен на нефть. Внутренний платежеспособный спрос все последние годы удовлетворялся, правда, в условиях его резкого падения. Более того, неплатежи нефтедобывающим предприятиям свидетельствуют, что внутренний платежеспособный спрос существенно перекрывался и происходило дотирование потребителей предприятиями нефтяной промышленности.

Можно даже условно говорить о повышении эффективности (или скорее – интенсивности) нефтедобычи, поскольку ее падение на треть произошло на фоне общего спада промышленного производства на 60% и снижения ВВП на 50%, при сокращении объемов эксплуатационного бурения почти в 4 раза и увеличении фонда бездействующих скважин в 1,6 раза.

За 90-е годы произошло резкое снижение объемов переработки нефти и производства основных нефтепродуктов. Переработка нефти на НПЗ и производство моторных топлив сократились почти в 2 раза, смазочных масел, нефтебитума, электродного кокса, ароматики – в 2–3 раза, твердых парафинов, основных продуктов нефтехимии и сырья для сажи – почти в 7 раз. Снижение объемов переработки произошло из-за сокращения внутреннего спроса в связи с падением промышленного производства при одновременном сокращении добычи нефти и увеличении ее поставок на экспорт. Снижение платежеспособного спроса на нефтепродукты вызывало необходимость снижения добычи нефти вплоть до вынужденной остановки нефтяных скважин. В итоге среднеотраслевая загрузка мощностей по переработке нефти составляет сегодня 57% при максимально экономичном уровне загрузки мощностей НПЗ 80–85%. Недогрузка мощностей НПЗ увеличивает и без того высокие издержки переработки нефти.

Нефтеперерабатывающая промышленность характеризуется, с одной стороны, избытком мощностей по первичной переработке нефти, особенно в Башкирии и Самаре, с другой – недостатком вторичных мощностей, причем существующие мощности крайне изношены (до 80%). Кроме того, в связи с резким падением объемов производства нефтехимии на многих НПЗ ликвидированы мощности по производству ароматических углеводородов и других видов нефтехимического сырья.

Средняя глубина переработки нефти на российских НПЗ составляет 63–65% (на НПЗ США – около 90%, на лучших американских НПЗ доходит до 98%). Низкий выход наиболее ценных продуктов переработки делает относительно невысокой среднюю рыночную цену «корзины» нефтепродуктов, получаемых в нашей стране из 1 тонны нефти (при высокой доле мазута в структуре российской нефтепереработки цена этой «корзины» на мировом рынке оказывается примерно на 20–25% меньше цены 1 тонны сы-

рой российской нефти). Плохо отбензиненный российский мазут продается на внешнем рынке по ценам котельно-печного топлива, то есть примерно на треть ниже цен сырой нефти, затем из него дополнительно получают легкие фракции, при продаже которых второй раз извлекается ценовая рента.

В газовой отрасли так же, как и в нефтяной, сокращается объем геологоразведочных работ. За последние пять лет прирост запасов газа компенсировал его добычу на 30–45%, а в 1998 году только на 22%. Основная добыча газа приходится на месторождения с падающими уровнями добычи (Уренгояское, Медвежье, Вынгапуровское). Общая выработанность разведанных запасов газа составляет около 1/5, а на месторождениях, введенных в разработку, – около трети. Из числа крупнейших и крупных месторождений газа наибольшей выработанностью характеризуются: Вуктыльское в Республике Коми (93%), Оренбургское в Оренбургской области (56%), а также сеноманские залежи на месторождениях Уренгояское (50%) и Медвежье (80%) в Западной Сибири.

Однако и в этих условиях газовая промышленность является наиболее устойчиво работающей отраслью в российской экономике – максимальное снижение ее добычи составило около 10%, в том числе по «Газпрому» – 7%, что говорит скорее о большой трудности для газовиков прекращать поставки неплательщикам, чем о реальном, обусловленном объективными причинами состоянии отрасли.

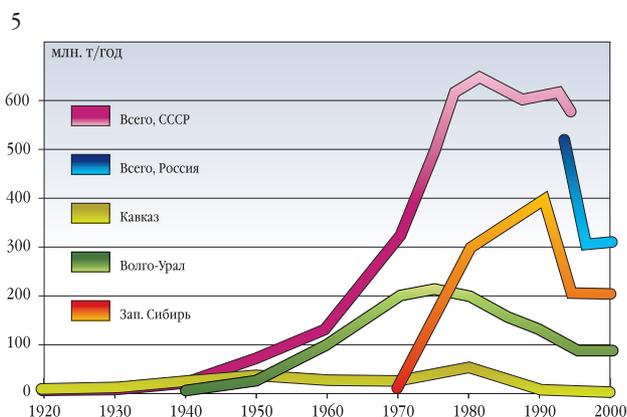
Наиболее активное развитие систем магистральных нефтепроводов происходило в 1960–1980 годах. Четверть от общей протяженности магистральных нефтепроводов эксплуатируется свыше 30 лет, еще треть – от 20 до 30 лет, 12% – от 10 до 20 лет.

Интенсивная их эксплуатация с ежегодной транспортировкой более 500 млн. т нефти в год привела к тому, что основная часть магистральных нефтепроводов требует реконструкции. Отсутствие средств у предприятий и «почтенный» возраст эксплуатируемого оборудования приводит к повышенной аварийности, прежде всего на внутрипромысловых нефтепроводах (ежедневно происходит 75–80 прорывов, из них более 50 – на коллекторах).

Силами собственных строительных подразделений ОАО «АК «Транснефть» ежегодно производится ремонт 1400 км магистральных нефтепроводов при общей протяженности 47 тыс. км. Средняя стоимость ремонта составляет 140–150 тыс. долл./км. Для ремонтно-восстановительных работ всех эксплуатируемых нефтепроводов компании потребуется свыше 30 лет и около 6,5 млрд. долл.

После распада СССР нефтеналивные терминалы, за исключением Новороссийска и Туапсе, остались на территориях сопредельных государств. Это приводит к тому, что за транзит своей нефти по территории стран Балтии и Украины при поставках в Западную Европу (основной экспортный рынок для российской нефти) Россия платит порядка 600 млн. долл./год, часть которых использу-





ДИНАМИКА НЕФТЕДОБЫЧИ ПО ОСНОВНЫМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИМ ПРОВИНЦИЯМ



ЭВОЛЮЦИЯ ОСНОВНЫХ НЕФТЯНЫХ ПРОВИНЦИЙ СССР/РОССИИ (ИСТОЧНИК: А. АРБАТОВ (КЕПС РАН), А. КОНОПЛЯНИК (ЭНИП и ПФ), ИГ и РГИ)

ется транзитными странами для финансирования проектов, отсекающих Россию от внешнего рынка (например, строительство нефтепровода Южный – Броды на Украине, имеющего целью переключить на себя все нефтяные потоки Азербайджана, Туркменистана, Казахстана, минуя Россию).

Газотранспортная система России сложилась в 1975–1990 годах. К настоящему времени 13% газопроводов эксплуатируются свыше 30 лет, 20% – от 20 до 30 лет, 34% – от 10 до 20 лет. Требуется замены парк установленных на компрессорных станциях газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Всего установлено свыше 4 тыс. ГПА. При проектном моторесурсе 15–17 лет 15% мощностей ГПА эксплуатируется более 25 лет. Парк ГПА на 85% представлен газотурбинными установками, до 30% которых морально и физически устарели, вследствие чего ОАО «Газпром» расходует на собственные нужды в качестве топлива до 10% газа, поступающего в газопроводы.

Относительно высокая успешность функционирования НГК по сравнению с другими отраслями создает иллюзию его долгосрочного и устойчивого благополучия и делает комплекс постоянным и основным донором бюджета. Однако влияние предыдущих затрат может закончиться очень скоро (подходит к концу период получения эффекта от осуществленных ранее инвестиций) и существует опасность обвального выбытия старых фондов и закрытия

большого числа скважин в связи с их ухудшающейся рентабельностью, в том числе под воздействием изменяющихся экономических условий. Учитывая, что НГК является бюджетобразующей отраслью и главным экспортером страны и его состояние самым непосредственным образом сказывается на социально-экономическом положении России, необходимо заблаговременно формировать стратегию противодействия нарастанию отмеченных негативных явлений.

РАЗВИТИЕ НГК С ПОЗИЦИЙ «ЕСТЕСТВЕННОЙ ДИНАМИКИ» ВОСПРОИЗВОДСТВА МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

Изменение сырьевой базы подчиняется естественным природным закономерностям, связанным с конечностью запасов невозобновляемого минерального сырья в пределах нефтегазоносной провинции. Освоение таких провинций включает несколько стадий (ранняя, зрелая, поздняя и затухающая), отличающихся размерами открытий, уровнями и издержками добычи, степенью риска.

До последних лет главным источником роста и поддержания добычи нефти и газа в стране было открытие и ввод в эксплуатацию новых месторождений. Добывающие возможности российской нефтегазовой промышленности зависели от состояния разведанности, подготовки к эксплуатации и степени выработанности основных добывающих провинций, с одной стороны, и от перспектив открытия новых провинций, способных компенсировать выбывающие мощности, – с другой.

Российская нефтяная промышленность зародилась на Кавказе. Ему на смену пришла Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, которую, в свою очередь, в качестве главного добывающего региона сменила Западная Сибирь. В газовой промышленности на смену месторождениям попутного газа Поволжья и Западной Украины пришел сначала газ Ставрополя, затем Шебелинки, Узбекистана и Туркмении (Бухара, Газли, Котуртепе), а также месторождения севера Тюменской области (Уренгой и др.).

При этом каждая из вновь вводимых доминирующих провинций была крупнее предыдущей по запасам и включалась в эксплуатацию в тот период, когда предшествующая доминирующая провинция находилась в зрелой фазе своего развития (рис. 5). Это обеспечивало для нефтегазодобычи страны в целом неуклонный рост, характерный для ранней фазы. Такое замещение истощающихся провинций новыми и связанные с этим изменения уровней и экономических показателей добычи можно назвать «естественной динамикой», являющейся природной основой реальной динамики и экономики добычи нефти и газа, которая должна закладываться в основу государственного регулирования НГК.

В 80-е годы начинается заметное ухудшение условий добычи нефти в Западной Сибири. Уже к нача-



лу 90-х годов доля запасов разрабатываемых месторождений с затратами, превышающими среднеотраслевую себестоимость добычи, превысила 10%, а аналогичная доля в запасах неразрабатываемых месторождений, открытых во второй половине 80-х годов, достигла почти 40%. Среди прогнозных категорий запасов доля «сверхдорогих» уверенно превышает 50%.

Таким образом, налицо явные признаки поздней стадии для главной нефтедобывающей провинции страны – Западной Сибири и приближения к ней России в целом, находящейся сейчас по основным критериям на этапе перехода из зрелой стадии «естественной динамики» в позднюю. Продлением «молодости» для провинции может быть открытие нового структурного этажа нефтегазоносности, а для страны – открытие новой богатой провинции. Однако достаточно высокая степень геологической изученности свидетельствует, что имеющиеся или потенциальные этажи нефтегазоносности не идут ни в какое сравнение по продуктивности с основным – юрско-меловым, а освоение имеющихся перспективных нефтегазоносных провинций не сможет повлиять на уровень добычи нефти столь же значительно, как это произошло при вводе в разработку месторождений Волго-Урала и Западной Сибири.

Тимано-Печорская, Восточно-Сибирская и Прикаспийская (подсолевая часть) провинции ни по объему предполагаемых запасов, ни по условиям освоения не смогут переломить ситуацию в старении сырьевой базы нефтяного комплекса России в силу фундаментальных геологических и природно-климатических причин. В аналогичной ситуации находятся нефтегазоносные провинции арктического шельфа, где главную сдерживающую роль будут играть условия и стоимость освоения. Самое большое, что можно ожидать от этих провинций в случае их успешного освоения, – это замедление процесса перехода российской нефтедобычи из зрелой стадии к поздней.

Положение с сырьевой базой газовой промышленности в последнее время все более напоминает ситуацию, сложившуюся ранее в нефтяной. Современная добыча газа в России базируется на 3 месторождениях-гигантах, одно из которых (Медвежье) уже вошло в стадию падающей добычи, другое (Уренгой) близко к ней, а начало падения добычи на третьем (Ямбург) – тоже не за горами. Поэтому сегодня 80% всех инвестиций в газовую отрасль направляется на возмещение выбытия мощностей, их ремонт и реконструкцию.

В ближайшие годы значительно увеличится потребность во вводе новых мощностей как для компенсации падения добычи на основных месторождениях, так и для обеспечения прироста добычи под новые контракты. При этом возникает ряд альтернативных вариантов, к которым в первую очередь можно отнести выход на новые регионы с вводом в эксплуатацию крупнейших месторождений (Ямальская группа и месторождение Штокмановское) с получением соответствующего эффекта экономии на масштабе, который в значительной степени будет «съеден» высокой стои-

мостью освоения и еще более высокими транспортными расходами, либо более интенсивное использование имеющихся перспективных ресурсов Надым-Пур-Тазовском и прилегающих районах с уже частично имеющейся инфраструктурой, но со всеми эффектами, свойственными поздней стадии развития нефтегазоносной провинции (удельные капиталовложения при освоении крупнейшего Заполярного месторождения в 1999–2001 годах составят на 1000 куб. м примерно 900 руб. против 50–100 руб. в сопоставимых ценах на Уренгойском и Ямбургском месторождениях, введенных в 80-х годах).

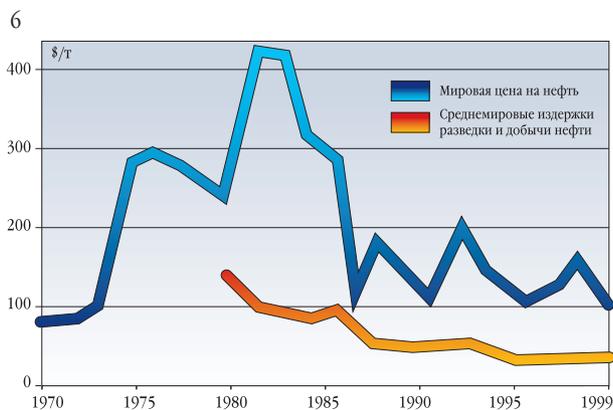
В перспективе будет расти доля запасов газа, содержащего ценные компоненты (этан, пропан, бутан и др.), расположенных в сложных геолого-климатических условиях либо залегающих на больших глубинах. Это значительно увеличит удельные затраты на добычу и подготовку газа.

Развитие газотранспортной системы на юго-восток за счет месторождений Восточной Сибири и Якутии возможно в условиях гораздо более бедной сырьевой базы, чем в Западной Сибири. Других крупных газоносных регионов с приемлемыми условиями освоения и транспортировки пока не просматривается.

Переход на более поздние стадии развития нефтегазодобычи является неизбежным для каждой страны и означает необходимость изменения модели нефтегазообеспечения. В этом случае при снижении объемов добычи в цене нефти и газа существенно снижается рентная составляющая, а значит, и рентный доход государства, изымаемый в виде специальных налогов и сборов. Вместе с тем существует опыт США, нефтяная промышленность которых имеет более длительную историю, чем российская, характеризуется более высокой степенью изученности (разбуренность перспективных территорий превышает российскую по различным видам скважин в 5–10 и более раз) и соответственно более высокой выработанностью ресурсов недр. Тем не менее при существенно меньших запасах, чем в России (примерно на треть по сопоставимым категориям), благодаря проводимой налоговой политике нефтяная промышленность США в последние годы добывала на 70–80 млн. т/год больше, чем наша страна. Этот пример не столько иллюстрирует степень падения добычных возможностей нефтяного комплекса России, сколько подтверждает наличие потенциала этих мощностей, поскольку главной причиной падения добычи следует считать спросовые и институциональные ограничения, оставившие невостребованными имеющиеся потенциальные возможности по добыче.

Реализовать эти возможности можно, приведя существующие технологическую, институциональную и налоговую системы в НГК в соответствие со сложившимся к настоящему времени качеством сырьевой базы, определяемой выходом НГК на позднюю стадию «естественной динамики». Соответствующей модернизации требует модель государственной политики по





ДИНАМИКА ЦЕН НА НЕФТЬ И СРЕДНЕМИРОВЫХ ИЗДЕРЖЕК ДОБЫЧИ В РЕАЛЬНОМ ИСЧИСЛЕНИИ (ИСТОЧНИК: А. КОНОПЛЯНИК (ЭНИП и ПФ), US EIA/CERA)

созданию благоприятного инвестиционного климата, которая учитывала бы наличие свойственных поздней стадии «естественной динамики» дополнительных, объективно обусловленных инвестиционных рисков.

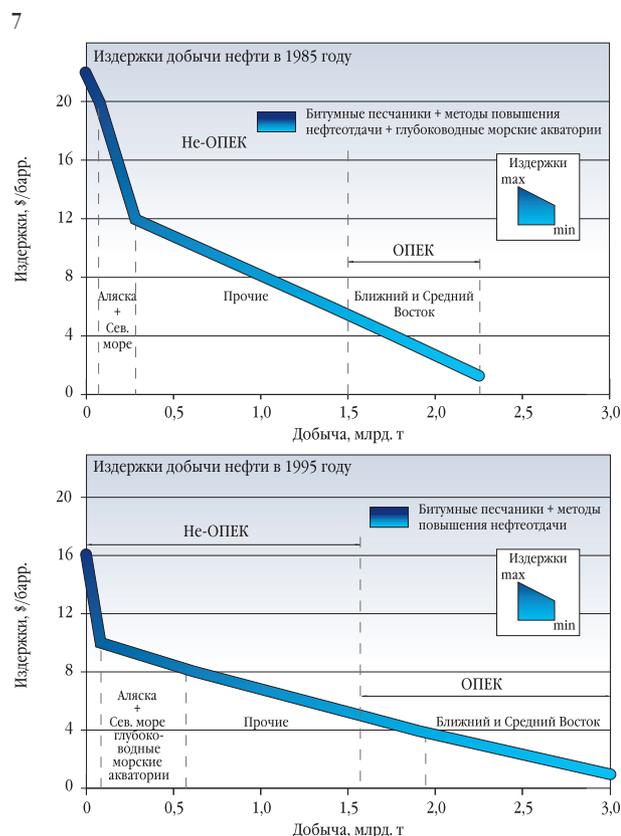
РОССИЙСКИЙ НГК НА ФОНЕ МИРОВЫХ ТЕНДЕНЦИЙ

Большая часть мировой нефтяной промышленности готова сегодня рентабельно функционировать и развиваться при относительно низком уровне цен. В течение 90-х годов в большинстве стран происходило последовательное снижение всех элементов цены (издержки, налоги, прибыль). Шло интенсивное снижение издержек (в среднем по миру примерно на 1 долл./баррель в год) в первую очередь в результате применения революционных достижений НТП, особенно в районах добычи наиболее дорогостоящей нефти – глубоководные морские акватории, арктические районы и пр. (рис. 6).

Основное снижение издержек произошло в районах добычи наиболее дорогих углеводородов за счет мультипликативного эффекта от применения таких революционных технологий, как трехмерная сейсмика, бурение горизонтальных скважин, отказ от использования стационарных морских платформ на больших глубинах моря, развитие компьютерных технологий (рис. 7).

В настоящее время наблюдается заметная либерализация налоговых режимов в большинстве нефтедобывающих стран, особенно со сравнительно высокими издержками добычи. Происходит снижение рисков инвестиционной деятельности (в первую очередь за счет укрепления институциональной среды: внутреннее законодательство, двух- и многосторонние международные договоры о защите инвестиций и т.д.). Это обуславливает готовность компаний к работе с адекватно меньшей нормой прибыли при сохранении склонности к инвестициям.

На корпоративном уровне идет интенсивное слияние и поглощение компаний. Тем самым реализуется политика снижения «административных» издер-



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ В МИРЕ ПО УРОВНЮ ИЗДЕРЖЕК В 1985 И 1995 ГОДАХ (ПО ДАННЫМ ФРАНЦУЗСКОГО НЕФТЯНОГО ИНСТИТУТА)

Таблица 1

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА НАЛОГОВОГО РЕЖИМА ДЛЯ НЕФТЯНЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В РАЗНЫХ СТРАНАХ

Страна	Совокупное налоговое бремя к налогооблагаемому доходу, %
Россия	
текущий налоговый режим	104
режим СРП	68
Индонезия	89
Абу-Даби	88
Венесуэла	87
Оман	85
Норвегия	83
Ливия	77
Ангола	73
США	
Аляска	66
прочие штаты	55
Канада	53
Великобритания (Северное море)	30

Источник: Petroconsultants, Нефтяной совещательный форум, BP Amoco, Price Waterhouse-Coopets (М. Клубничкин)



**ТЕНДЕНЦИИ ИЗМЕНЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ И РЯДА ДРУГИХ ГОСУДАРСТВ**

	Россия	ОПЕК/БСВ	Другие страны
ИЗДЕРЖКИ:			
технические	Рост	Стабильные (старые районы) Рост (новые районы)	Снижение
финансовые	Рост	Стабильные	Снижение
институциональные	Рост	Стабильные	Снижение
НАЛОГИ:			
гибкость/адаптивность	Рост	Стабильные	Снижение
налогообложение	Нет	Да	Да
количество налогов и других платежей	Валовой выручки	Прибыли	Прибыли
эффективная налоговая ставка	Избыточное	Разумное	Разумное
налоговое администрирование	Лицензионная: фиксированная СРП: скользящая = f (ВНР)	Скользкая = f (ВНР)	Скользкая = f (ВНР)
	Слабое	Хорошее	Хорошее
ПРИБЫЛЬ = f (рисков):			
политические риски	Средне-высокие, Стабильные – растущие	Средне-низкие (Саудовская Аравия, ОАЭ, Катар) Средние (Кувейт) Высокие (Иран, Ирак)	Низкие, стабильные – снижающиеся
КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ	Снижается	Стабильно высокая	Растет

Источник: А. Конопляник (ЭНИПиПФ)

жек (за счет сокращения аппарата компаний) и «финансовых» издержек (за счет повышения финансовых рейтингов объединяемых структур) и расширяются долгосрочные возможности получения прибыли.

Таким образом, нефтяная промышленность мира успешно освоила методы снижения издержек путем совершенствования технологий, изменения системы налогообложения, институциональных изменений. Это существенно расширило ценовые ограничения для различных нефтедобывающих районов, позволяя реализовать все большее количество нефти даже в условиях более низких цен.

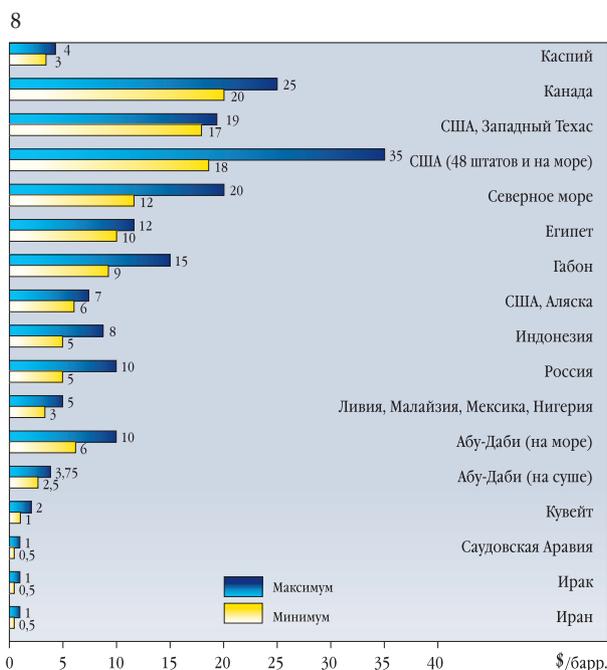
В России ситуация прямо противоположна тому, что происходит в большинстве нефтегазодобывающих государств с издержками добычи, превышающими издержки в странах ОПЕК: ни один из элементов цены не снижается. В ряде случаев их совокупность в России уже является запретительно-высокой – по расчетам как отечественных, так и зарубежных специалистов, объем начисленных налогов при действующей налоговой системе превышает налогооблагаемую базу (таблица 1).

В итоге издержки добычи российской нефти продолжают превышать аналогичные показатели ее основных конкурентов (ближневосточные страны ОПЕК, Каспий) (рис. 8). Там же, где издержки добычи российской нефти ниже, чем у конкурентов (Северное море), на первое место выходит фактор большей удаленности российских нефтепромыслов от экспортных рынков. Поэтому и в том, и в другом случае издержки добычи плюс доставки российской нефти потребителю выше, чем у конкурентов. Фискально-ориентированная налоговая система лишь усугубляет этот разрыв, который с течением времени все увеличивается (таблица 2).

**ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

Падение добычи нефти в России в 1990–1993 годах было предопределено политикой инвестиций в нефтяную отрасль, проводимой в предыдущие годы, а затем и спросовыми ограничениями. Начиная с 1988





СРЕДНИЕ ИЗДЕРЖКИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ЗА ПОЛНЫЙ СРОК РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В РАЗНЫХ СТРАНАХ (ИСТОЧНИК: Т. ШТАУФФЕР, А. КОНОПЛЯНИК (ЭНИП и ПФ))

года наиболее значительные бюджетные инвестиции в нефтяную отрасль направлялись на развитие крупнейшего Тенгизского месторождения в Казахстане, которое должно было стать новой базой развития отрасли.

После распада СССР эта минерально-сырьевая база нефтедобычи оказалась за пределами России. Сдерживать падение добычи нефти в стране оказалось возможным только за счет работы с существующим фондом скважин, а не за счет ввода в эксплуатацию новых нефтяных провинций. Стабилизация уровня добычи с 1994 года была осуществлена благодаря реабилитационным нефтяным займам Всемирного банка (закупки оборудования для восстановления действующего фонда скважин), которые в настоящее время исчерпаны.

Сегодняшние проблемы НГК могут быть сведены к следующим:

- финансовая дестабилизация в отраслях НГК из-за обвального роста неплатежей со стороны потребителей жидкого и газообразного топлива, ведущая к росту задолженности предприятий НГК в бюджеты всех уровней и внебюджетные фонды;
- дефицит инвестиций, особенно острый в условиях прогрессирующего старения и высокой изношенности основных фондов, приводящий к некомпенсируемому выветыванию производственных мощностей и сокращающий возможности не только расширенного, но и простого воспроизводства, и неблагоприятный в целом инвестиционный климат;
- высокие издержки производства в НГК и слабая восприимчивость к НТП для их снижения;
- ухудшение процессов воспроизводства сырьевой базы комплекса, вызванное резким сокра-

щением объемов геологоразведочных работ на фоне перехода крупнейших нефтегазодобывающих провинций и НГК страны в целом на поздние стадии «естественной динамики», с одной стороны, и отсутствие экономических стимулов к наращиванию ресурсного потенциала разрабатываемых месторождений за счет prolongation периода их рентабельной эксплуатации и увеличения нефтеотдачи – с другой;

– политика ценообразования на продукцию НГК, приводящая к нарушению оптимальных ценовых пропорций как между ценами на различные энергоресурсы, так и между ценами на углеводороды и другие товары;

– фискально-ориентированная налоговая политика в отраслях НГК, не нацеленная на достижение максимального инвестиционного эффекта при разработке нефтегазовых месторождений, приводящая к уменьшению сроков разработки, величины рентабельно извлекаемых запасов, накопленных налоговых поступлений и других прямых и косвенных эффектов как для инвесторов (нефтегазовых компаний), так и для государства;

– недостаточно диверсифицированная институциональная структура НГК и низкая эффективность государственного регулирования, оборачивающаяся в значительном числе случаев упущенной выгодой государства и инвесторов.

НАПРАВЛЕНИЯ И МАСШТАБЫ ОБЩЕСТВЕННО НЕОБХОДИМОГО РАЗВИТИЯ НГК НА ПЕРСПЕКТИВУ

Функционирование нефтегазового комплекса в ближайшие 10–15 лет будет происходить в условиях довольно жестких спросовых ограничений, определяемых уровнем развития экономики и ее структурой, мировым рынком энергоресурсов и скоростью и масштабами процессов энергосбережения. Причем в условиях переходной экономики процесс развития НГК будет носить не обязательно неуклонно поступательный характер – возможны периоды стабилизации и даже снижения уровней производства. Поэтому комплекс должен быть настроен на быструю адаптацию к меняющимся условиям. На перспективу возможны два совершенно различных варианта развития комплекса (таблица 3).

Первый вариант – сохранение в экономике негативных тенденций (высокие налоги, неплатежи, неблагоприятный инвестиционный климат и т.д.). По этому варианту добыча газа может упасть к 2005 году до 580 млрд. куб. м (при расчетной потребности в 650–680 млрд. куб. м), а нефти – до 225 млн. т (при расчетной потребности в 2005 году в пределах 285–335 млн. т в год). При таком падении добычи и сохранении экспорта внутренняя потребность в газе будет обеспечена лишь на 60–70%, в нефти – на



Таблица 3

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ НА ПЕРСПЕКТИВУ

ПОКАЗАТЕЛИ				2000			2005			2010		
	1997	1998	1999	ЭСР***	Возможный вариант	Рекомендуемый вариант	ЭСР***	Возможный вариант	Рекомендуемый вариант	ЭСР***	Возможный вариант	Рекомендуемый вариант
Добыча нефти с газовым конденсатом, млн. т	305,6	303,4	302,0	270–310	менее 300	300–305	275–330	225–230	285–335	280–350	230–250	310–335
Объем переработки нефти, млн. т	176,8	163,7	168,0	190–220	165	165–172	190–230	150–160	185–195	200–240	160–170	200–210
Объем добычи газа, млрд. м ³	571,3	591,0	590,0	660–740	менее 580	580–590	700–800	580–625	650–680	740–860	630–650	700–735
Спрос на инвестиции из всех источников финансирования, всего по НГК, млрд.** руб.	91,64	71,58	104,09	192,4–199,7*	менее 160,6	63,6–164,6	177,2–186,9*	159–160,1	185,2–199,7	219,4–231,4*	197,3–204,8	241,7–253,3
по нефтяной отрасли, млрд.** руб.	43,28	35,54	51,47	49,4–56,7*	менее 50,6	51–52	47,8–57,5*	39–40,1	49,2–57,3	48,9–60,9*	40,1–43,5	53,4–57,8
разведка и добыча, млрд.** руб.	35,36	26,68	35,48	33,94–38,94*	35	35,2–35,8	32,3–38,8*	26,4–2,7	33,4–39,4	32,9–41,1*	27–29,4	36,4–39,4
транспорт, млрд.** руб.	4,12	5,32	11,28	10,1–11,6*	менее 11	11,2–11,4	10,2–12,3*	8,4–8,6	10,6–12,5	10,4–13,1*	8,6–9,3	11,6–12,5
переработка, млрд.** руб.	3,8	3,54	4,71	5,36–6,16*	4,6	4,6–4,8	5,3–6,4*	4,2–4,5	5,2–5,4	5,6–6,7*	4,5–4,8	5,6–5,9
по газовой отрасли, млрд.** руб.	48,36	36,4	52,62	143*	менее 110	112,6	129,4*	120	136–142,5	170,5*	157,2–161,3	188,3–195,5
разведка и добыча, млрд.** руб.				44,5*	34,2	35,1	40,3*	37,4	42,3–45,8	53,1*	52,5–55,0	59,0–62,5
транспорт, млрд.** руб.				63*	48,4	49,6	57,1*	52,9	60–62,8	75,2*	70,1–72,1	83–86
переработка, млрд.** руб.				2,7*	2,1	2,1	2,4*	2,4	2,6–2,8	3,2*	3,4–3,8	3,5–4,2
Объемы разведочного бурения на нефть и газ, тыс. м	1557,9	1285,4	1400	–*	1400	1700	–*	1400	2100	–*	1400	2200
Объемы эксплуатационного бурения на нефть, тыс. м	6997,9	4310,7	5000	3600–7400*	менее 4000	4000–7300	2900–11800*	1000–1500	3500–12000	3000–15000	1700–3000	8000–12000
на газ, тыс. м												
Прирост запасов нефти, тыс. м	234,1	232,1	220–230	400–500*			600–700*			600–700*		
газа, млрд. м ³	389,8	128,0	180–200	1000*			1000*			1000*		
Экспорт нефти, млн. т	126,1	135,3	131,8	91–120*	130	133	91–120*	70–75	97–137	89–125*	70–80	110–125
дальнее зарубежье, млн. т	109,0	117,9	113,3	71–93*		114	73–93*			73–97*		
ближнее зарубежье, млн. т	17,1	17,4	18,5	20–27*		19	18–27*			16–28*	15–20	32–35
Экспорт основных нефтепродуктов, млн. т	41,6	43,8	43,5	23–28*	35–40	45	23–32*	25–30	35–45	21–36*		
дальнее зарубежье, млн. т	41,1	42,3	41,8	17–17*		43	15–20*			13–25*		
ближнее зарубежье, млн. т	0,5	1,5	1,7	6–11*		2	8–12			8–11*		
Экспорт газа, млрд. м ³	202,9	202,4	194,4	215–237*	196	206	230–282*	201–246	266,0	280–320*	200–205	270–285
дальнее зарубежье, млрд. м ³	120,9	125,0	130,0	135–152*		135	145–191*		180,5	190–226*		
ближнее зарубежье, млрд. м ³	82,0	77,4	64,1	80–85*		71	85–91*		85,5	90–94*		

* Расчетно, по основным показателям Энергетической стратегии России

** 1997–1999 гг. – в текущих ценах, 2000–2010 гг. – в ценах 1999 г.

*** Энергетическая стратегия России

Возможный вариант – вариант сохранения действовавших в 1998 году тенденций. При низкой добыче нефти и газа приоритет отдан удовлетворению потребностей внутреннего рынка, а не экспортным поставкам
 Рекомендуемый вариант – вариант, который рекомендуется с учетом реализации предлагаемых Минтопэнерго России мер

Справочная информация*

Годы	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ВВП, %	100	100	101,5	105,6	110,8	116,6	122,8	129,4	136,5	143,9	151,5	159,4	167,5
Промышленное производство, %	100	103	106,6	111,9	118	124,8	132,2	140,1	149,2	158,3	167,8	177,6	187,2

* Для рекомендуемого варианта развития

80%. В случае же полного обеспечения внутреннего спроса за счет резкого сокращения экспорта будет потеряно около 20% валютных поступлений в Россию от газа и не менее половины – от нефти. Кроме того, будут безвозвратно потеряны с таким трудом созданные западные рынки сбыта нефти и газа.

Минтопэнерго России предлагает второй вариант развития НГК – вариант кардинального изменения сложившихся тенденций. Для его реализации необходимо существенно улучшить инвестиционный климат путем совершенствования кредитно-финансовой, ценовой и налоговой политики, нормативно-правового



обеспечения. Этот вариант прогноза развития НГК формировался в рамках сценарных условий, разработанных Минэкономки России до 2010 года. Отличительной особенностью данных сценарных условий являются высокие темпы роста валового внутреннего продукта и промышленного производства в России.

В соответствии с этим вариантом добыча нефти должна возрасти к 2010 году до 310–335 млн. т. Как следствие – существенно улучшится загрузка отечественных НПЗ с увеличением объемов переработки нефти до 200–210 млн. т/год. Особенно высокими темпами будет расти добыча газа: к 2010 году она может увеличиться на 20–25% и достигнуть 700–735 млрд. куб. м.

Для обеспечения рекомендуемого варианта развития нефтегазового комплекса объемы разведочного бурения на нефть и газ должны возрасти как минимум на 70% (или до 2200 тыс. м в год). Еще более высокими темпами необходимо наращивать объемы эксплуатационного бурения – они должны возрасти в 1,9–2,8 раза.

В самое ближайшее время необходимо принять нормативные и правовые акты по изменению фискального характера системы налогообложения. Налоговые ставки надо сделать гибкими, учитывающими динамично изменяющиеся условия работы налогоплательщиков в нефтегазовом комплексе, особенно на месторождениях с падающей добычей и значительной долей трудноизвлекаемых запасов нефти и газа.

Принятие пакета нормативно-правовых документов позволит сформировать благоприятные условия для инвесторов. В противном случае этот вариант развития НГК не сможет быть осуществлен, поскольку спрос на инвестиции, необходимые для его реализации, должен уже к 2005 году возрасти примерно в 2 раза и почти в 3 раза к 2010 году по сравнению с 1998 годом.

Если не будет принят комплекс мер, нормализующих финансовое положение в отрасли и дающих возможность НГК самому обеспечить эффективное формирование инвестиционных ресурсов (как собственных, так и заемных), необходимых для конкурентоспособного развития, то стране не избежать дальнейшего снижения добычи, уровней которых не хватит для одновременного удовлетворения потребностей внутреннего рынка в углеводородном сырье и покрытия потребностей страны в экспорте углеводородов (без учета упущенной выгоды страны от утраты дополнительной налоговой базы и от утраты дополнительного спроса на продукцию сопряженных с НГК отраслей).

В газовой промышленности должен быть реализован комплекс мер, предусматривающий:

- модернизацию и реконструкцию системы газоснабжения в целях повышения ее надежности, энергетической и экономической эффективности;
- подготовку к разработке новых источников добычи газа и проведение экономического анализа, определяющего очередность их освоения;
- дальнейшее развитие подземных газохранилищ для повышения надежности и маневренности газоснабжения потребителей внутреннего рынка и зарубежных стран;

- подготовку к разработке и освоению нового газодобывающего региона на полуострове Ямал;
- освоение новых месторождений в Надым-Пур-Тазовском регионе Тюменской области;
- освоение газовых месторождений в новых регионах:

- Ковыктинского газоконденсатного месторождения в Восточной Сибири, что может послужить основой для строительства экспортного газопровода для поставок российского газа в Монголию, Китай, Корею;
- Средне-Вилюйского газоконденсатного месторождения в Якутии;
- нефтегазовых месторождений на Сахалинском шельфе.

За пределами 2010 года намечается освоение газовых ресурсов на шельфе арктических морей (в частности, Штокмановского), на юге Красноярского края, в Якутии, на шельфе Дальнего Востока.

Эти меры будут сопровождаться становлением и развитием новых газодобывающих компаний (независимых производителей газа), удельный вес которых в суммарной добыче газа к 2010–2015 годам должен составить 25–30%.

В нефтяной промышленности намечается добиться стабилизации и дальнейшего наращивания уровней добычи нефти в стране за счет:

- изменения стратегии и повышения эффективности геологоразведочных работ;
- вовлечения в эксплуатацию бездействующего фонда скважин и доведения его до норматива;
- расширения использования трудноизвлекаемых запасов на новой налоговой, технической и институциональной базе;
- освоения новых месторождений нефти в Надым-Пур-Тазовском регионе Тюменской области;
- ввода в разработку Приобского и Тяньского месторождений, а также реконструкции объектов обустройства Самотлорского месторождения в Ханты-Мансийском автономном округе;
- подготовки к промышленному освоению нефтегазовых ресурсов Тимано-Печорского бассейна, Восточной Сибири, Республики Саха (Якутия), на шельфах северных морей, Каспийского моря и о. Сахалин и иных возможных перспективных бассейнов.

В нефтеперерабатывающей промышленности намечены структурная перестройка и повышение эффективности отрасли за счет реализации программы модернизации и коренной реконструкции НПЗ, которая предусматривает:

- повышение глубины переработки нефти для более эффективного использования сырьевых ресурсов, обеспечения потребности страны в высококачественных светлых нефтепродуктах и повышение эффективности экспорта жидкого топлива;
- вывод из эксплуатации излишних и неэффективных установок и других объектов НПЗ;
- снижение энергетических и материальных затрат в процессах производства продуктов нефтепереработки и нефтехимии;



– максимальное приближение производства нефтепродуктов к их потребителям, в том числе за счет строительства современных малых и средних НПЗ в местах потребления.

В магистральном транспорте углеводородов намечается создание новых транспортных систем, предназначенных как для оптимизации и наращивания экспортных потоков российских нефти и газа, так и для транзита их из сопредельных государств. Основными из них являются:

- нефтепровод Каспийского трубопроводного консорциума;
- Балтийская трубопроводная система;
- газотранспортная система Ямал–Европа;
- газотранспортный проект «Голубой поток»;
- газотранспортный проект «Ковыкта–Китай–Корея» и другие.

Меры по развитию НГК в рамках новой редакции Энергетической стратегии России на период до 2020 года будут увязаны с проведением активной энергосберегающей политики и формированием рационального топливно-энергетического баланса страны и ее основных регионов (Европейская часть, Урало-Поволжье, Сибирь, Дальний Восток) и соответствующим развитием в экономически целесообразных масштабах других отраслей ТЭК (угольной, атомной и гидроэнергетики, а также возобновляемых энергетических ресурсов).

МЕРЫ ПО ПРЕОДОЛЕНИЮ ФИНАНСОВОЙ ДЕСТАБИЛИЗАЦИИ И НЕПЛАТЕЖЕЙ

Важнейшим фактором ухудшения финансово-экономического состояния НГК является проблема неплатежей. Темпы роста кредиторской задолженности по-прежнему превышают темпы роста задолженности дебиторской. Отрасль живет в кредит, но при этом сама вынуждена кредитовать другие отрасли и государство поставками энергоносителей.

Чрезмерный налоговый пресс и жесткая фискальная политика в отношении НГК привели к тому, что выручки от реализации не хватает на уплату налогов, выплату зарплаты и покрытие затрат на производство (при опережающем росте цен на элементы затрат), не говоря уже об инвестициях в поддержание и наращивание уровней добычи. Поэтому НГК превратился в крупнейшего заемщика финансовых средств как у внутренних кредиторов, так и у внешних.

Наблюдается устойчивая тенденция падения платежеспособного спроса. Особенно актуальной эта проблема является для газовой промышленности, где на 1 июля 1999 года задолженность внутренних потребителей за поставки газа достигла объема его потребления за 1,5 года.

Значительная доля в оплате за продукцию НГК приходится на бартер и зачетные схемы, причем по «виртуальным» ценам, резко отличающимся от реальных, используемых при оплате «живыми» деньгами, доля которых в оплате продукции комплекса составляет

сейчас 21% по газу и порядка 60% по нефти (остальные средства поступили в виде бартера, ликвидных банковских векселей, федеральных денежных зачетов, товарных зачетов, зачетов ценными бумагами, налоговыми освобождениями и прочими суррогатами).

Однако именно эти «виртуальные» и, как правило, существенно более высокие цены являются фактической базой для определения начисленных на предприятия комплекса налогов, поскольку завышенные цены поставщиков переносятся на себестоимость продукции отраслей НГК и формируют более высокий уровень цен на отгружаемую комплексом продукцию. НГК не имеет возможности самостоятельно сократить долю дебиторской задолженности, поскольку значительная часть должников комплекса – бюджетные организации – потребители энергоресурсов. Такой порядок приводит к прогрессирующему росту начисленных на предприятия НГК налогов и опережающими темпами увеличивает их налоговую задолженность перед бюджетом.

Неплатежи в ТЭК в значительной степени создаются самим государством, которое не предусматривает в соответствующих бюджетах средств на оплату электроэнергетики, тепла, топлива. Поэтому рост налоговой задолженности комплекса в значительной мере вызван задолженностью перед НГК самого бюджета, причем как напрямую (через задолженность бюджетных организаций), так и опосредованно (например, задолженность бюджетных организаций за поставки электроэнергии трансформируется в задолженность электроэнергетики, являющейся крупнейшим должником НГК). Так, в 1998 году крупнейшими должниками газовой отрасли являлись бюджетные организации (17%) и электроэнергетика (43%).

Устранить это положение можно, предусмотрев в бюджетах всех уровней (федеральном, региональном, местном) отдельной строкой средства на топливо- и энергообеспечение тех структур, которые финансируются из этих бюджетов, и строго контролируя их выполнение в соответствии с принятыми поправками к закону «О бюджетной классификации». И именно поэтому необходимо исключить практику ареста товарной продукции компаний НГК в счет погашения бюджетной задолженности.

Преодолению кризиса неплатежей и упорядочению денежного обращения в народном хозяйстве, увеличению денежной составляющей в оплате продукции (работ, услуг), в том числе энергоресурсов, и устранению причин, вызывающих образование и рост задолженности потребителей продукции (работ, услуг), могут способствовать следующие меры:

- при реализации продукции НГК на внутреннем рынке России и при ее поставках в страны СНГ процент оплаты налогов «живыми» деньгами во все уровни бюджетов производить пропорционально объему выручки в денежном выражении от реализации энергоресурсов;
- в счет платежей в бюджеты осуществлять поставку материально-технических ресурсов, в том



числе энергоресурсов, для нужд потребителей, финансируемых из федерального и местных бюджетов, для чего в бюджетах учитывать это как в доходной, так и в расходной части. В этих целях можно запустить механизм связанного товарного кредитования федерального бюджета;

- осуществлять прямые расчеты между поставщиками и бюджетными потребителями энергоресурсов путем списания задолженностей бюджетных потребителей в счет уплаты поставщиками налогов в бюджеты соответствующих уровней;
- не допускать принятия законодательных и нормативных актов, предусматривающих прямое изъятие средств у компаний НГК путем введения льготных цен для отдельных категорий потребителей (сельскохозяйственных предприятий, производителей минеральных удобрений и др.);
- при формировании федерального и региональных бюджетов предусматривать отдельной строкой ассигнования для оплаты поставок энергоресурсов, потребляемых бюджетными организациями в соответствии с утвержденными и реальными лимитами;
- активизировать на межправительственном уровне работу по формированию, согласованию и реализации графиков погашения странами СНГ долгов за поставленные энергоресурсы. Увязывать предоставленные российской экономической помощи должникам – странам СНГ с опережающим погашением ими долговых обязательств. В переговорах с МВФ и Всемирным банком ставить вопрос о том, чтобы эти финансовые институты при предоставлении займов странам СНГ ставили жесткие условия по расчетам с Россией за поставки энергоресурсов или уменьшали на сумму задолженности этих стран за поставки энергоресурсов России объемы предоставляемых кредитов.

При подготовке законопроектов о программе реструктуризации кредиторской задолженности организаций целесообразно предусмотреть:

- механизм списания долгов по штрафам и пеням для организаций в случае полного и своевременного внесения текущих налоговых платежей в федеральный бюджет и выполнения графиков погашения задолженности по налогам и сборам в течение всего срока реструктуризации;
- особые условия реструктуризации той части задолженности организаций-должников, которая образовалась в результате неоплаты товаров и услуг организациями, финансируемыми за счет средств федерального бюджета (несанкционированная кредиторская задолженность). При этом условия реструктуризации задолженности по обязательным платежам должны быть симметричны условиям погашения задолженности бюджетополучателей за поставленные товары и услуги;
- возможность использования государственных ценных бумаг, полученных поставщиками това-

ров и услуг в процессе реструктуризации несанкционированной кредиторской задолженности бюджетополучателей за поставленные им ресурсы, в качестве обеспечения погашения реструктурированной задолженности перед федеральным бюджетом поставщиков этих ресурсов.

МЕРЫ ПО ПРЕОДОЛЕНИЮ ДЕФИЦИТА ИНВЕСТИЦИЙ И ФОРМИРОВАНИЮ БЛАГОПРИЯТНОГО ИНВЕСТИЦИОННОГО КЛИМАТА

Чрезвычайно высокая доля собственных средств в структуре инвестиций свидетельствует о вынужденной нацеленности инвестиционных программ компаний комплекса на решение текущих задач, на возмещение выбытия действующих мощностей не столько за счет новых открытий, сколько за счет поддержания добычи на действующих месторождениях.

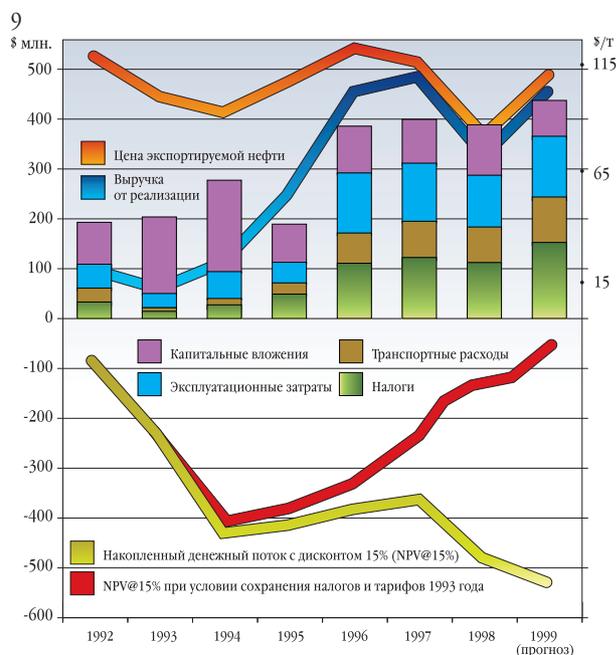
Низкая доля иностранных заемных средств в общем объеме инвестиций свидетельствует о непривлекательности российского инвестиционного климата даже в таких традиционно и повсеместно пользующихся повышенным инвестиционным спросом отраслях, как нефтяная и газовая. Это лишает компании НГК возможности эффективно распределять риск финансирования новых капиталоемких инвестиционных проектов по разведке и добыче углеводородов (обычно 80–85% финансирования таких проектов обеспечивается за счет заемных средств), а значит, увеличивает финансовые издержки осуществления таких проектов.

В отличие от нефтяных компаний, газодобывающие и газотранспортные предприятия находятся в едином комплексе, внутри которого сохранилась жесткая административная и финансовая дисциплина и отсутствуют налоги на внутрикорпоративные услуги. Поэтому, по сравнению с нефтяниками, «Газпром» имел больше возможностей консолидировать собственные крупные финансовые средства, а сохранив объемы добычи – привлекать западные кредиты для инвестирования проектов, в том числе под обеспечение экспортными поставками.

При такой структуре инвестиций важнейшим сдерживающим их фактором являются неплатежи. В условиях действующей налоговой системы, когда объем начисленных налогов зачастую превышает налогооблагаемую базу, и при низком платежеспособном спросе потребителей углеводородов (высокой доле кредиторской задолженности) дебиторская задолженность НГК (неплатежи комплекса в бюджет) превращается в основной источник инвестиций, поскольку выплачивать полностью, тем более на 100% живыми деньгами, все начисляемые налоги и одновременно осуществлять необходимую для расширенного или хотя бы для поддержания простого воспроизводства инвестиционную деятельность НГК не в состоянии.

В нефтеперерабатывающей промышленности НПЗ работают преимущественно на давальческом сырье (по схеме процессинга). Плата за услуги по





ДИНАМИКА ДОХОДНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПО ГРУППЕ СП
(ИСТОЧНИК: АССО СП НЕФТЬ)

переработке нефти позволяет заводам лишь держаться «на плаву», не обеспечивая им достаточных средств на модернизацию производства. Получаемые кредиты на реконструкцию российских НПЗ в рамках соглашения с американским Эксимбанком носят «связанный» характер и предписывают закупать на полученные деньги только американские товары и услуги, как правило, являющиеся наиболее дорогими среди аналогичных товаров и услуг.

Дополнительным фактором нестабильности и ухудшения финансового положения нефтяных компаний является периодический пересмотр правил доступа производителей к экспортным транспортным мощностям, что уже само по себе увеличивает риски невозврата в установленные сроки обеспеченных экспортными поставками кредитов, без компенсации ущербов, вызванных такими пересмотрами. Последним в этой области стал запрет на экспорт нефти предприятиям-должникам, предусмотренный пунктом 2 постановления Правительства РФ от 2 июня 1999 года № 589 «Об урегулировании задолженности нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих организаций по налогам и сборам и обеспечении полноты уплаты ими налоговых платежей в федеральный бюджет». В условиях кризиса неплатежей предприятия лишаются таким образом возможности когда-либо погасить долги перед бюджетом. С другой стороны, в этих условиях для погашения задолженности перед бюджетом предприятия вынуждены брать кредиты на худших условиях обеспечения, то есть по более дорогой цене, что еще больше увеличивает их кредиторскую задолженность.

Наглядным примером отсутствия существенных улучшений инвестиционного климата в нефтяной отрасли России является динамика числа совместных предприятий (СП). Создавались СП в основном в кон-

це 80-х и начале 90-х годов, в период «больших ожиданий» по открытию российской экономики для иностранных инвестиций. Как правило, СП работают на месторождениях, имеющих сложные геологические условия или высокую степень истощения запасов, но демонстрируют лучшие показатели, чем отрасль в целом. К середине 90-х годов число СП превысило 60 (42 добывающих СП, владеющих лицензиями на разведку и разработку месторождений, и порядка 20 сервисных СП, оказывающих технические и производственные услуги или совмещающие разведку/добычу нефти с работами сервисного или экологического характера). Однако за последние три года не создано ни одного СП. Более того, иностранные инвесторы ищут способы с минимальными потерями выйти из учредителей СП и уйти из страны, не оправдавшей их ожидания, в государства с более благоприятным инвестиционным климатом в нефтяной отрасли.

Основная причина этого явления заключается в том, что все СП создавались на принципах проектного финансирования (как самоокупаемые проекты) и учитывали в технико-экономических обоснованиях их создания экономико-правовую среду, существовавшую в России на момент учреждения СП. Отсутствие принципов неизбежности контрактов в условиях постоянно изменяющегося (в сторону усиления фискальной нагрузки на инвесторов) российского законодательства привело к существенному ухудшению государством в одностороннем порядке стартовых условий деятельности СП, исходя из которых акционеры принимали решение о финансировании их создания (рис. 9).

В значительной степени сложившееся положение стало результатом отсутствия единой долгосрочной государственной стратегии в нефтегазовом секторе, обеспечивающей стабильные, разумные и прозрачные правила взаимодействия государства и хозяйствующих субъектов.

При выработке такой стратегии необходимо гарантировать системный подход, без чего невозможно создание условий, балансирующих противоречивые интересы сторон инвестиционного процесса (государства, компании-инвестора, поставщиков товаров и услуг, представителей финансово-банковского сообщества). Только на этом пути возможно создание благоприятного инвестиционного климата, что является необходимым условием стабильности воспроизводственных процессов в нефтяном и газовом секторах экономики России.

При сохранении существующей в НГК налоговой и амортизационной политики и структуры источников инвестиций, в которой доминируют собственные средства, наращивание капиталовложений в целях обеспечения расширенного воспроизводства комплекса может быть обеспечено только за счет роста цен, что скорее всего сразу же натолкнется на ограничения платежеспособного спроса потребителей. В этих условиях обеспечить наращивание инвестиций можно только за счет изменения:

- налоговой политики (уменьшения доли налогов в цене как минимум до уровня их фактической собираемости);
- ускоренных норм амортизации оборудования;



– снижения номенклатуры существующих рисков (для повышения прибыли).

Либерализация, повышение гибкости и адаптивности налогового режима и снижение рисков инвестиционной деятельности (в первую очередь – институциональных, то есть зависящих от механизма и институтов принятия решений государством) есть необходимый элемент повышения инвестиционной привлекательности России. После августа 1998 года привлечение инвестиций под суверенную гарантию государства стало практически невозможным. Уход значительной части нерезидентов с фондового рынка России обвалюно сузил возможности корпоративного финансирования. Остается единственная возможность привлечения инвестиций, причем не финансовых, то есть в основном спекулятивных, а прямых инвестиций, являющихся носителями НТП, от стратегических инвесторов на долгосрочной основе. Это – проектное финансирование, то есть привлечение инвестиций на реализацию конкретного проекта, где возврат инвестиций обеспечивается за счет финансовых потоков, генерируемых самим проектом.

Существуют два пути формирования приемлемого для целей проектного финансирования законодательства, относящегося к НГК:

- совершенствование действующей лицензионной системы недропользования. Эта система состоит из:
 - разрешительного получения права пользования недрами;
 - определяемого общим налоговым законодательством режима налогообложения;
 - устанавливаемых в рамках публично-правовых механизмов гарантий прав стабильности инвестора (как правило, на 3 года – общий режим и на 7 лет – для иностранных инвесторов в соответствии с новой редакцией закона «Об иностранных инвестициях»);
- совершенствование альтернативной системы недропользования, построенной на применении режима соглашений о разделе продукции. Режим СРП состоит из:
 - разрешительного получения права пользования недрами;
 - режима налогообложения, определяемого специальным для СРП налоговым законодательством;
 - устанавливаемых в рамках гражданско-правовых механизмов гарантий прав стабильности инвестора на полный срок реализации проекта (25 лет или более).

Для эффективного развития НГК должен быть создан универсальный налоговый режим, механизм которого позволял бы учитывать специфику проектов, находящихся в разных природных условиях и на разных стадиях естественной динамики.

В рамках действующей лицензионной системы эту задачу помогают решить предложенный механизм налога на дополнительные доходы (НДД) и законодательство о СРП. Заключение с государством соглашения

на условиях раздела продукции сегодня по-прежнему остается единственным шансом для инвесторов получить приемлемые и стабильные экономико-правовые условия освоения месторождений. Предлагавшийся Правительством РФ в конце 1996 года «перспективный» перечень участков недр (нефтегазовых объектов), право пользования которыми может быть предоставлено на условиях раздела продукции (охватывавший 38% промышленных запасов нефти и 7% газа), обеспечивал суммарный уровень спроса на инвестиции, равный 130–140 млрд. долл. При средней продолжительности цикла инвестирования нефтегазовых проектов 6–10 лет ежегодный спрос на инвестиции в эти проекты составлял бы от 13–14 до 22–23 млрд. долл. со всеми последующими мультипликативными эффектами.

Законодательно разрешенные к осуществлению проекты СРП (14 проектов, не считая трех – «Сахалин-1 и 2» и «Харьяга», вступивших в силу до принятия закона «О СРП») обеспечивают спрос на инвестиции в среднем примерно 5–8 млрд. долл. в год. Еще пять нефтегазовых проектов на условиях СРП находятся на разных стадиях рассмотрения в Государственной Думе (карта 2).

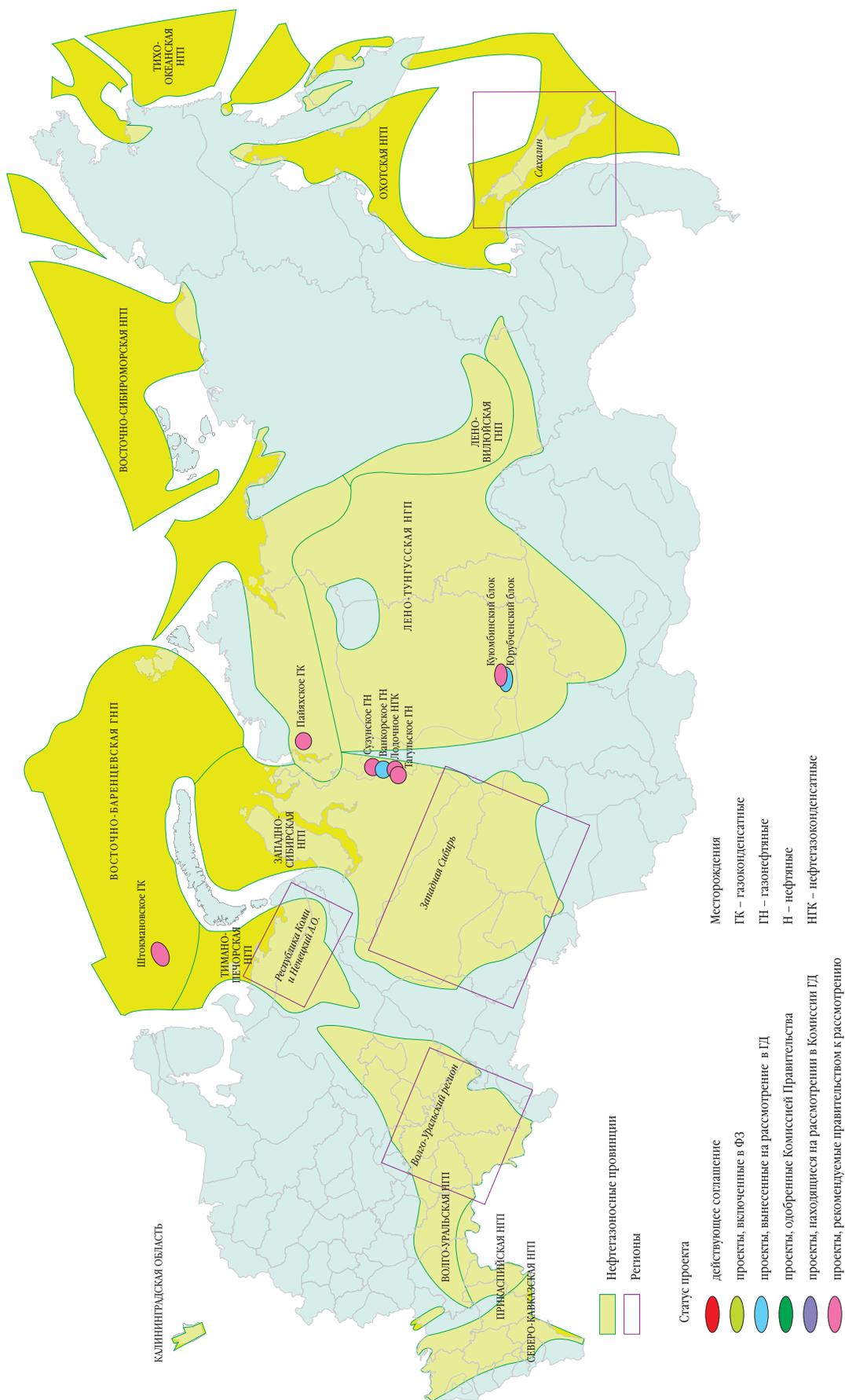
За счет применения режима СРП появляется возможность вовлечения в хозяйственный оборот дополнительных ресурсов минерального сырья по сравнению с режимом действующей налоговой системы по различным группам объектов – в 5–8 раз. Столь существенный рост рентабельных для разработки запасов за счет перехода к СРП показывает, что в разработку смогут быть вовлечены месторождения, которые в противном случае (при действующем налоговом режиме) никогда не будут осваиваться из-за запретительно-высокой доли налогов в цене. Режим СРП обеспечивает инвестору как минимум возврат вложенных средств, тогда как при существующем налоговом режиме по большинству новых проектов в НГК такой возврат не обеспечивается. Рационализация налогового бремени за счет перехода на СРП увеличивает налогооблагаемую базу и ведет к росту бюджетных поступлений в 2,5–3,5 раза по различным группам нефтегазовых месторождений.

Однако заключение СРП все еще сопряжено с рядом проблем:

- само включение того или иного месторождения в перечень объектов, разрешенных к освоению в таком режиме, является вопросом в значительной степени не экономики, а политики;
- практически исчерпан установленный дополнениями к закону «О СРП» лимит запасов углеводородов, освоение которых допускается в режиме СРП;
- процедура получения доступа к ресурсам на условиях СРП чрезвычайно бюрократизирована и усложнена.

В целях расширения возможностей привлечения инвестиций, в том числе и иностранных, для освоения месторождений нефти и газа и удешевления стоимости привлечения заемных средств необходимо законодательно разрешить залог прав пользования недрами. Такой шаг следует рассматривать в качестве частного случая формирования более общей системы обращения





НЕФТЕГАЗОВЫЕ ПРОЕКТЫ СРП



(оборота) прав пользования недрами. Необходимо сформировать новый сегмент фондового рынка – рынок лицензий на право пользования недрами с приданием ему всех необходимых атрибутов рынка ценных бумаг. На этом сегменте рынка должно быть введено разумное ограничение оборотоспособности участков недр и прав пользования ими со стороны собственника недр – государства. Таким образом, переуступка прав пользования недрами будет осуществляться не через государство, а напрямую между субъектами предпринимательской деятельности под контролем государства, что резко повысит ликвидность лицензии на право пользования недрами как предмета залога.

Следует законодательно оформить возможность для инвесторов, не являющихся недропользователями, но осуществляющих совместную деятельность по добыче углеводородов с предприятиями-недропользователями, реализовать причитающуюся им по договору часть нефти как продукцию собственного производства. Такой закон даст дополнительные стимулы привлечения инвестиций и передовых технологий в нефтедобычу.

В целях повышения инвестиционной привлекательности конкурсных предложений по предоставлению прав пользования недрами государству как организатору конкурса (аукциона) целесообразно уже на стадии предконкурсной подготовки лицензионных участков проводить их независимую аудиторскую оценку по международной ресурсной классификации, что позволит потенциальным инвесторам (как российским, так и иностранным) более объективно оценивать объекты (месторождения), выставляемые на конкурсы или аукционы, и снижать финансовые издержки.

Преодолению кризиса инвестиций в НГК способствовало бы так же:

- временное освобождение от уплаты таможенных пошлин и НДС на ввозимое импортное оборудование, используемое при реконструкции и модернизации предприятий НГК, на срок его окупаемости при отсутствии конкурентоспособных российских аналогов;
- формирование системы экономического стимулирования производства экологически чистых моторных топлив и других нефтепродуктов;
- обеспечение в законодательном порядке защиты интересов производителей нефтепродуктов за счет снижения налогового бремени путем переноса части налогов на потребителей нефтепродуктов;
- отмена обязательной продажи части валютной выручки для нефтяных компаний на сумму обязательств по обслуживанию кредитов в иностранной валюте (выплата процентов и суммы основного долга), полученных на инвестиционные цели;
- освобождение от налогообложения всей прибыли компаний, идущей на рефинансирование инвестиций;
- обеспечение функционирования предусмотренной Налоговым кодексом схемы предоставления инвестиционного налогового кредита;

- формирование механизма финансирования инвестиционных проектов на условиях СРП, обеспечиваемого государственной долей прибыльной нефти (кредиты под гарантию международных финансовых организаций, облигационные займы);
- предоставление государственных гарантий по инвестиционным займам компаний, не имеющих бюджетной задолженности, на основе заключения с ними долгосрочных договорных соглашений, обеспеченных активами компаний или поставками продукции, источниками получения которой являются эти инвестиционные займы;
- формирование института «проектных» государственных гарантий, обеспеченных будущей государственной долей прибыльной нефти в проектах СРП;
- полное правовое обеспечение закона «О СРП» необходимыми нормативными документами, ускорение и упрощение законодательных процедур пополнения перечня месторождений, разрабатываемых на условиях СРП, вплоть до полного отказа от законодательного утверждения данного перечня и связанных с ним ограничений;
- формирование государственного нефтяного резерва, определенная часть которого могла бы выполнять роль залогового фонда товара высокой ликвидности при организации финансирования инвестиционных проектов.

ПУТИ СНИЖЕНИЯ ИЗДЕРЖЕК

Для снижения издержек необходимы инвестиции, являющиеся носителем НТП. Для снижения налогов и формирования прибыли, величина которой адекватна совокупности рисков инвестиционной деятельности, необходимы институциональные изменения, которые одновременно являются и условиями для широкомасштабных инвестиций – носителей НТП.

Основными средствами НТП, имеющими строго приоритетный характер и получающими государственную поддержку, должны стать технологии и технические средства высокой степени готовности, обеспечивающие кратное (а не на 5–10%) повышение экономической эффективности. Поэтому перспектива развития НГК заключается в применении современных информационных наукоемких технологий. Потенциальные возможности НТП, например в нефтедобывающей отрасли, могут быть оценены в 20–30% сокращения капитальных затрат при фиксированном уровне добычи нефти.

В НГК сложился арсенал таких технологий, доработка и массовое применение которых в масштабах отрасли смогут кардинально повысить эффективность освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, составляющих ресурсную основу отечественной нефтедобычи. В их числе:

- разработка месторождений системой горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин – рост дебитов в 2–10 раз;



- различные виды гидроразрыва пласта и рациональное объединение нефтяных пластов в общий эксплуатационный объект – увеличение дебита скважин в 2–3 раза;
- избирательная индивидуальная закачка воды – увеличение дебита скважин в 1,2 раза.

Несмотря на то что в настоящее время предприятиями Российской Федерации освоено около 90% номенклатуры необходимого нефтяного оборудования, его технический уровень и качество в большинстве случаев уступают лучшим мировым образцам.

В условиях недофинансирования производства отечественного оборудования для НГК, в том числе на предприятиях бывшего ВПК, нефтегазовые компании сами вкладывают в его производство значительные средства. Так, доля заказов ОАО «Газпром» в производственной программе 10 крупнейших конверсионных предприятий России составляет от 22 до 95%.

В сегодняшних условиях необходимы экономические механизмы прямой и косвенной государственной поддержки программ:

- реконструкции и модернизации машиностроительных, в том числе конверсионных, предприятий в целях повышения конкурентоспособности производимой ими продукции для НГК;
- создания в основных регионах нефтегазодобычи сети сервисных центров по обслуживанию производимого этими предприятиями оборудования.

В качестве прямых мер может рассматриваться выделение средств государственной поддержки разработанных Минтопэнерго соответствующих федеральных целевых программ, в качестве косвенных – различные меры экономического (в первую очередь – налогового) стимулирования производителей конкурентоспособного нефтегазового оборудования, включая предоставление «целевых» госгарантий, обеспеченных частью будущей добычи нефти и газа, полученной за счет применения указанного оборудования.

ОАО «АК «Транснефть» разработана «Концепция по перспективному развитию магистральных нефтепроводов России», которая предусматривает снижение зависимости страны от тарифной политики транзитных государств, создание новых и развитие существующих экспортных направлений, а также увеличение транзита нефти стран СНГ через территорию России. По аналогии с проектом «Голубой поток» необходима господдержка минующих территорию транзитных государств экспортно-ориентированных проектов доставки нефти, газа и продуктов их переработки, например, в виде предоставления инвестиционных льгот – хотя бы на период окупаемости этих проектов. Реализация таких проектов позволит снизить транспортные издержки российских нефтяных компаний.

Учитывая существующие бюджетные ограничения, основной упор должен делаться на меры косвенного регулирования инновационной деятельности в интересах НГК:

- либерализацию налогового и амортизационного законодательства, включая прогрессивную

- систему амортизации, стимулирующую ускоренное обновление основных фондов;
- законодательные нормы об интеллектуальной и промышленной собственности, стимулирующие новаторскую деятельность;
- меры государственного воздействия на создание социальной инфраструктуры, включающие формирование информационной базы;
- создание «фирменной» и укрепление «отраслевой» науки.

Давно назрела необходимость создания в России Национального нефтяного института, способного объединить разобщенные остатки некогда мощных отраслевых научно-исследовательских центров, который занимался бы разработкой стандартов на нефтепромысловое оборудование и выдачей лицензий на их применение, разработкой и введением в действие кадастра месторождений и т.п.

МЕРЫ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УХУДШЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ВОСПРОИЗВОДСТВА СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

Одной из важнейших проблем по праву считается резкое ухудшение состояния сырьевой базы комплекса как в количественном (сокращение ее объема), так и в качественном (рост доли трудноизвлекаемых запасов) отношении. В 90-е годы прогрессирующее истощение и падение эффективности вложений в ГРП столкнулись с резким сокращением инвестиций, в том числе и в геологоразведочные работы.

К технико-технологическим мероприятиям, компенсирующим ухудшение минерально-сырьевой базы, способным дать скорейшую отдачу, относятся те, которые в значительной степени используют уже созданные активы и инфраструктуру: «перестрел» простаивающих скважин, гидроразрыв пласта, вскрытие продуктивных пластов горизонтальными стволами, прогрессивные методы обработки призабойной зоны и т.д.

Следующим по срочности отдачи мероприятием должна стать комплексная переинтерпретация имеющегося геолого-геофизического материала с использованием новых методов и достижений науки. Такая интерпретация и геологическое моделирование приводят к выявлению новых высокопродуктивных зон на имеющихся месторождениях и лицензионных блоках.

Направлением действий, дающих более долгосрочную отдачу, является изменение стратегии геологоразведочных работ. При этом целесообразно:

- концентрировать в распоряжении нефтегазодобывающих компаний, обеспечивающих наибольшую долю приростов запасов нефти и газа в стране, соответственно большую часть отчислений на ВМСБ в целом по Российской Федерации при условии выполнения этими компаниями геологоразведочных работ по подготовке высокодебитных и рентабельных в разработке запасов как в пределах России, так и на лицензионных участках, при-



надлежащих российским компаниям за рубежом (поскольку сегодня в соответствии с законодательством 70% отчислений на ВМСБ остается в распоряжении субъекта Федерации, на территории которого добыты углеводороды, соответствующие регионы разрешают тратить эти средства только в пределах своих административных границ);

– предоставить пользователям недр право использовать отчисления на ВМСБ в соответствии с федеральными программами геологического изучения недр на всей территории Российской Федерации вне зависимости от того, в каком из субъектов Российской Федерации находится источник отчислений.

Нормы и правила использования средств ВМСБ следует развивать в направлении максимального расширения свободы их использования в целевых рамках увеличения ресурсного потенциала за исключением фиксированной части средств для финансирования фундаментальной и прикладной геологической науки и региональных исследований.

Предлагаемые меры позволят в среднесрочной перспективе выйти на устойчивый прирост запасов нефти и газа уже в ближайшие годы за счет концентрации средств (отчислений) на ВМСБ на наиболее важных направлениях, не допуская их распыления и нецелевого использования.

Действующая законодательная база в области недропользования не стимулирует выполнение геологоразведочных работ за счет собственных средств недропользователя, так как в случае открытия месторождения он на общих основаниях должен участвовать в конкурсе на приобретение права на добычу. Необходимо установить принцип преимущественного предоставления прав недропользования для целей разведки и разработки организациям, выявившим и оценившим месторождение полезного ископаемого в рамках поисковой лицензии за счет собственных средств, также законодательно разрешить переход прав пользования недрами между дочерними и материнскими компаниями в рамках вертикально-интегрированных структур и при создании совместных предприятий с инофирмами.

Для более точных оценок состояния сырьевой базы НГК необходимы экономические расчеты рентабельности разработки и поисков всей совокупности залежей в недрах России, что представляет сегодня сложную задачу из-за отсутствия единого федерального банка данных по структуре запасов и рентабельности их освоения. Создание такого банка данных (кадастра месторождений) позволит расширить применение международных классификаций категорий ресурсов и запасов углеводородов, базирующихся на экономических критериях их оценки, что, в свою очередь, является существенным фактором повышения инвестиционной привлекательности НГК.

Действующая законодательная база в области недропользования по многим параметрам не соответствует сложившейся в НГК структуре в основном истощенных запасов и действующей системе управления

и регулирования через вертикально-интегрированные компании. Для преодоления сложившейся ситуации с использованием пробуренного фонда скважин главным стратегическим направлением должна стать разработка единого пакета соподчиненных законодательных и нормативных актов, обеспечивающих гибкое (стимулирующее) налогообложение в части:

- эксплуатации истощенных запасов;
- ввода в разработку трудноизвлекаемых запасов с помощью новых технологий;
- ввода в эксплуатацию бездействующих, законсервированных и контрольных скважин;
- применения методов повышения нефтеотдачи пластов.

Правительство Российской Федерации приняло постановление от 1 ноября 1999 года № 1213 «О мерах по вводу в эксплуатацию бездействующих, контрольных и находящихся в консервации скважин на нефтяных месторождениях». Это постановление должно решить проблему неработающего фонда скважин. Но неработающий фонд – только часть проблемы. Нужно стремиться к тому, чтобы система налогообложения дифференцировалась не по категориям скважин, не по категориям запасов, а по отдельным месторождениям. Это очень трудоемкий и длительный процесс, но только такое налогообложение может быть объективным.

Непринятие экстренных мер по изменению нормативно-правовой базы недропользования с целью коренного изменения ситуации с воспроизводством запасов нефти и газа через 5–7 лет может привести к снижению приростов запасов нефти и газа вдвое по сравнению с их сегодняшним уровнем.

По существу, НГК стоит перед дилеммой. Можно продолжать попытки изыскания средств для широкомасштабного наращивания ГРП. Однако привлечение инвестиций в современных условиях является трудноосуществимой задачей, тем более что эффективность ГРП продолжает снижаться. Но можно изменить стратегию ГРП, сосредоточив имеющиеся средства на наиболее перспективных объектах, и мобилизовать при этом имеющиеся в других звеньях «нефтяного цикла» резервы, способные преодолеть или значительно смягчить действие фактора ухудшения качества сырьевой базы (повышение нефтеотдачи, выявление высокопродуктивных зон на уже имеющихся месторождениях, пуск бездействующих скважин, повышение глубины нефтепереработки и т.д.).

ПУТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕНОВОЙ ПОЛИТИКИ

В области ценообразования отсутствует системный подход со стороны государства, что вызывает в экономике диспаритет цен на продукцию добывающих и обрабатывающих отраслей, особенно заметный после девальвации рубля в августе 1998 года, – индекс роста цен на продукцию НГК на внутреннем рынке значительно отстает от роста цен на промышленную продукцию.



Разовая попытка государства затормозить рост цен путем подписания «картельного» соглашения не дает желаемого результата. Во-первых, ограниченный круг участников соглашения, хотя в их число вошли крупнейшие производители страны, не может остановить рост цен на потребляемые ими товары и услуги, в результате не удастся остановить рост себестоимости. Во-вторых, отсутствие механизма регулирования розничных цен при жестком регулировании оптовых приводит к еще большему разрыву между оптовыми и розничными ценами и оттоку прибыли от производителя в сферу торговли.

Другим следствием несистемности в этой области является диспаритет цен между различными видами топлива. Природный газ оказался самым дешевым энергоносителем в стране, что привело к перекосам цен на взаимозаменяемые виды топлива. Например, в 1999 году для одной из энергосистем центра России 1 тонна условного топлива стоила в виде газа 263 рубля, в виде угля – 336 рублей, в виде мазута – 424 рубля. В результате диспропорции в ценах потребность в газе как наиболее дешевом виде топлива искусственно завышается. В результате доля угля в энергобалансе страны неоправданно снижается, что оказывает отрицательное влияние и на угольную промышленность, уменьшая спрос на ее продукцию и усугубляя социальные последствия закрытия дополнительных шахт. Еще быстрее сокращается и потребление мазута на электростанциях – вдвое за последние 7 лет, также неоправданно замещаемого газом (удельный вес газа в выработке электроэнергии вырос с 42 до 51%).

В НГК на внутреннем рынке России одновременно применяются различные формы оплаты продукции, каждой из которой соответствует свой уровень цен:

- при оплате «живыми» деньгами – на условиях предоплаты и в зависимости от сроков оплаты;
- при оплате денежными суррогатами – оплата векселями, применение зачетных схем поставок, бартерных сделок;
- трансфертные цены на нефть и газ, применяемые при их поставках от одного производственного подразделения вертикально-интегрированной компании к другому.

Таким образом на внутреннем рынке складывается не реальная, а виртуальная средняя цена, не отражающая ни платежеспособный спрос, ни реальную цену рынка.

В мировой практике такую цену определяют на специализированных биржах (Нью-Йоркская, Лондонская, Сингапурская) через механизмы фьючерсной торговли нефтяными контрактами. Однако из-за разницы внутренних и мировых цен биржевые котировки мировых цен не могут быть использованы в качестве обоснованных ценовых ориентиров для внутреннего рынка. Отсутствие в стране рынка срочных контрактов (фьючерсного рынка) не позволяет устанавливать реальные рыночные цены и определять ценовые ориентиры, опирающиеся на ожидания самого рынка.

Существующая система налогообложения не позволяет снижать цены по сравнению с прошлым перио-

дом, действуя, таким образом, против интересов и потребителей, и производителей. В случае снижения цены базой налогообложения служит цена прошлого периода (ст. 40–42 первой части Налогового кодекса).

Отнесение налогов, являющихся по сути своей рентными платежами (роялти, ВМСБ), на себестоимость, а не на прибыль снижает заинтересованность предприятий в сокращении издержек. С другой стороны, существующая система «двойного налогообложения», то есть начисления налога на налог (НДС и налог с продаж начисляются на роялти, ВМСБ, акцизы), резко увеличивает цену для потребителя.

Несмотря на то что федеральными законами о бюджете на 1997–1999 годы предусматривалась индексация цен на природный газ, в том числе акциза, входящего в доходную часть бюджета, цены на газ с 1 октября 1996 года были заморожены. Вместе с тем цены на материально-технические ресурсы, потребляемые газовой промышленностью, увеличились в 2 раза, и газ уже во втором полугодии 1998 года стал убыточным. Даже при снижении с 01.01.99 ставки акциза с 30 до 15% производство газа остается убыточным.

Основные цели государственной политики в области ценообразования на нефть, газ и продукты их переработки, а также методы и механизмы их реализации могли бы найти отражение в Концепции государственной политики ценообразования в отраслях ТЭК (НГК), включая:

- формирование условий конкуренции у соответствующих групп потребителей между природным газом, при государственном регулировании цен и тарифов в газоснабжении, и другими энергоносителями, цены на которые являются полностью или частично либерализованными;
- формирование уровня цен на энергоресурсы на внутреннем рынке, которые создают благоприятные условия для подъема экономики, являются социально приемлемыми для населения и обеспечивают эффективное функционирование НГК;
- формирование системы экспортных, таможенных и акцизных платежей за экспортируемую продукцию НГК, которая гибко отражала бы влияние на экономику предприятий НГК складывающейся на мировых рынках ценовой конъюнктуры;
- в частности, в газовой отрасли – обоснование величин и роли акцизных платежей за газ с целью использования механизма формирования акцизов для стимулирования развития новых добывающих мощностей (соответственно снижения вплоть до отмены ставок акциза на продукцию, получаемую за счет ввода этих мощностей), обоснование социально приемлемого уровня дифференциации цен на газ между регионами и группами потребителей, обоснованности или необходимости пересмотра уровней акцизных платежей за газ, экспортируемый в страны СНГ и в дальнее зарубежье.

Регулирование государством цен на внутреннем рынке должно осуществляться через налоговую политику



ку за счет ее упрощения, ясности и введения гибкого налогообложения прибыли, реагирующего на изменение рыночной конъюнктуры. Для смягчения ценовых колебаний предлагается сформировать ряд отсутствующих в стране рыночных институтов, таких, как:

- нефтяная биржа – как место для определения независимыми субъектами рынка равновесной цены на нефть и нефтепродукты, отражающую баланс разнонаправленных факторов динамики цен в каждый конкретный момент времени;
- фьючерсный рынок нефтяных контрактов – как инструмент ценообразования, определения ценовых ориентиров, задаваемых самим рынком на обозримую перспективу с присущими ему инструментами страхования ценовых рисков (хеджирования);
- государственный нефтяной резерв – находящиеся под контролем государства коммерческие запасы нефти и нефтепродуктов, оператором которого могла бы быть государственная нефтяная компания. Это усилило бы ценообразующую роль государства на нефтяном рынке.

Существует потребность в наращивании системы хранилищ для сглаживания неравномерности сезонного спроса на газовом рынке. Это дало бы возможность усилить конкуренцию среди производителей газа, увеличить число независимых организаций, добывающих природный и попутный нефтяной газы.

Сегодня добыча попутного нефтяного газа является убыточной. Его цена регулируется государством и в настоящее время составляет 55 руб./1000 куб. м (утверждена в середине 1995 года и с тех пор ни разу не индексировалась), при том что средняя себестоимость добычи и подготовки газа составляет по отрасли порядка 300 руб./1000 куб. м. Плюс к этому при существующем разделе нефтяной собственности 80% от общего числа газоперерабатывающих заводов (ППЗ), являющихся центрами формирования прибыли, оказалось за пределами нефтяного комплекса (эта проблема относится в основном к Тюменской области). В результате низкой цены на нефтяной попутный газ, поставляемый на ППЗ, нефтедобывающие предприятия не заинтересованы в увеличении его поставок на переработку и либо искивают другие варианты его использования (например, поставляют газ непосредственно потребителям без переработки), либо не осуществляют строительство систем сбора и подготовки, сжигая газ на факелах и нанося тем самым вред окружающей среде. В связи с уменьшением объемов добычи нефти и соответственно ресурсов нефтяного газа, подлежащего переработке, уменьшилась и выработка товарной продукции на ППЗ (широкой фракции легких углеводородов, сжиженных газов и сухого отбензиненного газа), что привело к уменьшению выработки сырья для нефтехимических производств.

Повышению эффективности политики ценообразования могли бы способствовать также:

- либерализация (отмена государственного регулирования) цены на попутный нефтяной газ и продукты его переработки;

- обеспечение прозрачности расчетов транспортных тарифов по перекачке нефти и нефтепродуктов, повышение качества тарифов и методологической обеспеченности их разработки;
- установление единых рублевых тарифов при транспортировке нефти и нефтепродуктов вне зависимости от поставок их на внутренний или внешний рынок и от вида пользователя;
- ускорение работы по внедрению «банка качества нефтей» для обоснованной дифференциации цен;
- введение института договорных цен на газ, поставляемый для производства экспортной продукции. Это позволит, с одной стороны, увеличить налогооблагаемую базу газовой промышленности, с другой – уменьшить возможность реализации продукции на внешнем рынке по демпинговым ценам за счет компаний НГК.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ НАЛОГОВОЙ ПОЛИТИКИ

Налоговое законодательство, действующее в НГК, создано в 1992 году. Оно не было полностью адаптировано к рыночным условиям и поэтому носит чисто фискальный характер, преследуя цель наполнить бюджет любой ценой сегодня, даже за счет сокращения производства и производственной базы для его расширения, а следовательно, и налогооблагаемой базы завтра.

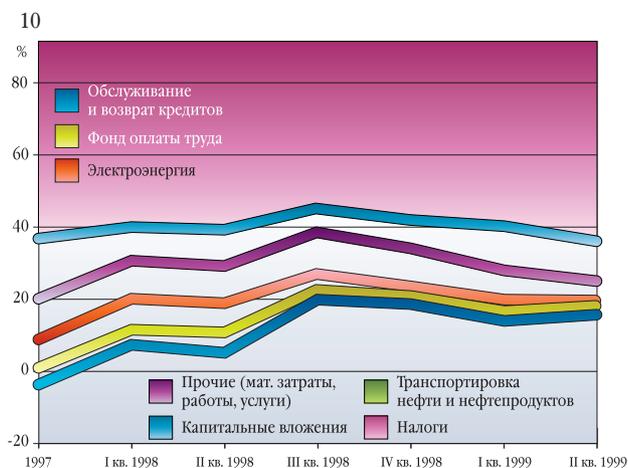
Номинальное (начисленное) налоговое бремя значительно превышает финансовые возможности отрасли. В структуре полных затрат в нефтяном комплексе России на долю налогов приходится более 40%, они являются основной затратной статьей (рис. 10).

В значительной степени из-за высокой доли налогов в цене и негибкого характера налогообложения, при котором налогооблагаемой базой является валовая выручка, а не прибыль, последние годы полные затраты нефтяного комплекса России устойчиво превышали его валовую выручку, несмотря на существенный рост последней (рис. 11).

В нефтяной отрасли возвратность вложенных средств обеспечивается только на 80%. Устойчивый характер этой цифры в течение долгого времени позволяет утверждать, что именно фактический уровень собираемости налогов является сегодня верхним пределом налогового бремени, которое НГК способен выдержать. Превышение этого уровня ведет к невозможности для компаний одновременно уплачивать налоги и финансировать инвестиции без лавинообразного увеличения задолженности. Установление запретительного, фискально-ориентированного налогообложения ведет к необоснованному начислению на компании НГК штрафных санкций, пени и т.д.

Совершенствование действующей налоговой системы должно идти по пути ее упрощения, повышения ее гибкости и адаптивности, ориентированности на налогообложение прибыли. Налогообло-



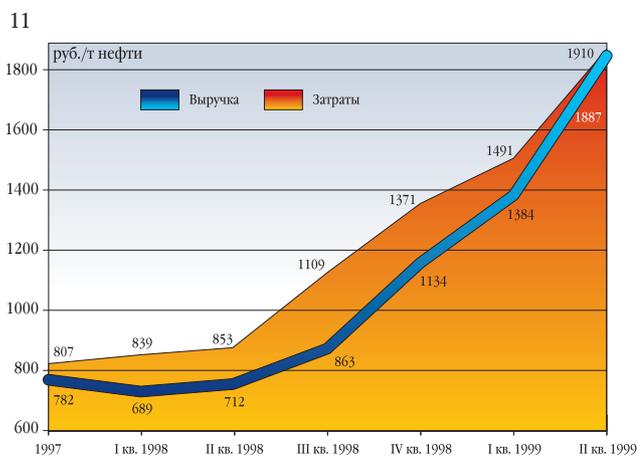


СТРУКТУРА ПОЛНЫХ ЗАТРАТ В НЕФТЯНОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ
(ИСТОЧНИК Э. ГРУШЕВЕНКО (АФИНА))

жение должно стать проектно-ориентированным и учитывать как сравнительные горно-геологические условия, так и фазу «естественной динамики», на которой находится тот или иной проект. Следует учитывать сокращение рентной составляющей в цене (в ряде случаев – до нуля), что должно найти свое отражение и в акцизной политике. При сохранении акциза его величина должна соответствовать ренте на конкретном объекте. Однако в принципе акциз на нефть должен быть заменен на иной рентный платеж. Следует ожидать появления большого количества безакцизных объектов, а налог на нормальную прибыль станет доминирующим в структуре выплат государству. Для небольших объектов, операции на которых поддаются типизации, а результаты колеблются в небольших интервалах (например, гидроразрыв на отдельных месторождениях), могут быть введены иные специальные режимы налогообложения.

Конечной целью реформы системы налогообложения в НГК (и других минерально-сырьевых отраслях) должен стать переход на трехуровневую систему взимания налогов:

- *первый уровень* – изъятие государством разумно обоснованной части прибыли со всех субъектов предпринимательской деятельности (механизм изъятия – налог на прибыль);
- *второй уровень* – изъятие государством разумно обоснованной части горной ренты, то есть прибыли, полученной субъектами предпринимательской деятельности в минерально-сырьевых отраслях за счет действия «природного фактора», отсутствующего в других отраслях экономики (механизм изъятия – роялти, учитывающий как сравнительные горно-геологические условия, так и стадию естественной динамики, на которой находится проект);
- *третий уровень* – изъятие государством разумно обоснованной части дифференциальной ренты, то есть прибыли, полученной находящимися в относительно лучших природных



ВАЛОВАЯ ВЫРУЧКА И ПОЛНЫЕ ЗАТРАТЫ
НЕФТЯНОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ
(ИСТОЧНИК Э. ГРУШЕВЕНКО (АФИНА))

условиях субъектами предпринимательской деятельности в минерально-сырьевых отраслях (механизм изъятия – налог на сверхприбыль, учитывающий стадию естественной динамики, на которой находится проект).

В рамках этой системы необходимо не столько пересмотреть существующий механизм формирования акциза, сколько полностью отказаться от его применения в добывающих отраслях. В трехуровневой системе налогообложения место акциза должна будет занять одна из разновидностей налога на сверхприбыль нефтегазовых компаний, являющаяся по сути своей рентным платежом, нацеленным на изъятие дифференциальной ренты со скользящей шкалой, обеспечивающей изменение этого налога как в сторону повышения, так и в сторону понижения.

Необходимо привести номинальную (начисленную) налоговую нагрузку и механизм ее взимания в соответствие с реальными возможностями плательщиков. Решение этой задачи распадается на две составляющие:

- приведение в соответствие с реальными возможностями плательщиков уровня и структуры общехозяйственных налогов;
- реформа специального налогообложения предприятий нефтяного комплекса.

Совместными усилиями Минтопэнерго России и нефтегазовых компаний обоснованы и подготовлены предложения по изменению специального налогообложения, отражающие как баланс интересов государства и производителей, так и баланс интересов фискально-ориентированных и инвестиционно-ориентированных государственных ведомств. Эти предложения включают:

по налогообложению нефтепродуктов:

- перенос основной налоговой нагрузки из сферы производства в сферу торговли нефтепродуктами с максимальным приближением к стадии их конечного потребления;
- придание налогам на нефтепродукты экологической направленности и функции стимулирования НТП в нефтепереработке путем дифференциации ставки акциза для этилирован-



ных и неэтилированных бензинов и ставки налога на реализацию горюче-смазочных материалов для различных ГСМ, в частности, ее снижение на бензины с пониженным содержанием бензола и ароматических углеводородов, а также на малосернистые дизельные топлива.

по налогообложению недропользования:

- разработан механизм гибкого изъятия части формирующего сверхприбыль рентного дохода при добыче углеводородов после обеспечения возврата вложенных инвестиций в форме налога на дополнительный доход от добычи углеводородов;
- разработан проект закона по стимулированию добычи углеводородов из малопродуктивных участков недр;
- законодательно определен конкурсный или переговорный механизм установления ставок специальных платежей за право пользования недрами при добыче нефти (роялти), уровень которых должен быть закреплен в лицензии на право пользования недрами.

Таким образом, по новым лицензионным участкам может быть установлен рациональный уровень роялти. Однако для подавляющей части разрабатываемых месторождений ставки роялти, являющегося фискально-ориентированным платежом, были установлены в рамках административных процедур в отличных от действующих экономических условиях, в частности, при существовавшем ранее более льготном налоговом режиме в недропользовании. В результате в настоящее время эти ставки, как правило, превышают возможности добывающих предприятий по их уплате при условии сохранения приемлемого уровня рентабельности. Допускаемое законом «О недрах» законодательное введение понижающих коэффициентов для действующих ставок роялти, в том числе путем переговоров между государством и пользователями недрами, не применяется в силу отсутствия практического механизма его реализации. Кардинальное решение проблемы могло бы быть обеспечено при условии полного пересмотра экономических условий действующих лицензий с закреплением в новых лицензионных соглашениях размера и порядка взимания всех платежей недропользователей с учетом конкретных условий объекта недропользования на весь срок инвестиционного проекта его разработки. Однако процесс переоформления лицензий в полномасштабные с юридической точки зрения лицензионные соглашения – это длительный процесс, сопряженный с высокими издержками как для государственных структур, так и для самих компаний. Поэтому частичное решение проблемы может быть обеспечено путем разработки и введения в действие порядка применения существующей законодательной нормы о понижающих уровень роялти коэффициентах.

Принятие указанных изменений в специальное налоговое законодательство при определенном

смягчении общехозяйственного налогообложения является необходимым условием для решения задач:

- повышения уровня собираемости налогов, недопущения возникновения (наращивания) задолженности налогоплательщиков перед бюджетом;
- создания объективного механизма определения и контроля уровня цен в качестве базы налогообложения. В качестве такого механизма может рассматриваться, например, создание рынка фьючерсных контрактов.

Рациональное изменение налоговой системы неизбежно ведет к увеличению добычи нефти и газа. В условиях, когда возможности экспорта ограничены существующей инфраструктурой, используемой сегодня с максимальной загрузкой, краткосрочный эффект от снижения налогового бремени благоприятно скажется в первую очередь на внутреннем рынке. Насыщение внутреннего рынка вызовет снижение цен, в том числе розничных (на АЗС), и исключит саму причину появления «бензиновых кризисов». При насыщении внутреннего рынка у государства и компаний появляются дополнительные экономические стимулы для создания коммерческих запасов нефти и нефтепродуктов (например, через механизм уплаты налогов нефтью), формирования механизма биржевой торговли жидким топливом и создания нефтяной биржи, перехода к основанному на биржевых котировках механизму ценообразования.

В долгосрочном плане вызванное снижением налогов насыщение внутреннего рынка, натолкнувшись на нехватку экспортной инфраструктуры, приведет к расширению капиталовложений в системы транспортировки углеводородов, в повышение их пропускной способности (трубопроводы, экспортные терминалы и т.п.). Это даст дополнительный макроэкономический эффект, поскольку мультипликатор инвестиций в транспортные системы существенно выше, чем при освоении месторождений.

В направлении рационализации действующей налоговой системы могут действовать также следующие меры:

- введение в законодательство о налогах и сборах понятия «консолидированная группа налогоплательщиков», предоставляющего право основному обществу выступать единым налогоплательщиком по всем налогам и сборам своих дочерних обществ;
- введение порядка уплаты НДС и акцизов по методу исчисления выручки от реализации продукции по дате ее фактической оплаты, а не по дате отгрузки, или с выставлением штрафных санкций не поставщику, а неплательщику за поставленные энергоресурсы;
- разрешение уменьшать налоговую базу для расчета налога на прибыль предприятий и организаций на сумму всех необходимых и документально подтвержденных расходов (расходы на НИОКР, освоение новых технологий, затраты на выпуск ценных бумаг, расходы на привлечение заемных средств и т.п.).



Таблица 4

РЕЗУЛЬТАТЫ НАЛОГОВОГО ЭКСПЕРИМЕНТА В ТАТАРСТАНЕ

Механизм – налоговые льготы, предоставленные кабинетом министров Республики Татарстан АО «Татнефть» на добычу нефти: из нерентабельных и убыточных скважин, за счет методов повышения нефтеотдачи пластов, из новых месторождений.

РЕЗУЛЬТАТ (ЗА 1995–1998 ГОДЫ)

Добыто дополнительно нефти	24 млн. т (25,5% от общей добычи)
из нерентабельных и убыточных скважин	20,1 млн. т

Дополнительные налоговые поступления

в бюджет Российской Федерации	0,7 млрд. руб.
в бюджет Республики Татарстан	3,1 млрд. руб.

Удалось сохранить в работе

скважин	свыше 10 тысяч
рабочих мест	18,5 тысячи

Экономия

в размере затрат на бурение 4 000 новых скважин на тот же объем добычи	10 млрд. руб.
плюс в размере затрат на создание новых рабочих мест, переквалификацию персонала и т.п.	

Учитывая высокую долю в разработке трудноизвлекаемых запасов, необходима первоочередная рационализация налогообложения малодебитных скважин. Она обеспечит экономическую возможность широкомасштабного применения современных технологий по повышению эффективности разработки месторождений, таких, как бурение горизонтальных стволов (в том числе из старых скважин), глубокопроникающий гидроразрыв пластов, вторичная перфорация с более глубоким проникновением в пласт, различные методы физико-химического воздействия на призабойную зону пласта и т.д. Применение этих технологий позволит на «старом» фонде скважин получать приросты дебитов, превосходящие дебиты новых скважин при кратно меньших затратах.

В Республике Татарстан в 1995–1998 годах были предоставлены налоговые льготы на региональном уровне на добычу нефти из малодебитных скважин за счет методов повышения нефтеотдачи пластов, а также из новых месторождений. Это поз-

волило АО «Татнефть» добыть дополнительно за этот период более 24 млн. т нефти, в том числе 20,1 млн. т – из малодебитных скважин. В результате бюджеты Российской Федерации и Республики Татарстан пополнились дополнительными налоговыми поступлениями на 0,7 и 3,1 млрд. руб. соответственно. Кроме того, удалось сохранить в работе свыше 10 тыс. скважин и рабочие места для 18,5 тыс. человек. Этот эксперимент показал, что введение даже на региональном уровне гибкого налогового законодательства, учитывающего изложенные выше факторы, ведет к существенному увеличению извлечения нефти и росту социально-экономических эффектов за счет сохранения занятости (с получением работниками зарплаты, а не пособия по безработице) и общеэкономических (налог на прибыль) и косвенных налогов и других мультипликативных эффектов от развития отрасли и для региона, и для Федерации (таблица 4).

Ориентировочные расчеты свидетельствуют, что в результате намечаемого увеличения добычи нефти и газа (в 2005 году до 285–335 млн. т и 650–680 млрд. м³ против соответственно 225–230 млн. т и 580–625 млрд. м³, если не менять существующую налоговую, ценовую и макроэкономическую политику) доходы консолидированного бюджета возрастут против расчетного варианта не менее чем на 25–30%.

Не менее важно для перспективного развития НГК создание такой системы налогообложения конверсируемых оборонных предприятий, которая бы обеспечивала конкурентоспособность создаваемого ими оборудования для морской добычи нефти и газа и освоения месторождений углеводородов на континентальном шельфе арктических морей (в первую очередь – Баренцева и Карского).

АДАПТАЦИЯ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ К СЛОЖИВШЕЙСЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЕ

Естественная динамика природной части активов комплекса, ведущая к истощению лучших месторождений и переходу ко все более сложным и более выработанным объектам, заставляет менять не только технологические, но и экономические нормы и правила, определяющие особенности освоения и разработки подобных объектов, включая и методы государственного регулирования отрасли на разных этапах ее развития. Сегодня же система государственного регулирования отрасли построена без учета различий стадий естественной динамики разрабатываемых нефтегазовых объектов.

По мере изменения характеристик активов и изменения норм и правил (как технологических, так и экономических) должны меняться правила и формы взаимодействия хозяйственных единиц в рамках сектора в пределах той или иной нефтегазовой провинции. Интегрированные (полностью или частично) компании из соображений экономи-



ческой эффективности уступают места на отдельных объектах самостоятельным специализированным компаниям, оперирующим на региональном уровне. Данная тенденция является отражением более общей закономерности, связанной с прекращением получения эффекта экономии от масштаба (эффекта концентрации), вызванного уникальностью или крупными размерами первоначально вовлекаемых в разработку месторождений.

Несмотря на применение крупными компаниями уникальных технологий, смягчающих ухудшение характеристик разрабатываемых месторождений, общая закономерность действует неумолимо: на смену крупным компаниям и операторам приходят средние, мелкие и мельчайшие операторы и хозяйственные единицы. В рамках отдельного месторождения с течением времени крупная компания замещается менее крупной и так далее до тех пор, пока объектами трансакций не становятся отдельные скважины. Тем самым постепенно действие эффекта экономии от масштаба во все большей степени заменяется получением эффекта от большей гибкости и избирательности в применении технических и управленческих инноваций мелкими и сверхмелкими узкоспециализированными фирмами и подрядчиками.

Данная объективно обусловленная последовательность обеспечивает формирование гибкой институциональной структуры, направленной на достижение адаптивной эффективности. Именно адаптивная эффективность на стадиях высокой степени зрелости нефтегазовых провинций способствует продлению периода их экономически целесообразного функционирования. Такой процесс требует более высокого уровня специализации, обеспечения большей прозрачности издержек, наличия более простых процедур переуступки прав на пользование недрами (отдельных участков в пределах лицензионных блоков вплоть до отдельных скважин), а также новых подходов и новых форм производственной кооперации в процессах разведки, освоения и разработки месторождений.

При этом крупные вертикально-интегрированные компании продолжают играть ведущую роль в освоении новых территорий и крупных высокозатратных объектов, где их возможности позволяют по-прежнему получать экономический эффект от экономии на масштабе (на больших объемах добываемой нефти);

Мировая практика показывает, что малодобитные скважины (с дебитом нефти менее 2 т/сут. на скважину) обеспечивают в Канаде более 30% общей добычи, в США – около 40%. Эксплуатацию малодобитных скважин осуществляют в основном специализированные малые и средние предприятия, которых в США, например, зарегистрировано около 25 тысяч. Успешное функционирование небольших компаний в нефтедобывающей отрасли развитых стран стало возможным благодаря целенаправленной государственной политике, поддерживающей их деятельность за счет введения гибкой системы налогов и льгот, вплоть до полного освобождения от прямых «нефтя-

ных» налогов, когда основной эффект от эксплуатации малодобитных скважин государство получает за счет косвенных налогов, с лихвой компенсирующих «недополученные» прямые отраслевые налоги.

Средний дебит нефти неработающих скважин по нефтедобывающим компаниям России находится в диапазоне от 1,0 до 10,0 т/сут. и в целом по стране определяется на уровне 3,0–3,5 т/сутки. Таким образом, средний дебит неработающих скважин в нашей стране почти в два раза превышает верхний уровень дебитов работающих малодобитных скважин в США. При одновременном вводе в эксплуатацию всех неработающих и законсервированных российских скважин суточная добыча нефти может составить 140–150 тыс. т, или 50–55 млн. т в год. Для такого наращивания добычи за счет освоения новых месторождений потребовались бы капиталовложения на уровне 10–12 млрд. долл. Для ввода же в эксплуатацию неработающих и законсервированных российских скважин не нужны большие затраты – нужно изменение законодательства в области налогообложения объектов нефтяной и газовой промышленности, учитывающее объективно обусловленное ухудшение показателей разработки месторождений с течением времени.

Итак, институциональные преобразования в рамках НГК предполагают:

- формирование норм и правил, учитывающих динамические и региональные особенности основных активов сектора – месторождений углеводородного сырья;
- изменение форм взаимодействия хозяйственных единиц в рамках НГК по мере изменения характеристик активов – замещение внутрифирменных связей и взаимодействий (в рамках единой собственности) межфирменными, основанными на контрактных отношениях различных узкоспециализированных компаний и операторов;
- эволюцию организационной структуры сектора в рамках отдельных нефтегазовых провинций в направлении постепенного ослабления роли и значения крупных и интегрированных структур и компаний в связи с возникновением условий, не позволяющих этим институтам в полной мере реализовать свои организационные преимущества, и усиления роли средних и мелких специализированных структур и компаний;
- перенос добывающей деятельности крупных интегрированных компаний в другие нефтегазовые провинции, в другие страны и в другие регионы мира по мере исчерпания условий и предпосылок их дальнейшего эффективного функционирования в рамках отдельных провинций.

Тенденции изменения сырьевой базы диктуют необходимость законодательных и институциональных изменений в направлении диверсификации организационно-правовых структур.



ВОЗМОЖНОСТИ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НГК

Современная структура НГК является результатом преобразования государственных предприятий в акционерные общества в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 14 августа 1992 года № 922 «Об особенностях преобразования государственных предприятий, объединений, организаций топливно-энергетического комплекса в акционерные общества», установившим, что приватизация объектов топливно-энергетического комплекса должна проводиться с учетом их отраслевых особенностей.

В нефтяном комплексе были созданы, частично или полностью приватизированы и в настоящее время действуют следующие крупные вертикально-интегрированные нефтяные компании – «НК «ЛУКОЙЛ» с долей Российской Федерации 26,6%¹ (в настоящее время приступает к поглощению «НК «КомитЭК»), «НК «ЮКОС» (доля Российской Федерации – менее 1%) и «Восточная НК» (доля Российской Федерации – 36%), «НК «СИДАНКО» (доли Российской Федерации нет), «НК «Сургутнефтегаз» (доля Российской Федерации – менее 1%), «Тюменская НК» (доля Российской Федерации – 49%²), «НК «Роснефть» (доля Российской Федерации – 100%³), «Сибирская НК» (доля Российской Федерации – менее 1%), НГК «Славнефть» (в собственности Российской Федерации – 74,9%⁴), «РМНТК «Нефтеотдача» (доля Российской Федерации – 100%).

В 1994–1997 годах также создавались нефтяные компании регионального масштаба – «ОНАКО» (доля Российской Федерации – 85%), «НОРСИ-ойл» (доля Российской Федерации – 85%), были переданы в собственность г. Москвы ранее закрепленные в федеральной собственности 38% акций АО «Моснефтепродукт» и 38% акций АО «Московский НПЗ» для учреждения Правительством Москвы ОАО «Центральная топливная компания», 38% акций АО «Свердловскнефтепродукт» и 38% акций АО «Екатеринбургнефтепродукт» – в государственную собственность Свердловской области для учреждения правительством Свердловской области ОАО «Уралнефтепродукт».

Созданы 2 акционерные компании по транспорту нефти (ОАО «АК «Транснефть», доля Российской Федерации – 75%) и нефтепродуктов (ОАО «АК «Транснефтепродукт», доля Российской Федерации – 100%).

На базе предприятий газовой промышленности созданы РАО «Газпром» (в настоящее время – ОАО «Газпром», в свою очередь контролирующее созданное в порядке акционирования и приватизации ОАО «Сибирско-Уральская НГХК») и ОАО «Росгазифи-

кация». При этом в федеральной собственности находится пока 38,4% акций ОАО «Газпром» (закреплено 35% акций) и 100% акций ОАО «Росгазификация» (закреплено 50% акций + 1 акция).

На базе предприятий нефтегазового строительства было создано ОАО «Роснефтегазстрой».

В нефтяном комплексе Российской Федерации вертикально-интегрированными нефтяными компаниями, контрольные пакеты которых пока принадлежат государству («НК «Роснефть», «НГК «Славнефть» и «ОНАКО»), контролируется примерно 10–11% рынка нефти и нефтепродуктов. Следует отметить, что над крупнейшими субъектами рынка нефти и нефтепродуктов прямой государственный контроль (через участие в капитале) фактически отсутствует («ЮКОС», «Сургутнефтегаз» и «СИДАНКО») либо будет утрачен в ближайшее время («НК «ЛУКОЙЛ», «Тюменская НК»).

Российская Федерация частично контролирует газодобычу, газопереработку и транспорт газа и полностью – газораспределение. В нефтегазовом строительстве доля собственности Российской Федерации составляет 10,6%.

В собственности нерезидентов находится 4,48% ОАО «Газпром» (в том числе Rhurgas – 2,5%), не менее 28,4% ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» (на 01.04.98), в том числе у The Bank of New York International Nominees (номинальный держатель) – 26% и у Pictet & Cie – 2,4%; не менее 19,55% ОАО «НГК «Славнефть» (в том числе у Республики Беларусь – 10,83%, Burlington Investment Ltd. – 2,48% и Excalibur Capital Resources Ltd. – 6,24%), менее 1% ОАО «Восточная НК» (по состоянию на 11.02.98), не менее 7,7% ОАО «ОНАКО» (Taft Enterprises Ltd. – 4,2%; Cougar Investments Ltd. – 2,3%, Erem Systems Ltd. – 1,2%), 10% ОАО «НК «СИДАНКО» (BP-Amoco). Определенная доля иностранного участия имеется в уставных капиталах ОАО «НК «ЮКОС» и ОАО «НК «Сургутнефтегаз».

Общая нормативная правовая база (на уровне Гражданского кодекса, федеральных законов «Об акционерных обществах» и «О приватизации государственной и основах приватизации муниципальной собственности», указов Президента Российской Федерации, постановлений и распоряжений Правительства Российской Федерации) по акционированию и приватизации практически сформировалась, однако ощущается явная нехватка подзаконных актов, регулирующих конкретный порядок управления собственностью в отраслях НГК.

Процесс управления государственной собственностью в отраслях НГК со стороны Минтопэнерго России осложнен тем, что в соответствии со статьей 7-1 федерального закона от 21.07.97 № 123-ФЗ «О приватизации государственного имущества и об основах приватизации муниципального имущества в отраслях ТЭК» права соб-

¹ В сентябре 1999 года Правительством Российской Федерации принято решение о реализации 9% акций ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» на конкурсе с инве-

стиционными условиями и 1% акций ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» на денежном аукционе.

² Завершаются работы над инвестиционными условиями кон-

курса по продаже государственного пакета (49% акций).

³ Принципиально согласована продажа 25% акций ОАО «НК «Роснефть» + 1 одной ак-

ции на конкурсе с инвестиционными условиями.

⁴ Изучаются возможность и способы продажи крупного пакета акций «НГК «Славнефть» (от 19 до 25%).



ственника государственного имущества закреплены за Мингосимуществом России, которое «не вправе делегировать свои полномочия другим федеральным органам».

Для усиления возможностей государственного влияния на обеспечение экономики страны и особенно ее бюджетной сферы нефтью, газом и продуктами их переработки прорабатывается вопрос о создании государственной нефтяной компании и определении ее функций.

Предлагаемый комплекс мероприятий имеет целью создание такой правовой, финансовой, технологической и институциональной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям экономической эффективности и социальной справедливости и была бы способна эффективно реализовать тот природно-ресурсный, технико-технологический и человеческий потенциал, который содержится в НГК.