

Ю.Ф. Матвеев, М.А. Субботин

РЕНТНЫЙ ПОДХОД В НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ

**НИА-Природа
Москва – 2003**

Матвеев Ю.Ф., Субботин М.А. Рентный подход в недропользовании.
– М.: НИИ–Природа, 2003. – 244 с.

В книге на базе основных параметров ТЭК России и анализа результатов осуществляемой налоговой реформы рассматриваются проблемы формирования, изъятия и использования горной ренты, российский и зарубежный опыт внедрения рентных подходов в недропользование.

ISBN 5-9562-0017-0

© Матвеев Ю.Ф.,
Субботин М.А., 2003
© НИИ-Природа, 2003

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
-----------------------	---

Глава 1. ГОРНАЯ РЕНТА И МЕХАНИЗМЫ ЕЕ ИЗЪЯТИЯ

1.1. Рента: экскурс в теорию и историю	17
1.2. Концессионные механизмы изъятия природной ренты	29
1.2.1. Концессионные соглашения	34
1.2.2. Система концессионных платежей	41
1.3. Особый налоговый режим СРП	46

Глава 2. МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВАЯ БАЗА ТЭК РОССИИ

2.1. Основные параметры ТЭК России	59
2.1.1. Качество разведанных запасов нефти Российской Федерации	61
2.2. Энергетическая программа России	69
2.3. Основные производственные показатели, формирующие доходы от добычи нефти и производства нефтепродуктов	83

Глава 3. СОВРЕМЕННАЯ СИСТЕМА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ В РОССИИ

3.1. «Эволюция» налоговой системы	91
3.2. Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	106
3.3. Приговор СРП	120
3.4. Реформа законодательства о недрах	132
3.5. Проблемы формирования конкурентной среды в нефтяном секторе	142

**Глава 4. МЕХАНИЗМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ПРИРОДНОЙ РЕНТЫ**

4.1. Опыт внедрения «полярных» рентных платежей	152
4.2. Стабилизационный фонд России	159
4.3. Зарубежный опыт использования рентных платежей	165
4.4. Региональные программы в США	173
4.5. Привлечение инвестиций в нефтегазовый комплекс	179
4.5.1. Концессия на добычу нефти	183
4.5.2. Концессии в России	185
4.5.3. Иностранные инвестиции 2003 г.	192
4.6. Рейтинговая история экономики России	194
Заключение	197
Приложение 1. Опыт формирования рентных платежей в России	203
Приложение 2. Зарубежный опыт в области налогообложения природных ресурсов	220
Приложение 3. Анализ поступления налоговых платежей	226
Литература	234

ВВЕДЕНИЕ

В течение многих десятилетий экономика России (как часть экономики СССР) подчинялась жесткому централизованному планированию, которое далеко не всегда оптимально регулировало экономические процессы и учитывало экологические последствия принимаемых решений. Накопленные диспропорции особенно явно проявились в конце прошлого столетия в виде острого экономического кризиса, основными приметам которого стали падение производства, сокращение реальных источников финансирования, искажение ценовых соотношений и инфляция, обострение экологических и социально-экономических проблем. Переход к рыночной экономике создал предпосылки для устранения указанных негативных явлений.

Все эти годы топливно-энергетический комплекс страны, эксплуатирующий ресурсы созданной не одним поколением геологов, геофизиков и разработчиков уникальной минерально-сырьевой базы, обеспечивал социально-экономическое развитие и национальную безопасность России.

На долю Российской Федерации, которая занимает первое место в мире по добыче газа и возглавляет ныне список нефтедобывающих государств, по данным, которые привел в октябре 2002 г. на первом российско-американском энергетическом саммите в Хьюстоне Министр энергетики России И.Х. Юсуфов, приходится 35% разведанных мировых запасов природного газа, 12% разведенных запасов нефти и 16% мировых запасов угля. В сфере недропользования сосредоточено около 40% фондов промышленных предприятий и 13% балансовой стоимости основных фондов российской экономики. Добывающие и геологоразведочные предприятия и организации обеспечивают не менее четверти ВВП, около половины объема экспорта страны. В общем объеме российского экспорта доля ТЭК составляла в 2001 году 54,1%, в том числе сырая нефть – 24,1%.

Мероприятия, связанные с либерализацией цен, внутрихозяйственной и внешнеэкономической деятельности, масштабной приватизацией, структурные реформы, реализованные в период создания современной рыночной экономики, оказали серьезное (в том числе, порой,

и негативное) воздействие на отрасли топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны.

В 2001–2003 гг. в Российской Федерации осуществлена масштабная налоговая реформа, которая обеспечила определенную стабильность и прозрачность налогового режима в недропользовании и позволила получить дополнительные бюджетные доходы. Вместе с тем, в процесс состоявшейся налоговой реформы и, в частности, при введении в 2002 г. налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), произошел некоторый отход от декларированных и экономически целесообразных рентных подходов в недропользовании.

Все большее число специалистов и ученых приходит в своих оценках налоговой реформы в недропользовании к выводу о том, что в России (усилиями, в том числе лоббистов известной нефтяной компании) создана система налогообложения, которая не учитывает природные отличия продуктивности разрабатываемых месторождений и качество добываемого сырья. Это позволяет компаниям, работающим в новых нефтедобывающих районах, на более продуктивных месторождениях, получать сверхприбыль и лишает государство возможности оказания необходимой поддержки старым нефтедобывающим районам, которые обеспечивали экономику страны своей нефтью в 50–70-е годы минувшего века, градообразующие месторождения которых истощены и обводнены.

Опыт применения налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) – использование одномерной ставки налогообложения добычи отрицательно сказалось на экономической эффективности организаций, разрабатывающих месторождения в районах традиционной добычи, запасы которых уже в значительной степени выработаны или обводнены, например, в Ставропольском и Краснодарском краях, Сахалинской области, Республике Татарстан и Республике Башкортостан и некоторых других регионах.

Действующий ныне налоговый механизм недропользования ставит в неравные условия предприятия малого бизнеса, обладающие одной, двумя лицензиями на разработку, как правило, мелких и не самых лучших по добычным возможностям и качеству сырья и компании, обладающие большим запасом лицензий, имеющие в своих сырьевых «портфелях» крупные и высокопродуктивные месторождения.

Налоговое единообразие в подходах к пользователям недр, без учета качества сырья и добычных возможностей месторождений, среди которых не существует подобия, порождает экономическое неравенство и создает предпосылки для банкротства или поглощения мелких и средних добывающих организаций крупными компаниями. За пределами экономических интересов добычи остаются трудноизвлекаемые запасы, месторождения, расположенные в экстремальных природных условиях, месторождения с выработанными высокопродуктивными залежами и обводненные запасы.

Все это противоречит требованиям о комплексном и наиболее полном извлечении из недр невозобновляемого природного сырья.

Удивительно не то, что природная рента оказалась в центре общественного внимания в ходе выборов в Государственную Думу в конце 2003 года, а то, что при обсуждении связанных с ней проблем не было принято конструктивных решений.

Можно ли в принципе заставить нефтяные компании платить больше, чем они это делают сегодня? Нужно ли это делать и каким способом? На этот счет есть разные мнения. Многие специалисты справедливо утверждают, что в России так и не сформирован механизм разумного изъятия природной ренты. Хуже того, сегодня мы дальше от решения этой задачи, чем 5–7 лет назад.

Известный нефтяник, член Совета Федерации Р.Р. Сафин¹, как и многие другие специалисты и ученые, справедливо отмечает, что в конце 2003 г. в связи с выборами в Государственную Думу и грядущими выборами Президента России проблема природной ренты в недропользовании чрезмерно политизирована. Он полагает, что в результате острых дискуссий может создаться впечатление, что «природная рента целиком и полностью оседает в карманах владельцев нефтяных и газовых компаний. Но ведь это не так. Когда российская нефтяная и газовая компания платит налоги или экспортные пошлины, другие обязательные платежи, то в них уже заложена и природная рента».

Справедливое замечание. Определенная доля горной ренты собирается государством в денежной форме в виде налогов и сборов, а также таможенной пошлины. Но это не вся природная рента. Часть ее получают сами добывающие предприятия в виде прибыли или в натуральном виде (при использовании нефти и газа по низким внутренним ценам) для собственных нужд – получения тепла, выработки электроэнергии, при приготовлении буровых растворов на нефтяной основе и газлифте.

Определенная часть ренты (в неявной форме) присваивается организациями и населением, пользующимся энергоресурсами по внутренним ценам, которые намного ниже мировых. За счет горной ренты «Газпром» уже много лет фактически кредитует народное хозяйство страны.

Часть горной ренты изымается через тарифы ОАО «АК «Транснефть», ОАО «АК «Транснефтепродукт» и ОАО «Газпром» за транспортировку сырья по магистральным трубопроводам. Вместе с тем, по мнению специалистов, действующее законодательство исчерпывает существующий «от Бога» источники ренты не более, чем на 60–70%.

Недра по российскому законодательству находятся в собственности государства. И государство вправе устанавливать условия пользования ими. Другой вопрос: насколько умело оно это делает?

¹ Ведомости, 21 ноября 2003 г.

Председатель Счетной палаты С.В. Степашин полагает, что введение рентных платежей надо осуществить как можно быстрее (по его оценке это даст дополнительно примерно 7–8 миллиардов долларов в год). Директор Института экономики переходного периода Е.Т. Гайдар оценил результат возможного ужесточения налогового режима для нефтяных компаний в 3 миллиарда долларов. Имеются и иные точки зрения на эту проблему.

Эксперты, которые обсуждали рентный вопрос в конце 2003 г. в фонде «Единство во имя России», говорили о куда больших суммах. По оценке бывшего заместителя министра энергетики В.С. Милова, 8 млрд. долларов изъятий означают уменьшение цены на нефть для экспортеров примерно на шесть долларов за баррель. «С учетом того, что сейчас цена на нефть составляет никак не меньше 26 долларов за баррель, работа нефтяников все равно остается более чем рентабельной», – пояснил он.

Впрочем, многие специалисты признают, что невозможно реально подсчитать доходы нефтяников пока не разработан механизм определения и изъятия дифференцированной природной ренты, которая исчислялась бы в зависимости от продуктивности недр, качества сырья и расположения месторождения. Не исключено, что какие-то предложения скоро представит Минфин России, который собирается ввести с 2006 года налог на дополнительные доходы для нефтяных компаний, размер которого будет увязан с налогом на добычу полезных ископаемых. Пока налицо консенсус лишь по поводу назревшего изъятия ренты. В результате, как заметил В.С. Милов, в отсутствие механизма дифференцированного подхода к рентным платежам может возобладать стремление пойти проторенным путем – увеличить ставку налога на добычу полезных ископаемых.

С.Ю. Глазьев полагает, что за счет природной ренты можно не только удвоить доходы бюджета, но и добиться снижения основных налогов на производство и труд (ЕСН – до 20%, НДС – до 10%), а также восстановить инвестиционную льготу по налогу на прибыль. Такая налоговая политика в совокупности с таможенным протекционизмом, установлением жесткого контроля за тарифами естественных монополий, поддержкой сельхозпроизводителей и рядом других мер должна, по расчетам С.Ю. Глазьева, уже к 2004 году вывести экономику страны на темпы прироста ВВП не менее 8%, а к 2005–2008 гг. – не менее 10% в год.

Именно о подобных темпах экономического роста говорил президент России В.В. Путин в своем послании Федеральному собранию.

С 19-ого века в США существует движение так называемых «джорджистов». Его представители последовательно отстаивают позицию, в соответствии с которой государство должно отменить или снизить значительную часть налогов на производство и взамен этого обложить

налогами хозяев земли и владельцев природных ресурсов. В 1879 г. в своей работе «Прогресс и бедность» американский публицист Г. Джордж предложил обложить налогом земельную ренту. Он считал, что этот налог не принесет убытка экономике страны. Предложение земли не эластично, поэтому обложение налогом земельной ренты не будет ограничивать предложение услуг земли в экономике страны в целом. Единственным результатом станет снижение доходов, получаемых землевладельцами, а денежные средства просто перейдут от землевладельцев к государству. Такой способ формирования бюджета якобы не оказывает угнетающего воздействия на производство и, вместе с тем, приносит доходы, вполне сопоставимые с прежними. Понятно, что согласно этой концепции чем большими природными ресурсами располагает страна, тем больше у нее возможность формирования доходов бюджета за счет ренты. Российские последователи Г. Джорджа хотели бы снизить налоговую нагрузку в некоторых отраслях экономики именно за счет природной ренты.

Ортодоксальные сторонники опоры на природную ренту, понимая это или нет, фактически настаивают на полном изъятии у нефтяников рентной составляющей дохода и тем самым, лишают отрасль, в которой работают сотни тысяч человек, возможностей развития. Ситуация, сложившаяся сегодня в нефтедобыче, показывает, что чрезмерное увеличение налоговой нагрузки на нефтяную отрасль в ущерб инвестициям не только не окажет существенного влияния на доходную часть консолидированного бюджета России, но и осложнит работу смежных отраслей российской промышленности. Что происходит с нефтяной отраслью, когда она лишается инвестиций, хорошо известно. Конец 80-х годов и первая половина 90-х годов прошлого века – наглядный пример такого развития событий, когда лишившись государственных инвестиций, государственная на тот момент нефтяная промышленность сократила добычу нефти на 40%.

«Сверхприбыль у нефтяников есть, но только на конкретно взятой скважине», – указывает заведующий кафедрой горного права РГУ нефти и газа им. Губкина А.И. Перчик, – но из этого нельзя делать вывод об общей рентабельности отрасли. Говорить о том, избыточные это доходы или нормальные, можно только по конкретным месторождениям, а по компаниям в целом оценивать доходность с точки зрения справедливости платы за недра просто некорректно. Условия, в которых работают российские нефтяники и их зарубежные коллеги – совершенно не сопоставимы: например, средний дебет скважины (объем ежесуточной добычи) в России сейчас 7–9 тонн нефти в сутки, а во Вьетнаме – 700 тонн, в Саудовской Аравии – 600 тонн, в Иране – 400 и так далее. Плюс разница в погодно-климатических условиях Западной и Восточной Сибири и Персидского залива. Как после этого можно сравнивать налогообложение в столь разных странах? Везде свои

условия, своя специфика. «А как считают наши борцы за введение ренты? Берут 100 долларов – столько, дескать, остается у компании после вычета государством налогов, умножают на добычу и получают миллиарды. Но разве так можно считать? Операционных расходов, по их мнению, при добыче нефти вообще нет».

Нефтяные компании утверждают, что они и сегодня платят природную ренту – и это чистая правда. В 2002 году платежи за пользование природными ресурсами стали четвертым по значимости налогом в бюджетную систему. В условиях, когда общие налоговые поступления, фиксируемые МНС, возросли в 2002 году по сравнению с 2000-м на 57 процентов, а поступления от НДС – на 49,5 процента, платежи за пользование природными ресурсами увеличились в 2,7 раза. При этом из 334,2 миллиарда рублей, собранных по этой статье, 275 миллиардов поступило от организаций – плательщиков налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), в том числе 262,5 миллиарда – за добычу углеводородного сырья. Собственно, это – одна из причин живого интереса к доходам именно нефтяных компаний. Они – на виду, в отличие от компаний многих других отраслей. Возникает естественный вопрос: почему обычно когда заходит речь о природной ренте, взоры мытарей обращаются на нефть и газ. Разве страна бедна другими природными ресурсами? Почему рентные подходы предлагается внедрять только в нефтегазовой отрасли?

Очевидно, на фоне высоких цен на углеводородное сырье велико искушение решать все острые проблемные вопросы экономики за счёт природной ренты в добыче нефти и газа. На практике российские законодатели пошли по этому тупиковому пути. В результате, сначала вместо снижения оборотных налогов сократили налог на прибыль. Затем ввели одномерный налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), который позволил крупным компаниям, исключив из разработки нерентабельные в новых условиях объекты, сосредоточиться на самых продуктивных месторождениях. Многие мелкие компании в этих условиях вынуждены продавать или закрывать свой бизнес. Государство не получало причитающихся платежей со сверхдоходов, получаемых на лучших объектах и потеряло потенциальные поступления с ликвидированных промыслов.

Наконец, на третьем этапе сторонникам уравниловки удалось в значительной мере исказить механизм СРП. Чего стоит хотя бы внесение поправок в закон «О СРП», минуя первые чтения! Без рассылки законопроекта по субъектам Российской Федерации, сбора замечаний, получения заключения Правительства Российской Федерации, прохождения через профильный Комитет Государственной Думы по природным ресурсам и через Комиссию Государственной Думы по СРП. Эта победа «антиэсерпешного лобби» «перекрыла кислород» компаниям, которые пытались начать новые сложные инвестиционные про-

екты. Организованная борцами против СРП пропагандистская шумиха довершала ощущение нереальности происходящего. Все время казалось, что сейчас председатель Государственной Думы скажет: «Оглянитесь, вас снимала скрытая камера». Нет, все это было организовано и реализовано в реальном масштабе времени.

Введение единого для всех НДС декларировалась как борьба с коррупцией. Это очень напоминает старую французскую поговорку о том, что лучшее средство от головной боли – гильотина. Утверждают, что так проще и удобнее собирать налоги. В итоге был отброшен мировой опыт и проигнорированы требования собственного законодательства о недропользовании, которые предполагают индивидуальный подход к каждому объекту.

Массовая консервация скважин в условиях благоприятной экономической конъюнктуры – это приговор действующей налоговой системе. Эксплуатационный фонд скважин России оценивался на конец 2002 г. в 154,3 тыс. скважин. Из них на долю десяти ВИНК приходилось 147,9 тыс. скважин или 95,8%. Из общего фонда простаивало 36,1 тыс. скважин, или 23%. Каждая четвертая! У отдельных компаний доля простаивающих скважин (к их общему фонду) составляет от трети до половины. Причем в первых рядах здесь как раз те компании, которые добились рекордного снижения издержек и бурного роста капитализации. Налоговые правила сегодня таковы, что компании вынуждены сосредоточиться на наиболее рентабельных разработках, предельно ограничив стратегические инвестиции, лишая заделов не только себя, но и ТЭК в целом.

Для сырьевого сектора любой экономики и, в частности, для России с ее огромным разнообразием месторождений проблема создания адекватного налогового режима в недропользовании является ключевой. Во-первых, при нынешней одномерной шкале НДС должны быть закрыты не просто малорентабельные месторождения, но и целые отрасли нефтедобычи отдельных субъектов Российской Федерации, которые имеют на своей территории давно эксплуатируемые, во многом выработанные месторождения (Башкирия, Татария, Удмуртия и т.п.). Во-вторых, одинаковое по нагрузке налогообложение для месторождений, находящихся в разных стадиях освоения приводит к тому, что разрабатывать их становится рационально только на пике добычи, прекращая работу на месторождениях при снижении дебитов скважин, бросая «хвосты» невозобновляемого ценного сырья.

Цель государственной политики – управление рациональным, комплексным и наиболее полным извлечением разведанного сырья, на наш взгляд, должна быть направлена на выравнивание конкурентных позиций компаний. При этом имеется в виду, если какие-то из них будут получать часть ренты в «довесок» к предпринимательскому доходу, который честно заработали, то они получат и огромные конкурентные

преимущества. Таким счастливицам не нужно стремиться к повышению эффективности производства, раз все и так плывет им в руки. Более того, если рента не изымается в определенной доле ее собственником – государством, то это равносильно прямым дотациям государства соответствующим компаниям. Изъятие экономически обоснованной доли природной ренты поэтому не только и, более того, не столько фискальная проблема, сколько необходимое условие создания предпосылок для эффективного развития конкуренции – одного из необходимых условий развития экономики.

Введение «плоской» шкалы НДС нанесло удар не только по рациональному недропользованию, но и по развитию смежных отраслей экономики. Для некоторых компаний резкое снижение издержек – предмет особой гордости. Что означает такое снижение за несколько лет с 10–12 долл. за баррель до 1,5–2 долларов? Это означает, что при прочих равных условиях сократились заказы подрядчикам нефтяных компаний примерно на 10 долларов на баррель, или 70 долларов на тонну. Если умножить это на объем добычи в стране, то ежегодные потери заказов составили порядка 20 млрд. долл. Конечно, рост нефтедобычи, цен на сырье и оборудование для нефтяников частично компенсировали эти отрицательные эффекты. Но речь в данном случае о другом – чем более сложное и труднодоступное месторождение осваивается (соответственно требуется больше расходов), тем больше заказов подрядчикам и тем большую сумму налогов получает государство не напрямую от нефтяных компаний, а от их подрядчиков и поставщиков.

Механизм изъятия природной ренты должен обеспечивать сопряженный эффект от развития проектов в сырьевом секторе экономики – дополнительные заказы в промышленности, подряды отечественным компаниям на выполнение работ, новые рабочие места. Связанный с этим рост налоговых поступлений в бюджет может принести национальной экономике куда больше, чем прямые доходы государства от бонусов, роялти и продажи своей части добытой нефти. Особенно это заметно на первых этапах освоения месторождений, когда, например, на Сахалине идут массивные капиталовложения в создание производственной и социальной инфраструктуры, а добычи либо еще нет, либо она минимальна.

Таким образом, задача государства состоит в аккуратном и взвешенном изъятии части природной ренты, в выравнивании конкурентных позиций нефтяных компаний с разными по добычным возможностям и качеству запасами разведанных углеводородов, в создании предпосылок для комплексной и рациональной разработки недр, в формировании емкого и разнообразного по точкам приложения сил рынка для отечественных подрядчиков нефтяных компаний. Поэтому при переходе на платежи, дифференцированные по качеству запасов,

может случиться, что прирост природной ренты будет не столь большим или его и вовсе не будет. Например, при падении цен или росте доли трудноизвлекаемых запасов в структуре добычи. В этом нет ничего страшного. Зато не будут выводиться из разработки малодобитные скважины или в значительной степени выработанные и обводнённые месторождения, которые еще могут послужить региону и стране, помочь в решении социально-экономических проблем регионов традиционной добычи, где будут развиваться предприятия смежных отраслей, создаваться новые рабочие места и т.п.

«Еще одна важная функция ренты – выравнивание доходности для вложения капитала. Если рента собственником не изымается, не важно, является ли этот собственник государством или частным лицом, то это наносит удар по рыночному механизму, который деформирует, искажает то, что экономисты называют аллокацией (размещением) ресурсов», – говорит вице-президент РАН А.Д. Некипелов. В результате создается мощное поле притяжения капитала в тех отраслях, где он дает большую отдачу, в частности, топливно-сырьевых. В то же самое время ограниченность этого ресурса не позволяет всем вкладывать туда капитал. Наивно надеяться на то, что в подобных условиях капитал естественным образом направится в «хай-тек», в новые разработки.

В конце сентября 2003г. Министр экономического развития и торговли Г.О. Греф высказал ряд критических замечаний в адрес действующей системы налогообложения нефтяной отрасли. По мнению министра, она не позволяет «эффективно использовать все имеющиеся месторождения», а из-за одинаковой ставки налога на добычу полезных ископаемых «одни получают сверхприбыль, а другие находятся на грани рентабельности». Причем, по мнению министра, нефтяники могли бы отдавать в бюджет еще \$1,5–2 млрд. Как ожидается, какие-то предложения скоро представит Минфин России, который заявлял о своем желании ввести с 2006 года налог на дополнительные доходы (НДД) для нефтяных компаний, размер которого будет напрямую зависеть от затрат компании (чем они выше, тем налог будет ниже).

Подобные заявления означают не только фактическое признание наличия определённых недостатков в налогообложении предприятий ТЭК, но и возможность серьезной корректировки курса налоговой реформы за счёт более полного учёта рентных подходов. Вместе с тем, авторы полагают, что для того, чтобы исправить искаженное в июне 2003г. наспех принятыми поправками законодательство о СРП не нужно ждать три года, как это происходит в случае с НДС.

Продолжая налоговую реформу Государственная Дума, по мнению А.Д. Жукова, рассмотрит вопрос о снижении ставки единого социального налога, который при текущем значении в 35,6% (для годового фонда оплаты труда до 100 тыс. руб. на работника) оказался неподъ-

емным для предприятий. Уже принят в первом чтении законопроект, снижающий ставку ЕСН до 30% (при фонде оплаты труда ниже 50 тыс. руб.) и устанавливающий ставку 15% (при фонде оплаты труда свыше 50 тыс. руб.). Видимо, претерпит дальнейшее изменение НДС с 18 до 16% при ликвидации всех льгот и будет принята глава Налогового кодекса РФ о госпошлине, что также снизит налоговую нагрузку. Все это создаст благоприятные условия для дальнейшего совершенствования и развития налогообложения недропользования, внесении поправок в законодательство о НДС и СРП.

Полагаем, что имеющийся в нашей стране опыт рационального и экологически приемлемого освоения природных ресурсов в сочетании с зарубежной практикой налогообложения в сфере добычи полезных ископаемых позволит в конечном итоге выработать приемлемые для государства и инвесторов правила эффективного (рентного в своей основе) недропользования.

В предлагаемой Вашему вниманию книге рентные подходы в недропользовании рассматриваются, в основном, в приложении к нефтедобыче.

Разделы 2.1–2.3, 3.5, 4.1, 4.3–4.6 и Заключение написаны к.т.н. Ю.Ф. Матвеевым, разделы 1.1–1.3, 3.1–3.4 и 4.2 – к.э.н. М.А. Субботиным.

ГЛАВА 1

ГОРНАЯ РЕНТА И МЕХАНИЗМЫ ЕЕ ИЗЪЯТИЯ

Рента (от немецкого слова *rente* — доход) в первоначальном, наиболее распространенном своем значении обозначала доход землевладельца в форме земельной ренты со сдаваемого в аренду земельного участка или доход, получаемый рантье, в виде процента с предоставляемого в ссуду капитала.

1.1. РЕНТА: ЭКСКУРС В ТЕОРИЮ И ИСТОРИЮ

Рента как доход землевладельца (доход земли) привлекала к себе внимание экономистов с давних времен. В словарях приводятся следующие определения этого термина: рента – «вид дохода, регулярно получаемого с капитала, земли, имущества и не связанного с предпринимательской деятельностью», «добавочный доход, получаемый предпринимателем сверх определенной прибыли на затраченные труд и капитал», а «образование ренты обусловлено более благоприятными условиями, в которых один предприниматель находится пред другим, например, обрабатывает лучший участок земли, обладает привилегией и т. д.», «по договору ренты одна сторона (получатель ренты) передает другой стороне (плательщику ренты) в собственность имущество, а плательщик ренты обязуется в обмен на полученное имущество периодически выплачивать получателю ренту в виде определенной денежной суммы либо предоставления средств на его содержание в иной форме» и другие.

Доход с земли занимал особое место в учении физиократов. В земледелии, утверждали они, увеличивается количество продукта (из одного зерна, например, вырастает десять новых), а в промышленности можно наблюдать лишь изменение формы уже существующих благ (из железа, например, можно сделать топор). Следовательно, производителем только земледелие, труд же в промышленности и труд в торговле непроизводителен и бесполезен. Лица, занятые в промышленном производстве, производят лишь столько, сколько потребляют (максимум – заработную плату и прибыль). Лица же, занятые земледелием, создают сверх того еще и излишек, который носит название ренты. Богатство страны, таким образом, создается только в земледелии. Ф. Кенэ, один из представителей физиократов, который считал, что рента «вырастает» из земли, делил общество на три класса: 1) земельные собственники, 2) земледельцы, 3) фабриканты, купцы, ремесленники и промышленные рабочие. Именно этот третий класс, по утверждению Кенэ, являлся «непроизводительным». Следовательно, только то, что увеличивает чистый доход земледелия, увеличивает и богатство страны. Чем выше поземельная рента, тем богаче общество.

С конца XVIII столетия проблема ренты, которая создала английскую аристократию, попадает в центр внимания английской политической экономики. Значительным этапом в развитии теории ренты был труд Адама Смита «Исследование о природе и причинах богатства народов» (1776). В главе XI «О ренте с земли» А. Смит, разъясняя понятие ренты, замечает, что рента, рассматриваемая как плата за пользование землей, представляет собой наивысшую сумму, какую в состоянии уплатить арендатор при данном качестве земли. Устанавливая условия договора, землевладелец всегда стремится оставить арендатору лишь такую долю продукта, которая достаточна для поддержания капитала, из которого он обеспечивает семена, оплату труда и содержание скота и другого сельскохозяйственного инвентаря, а также обычную в данной местности прибыль на вложенный в сельское хозяйство капитал. Всю ту часть продукта, или, что то же самое, всю ту часть его цены, которая остается сверх этой доли, землевладелец, естественно, стремится удержать для себя в качестве земельной ренты, которая представляет собой наивысшую сумму, какую только арендатор и может платить при данном качестве земли.

При этом А.Смит говорит о том, что рента входит в состав цены продукта иным образом, чем заработная плата и прибыль. Высокая или низкая заработная плата и прибыль на капитал являются причиной высокой или низкой цены; больший или меньший размер ренты – результат последней. Цена продукта высока или низка в зависимости от того, высокую или низкую заработную плату и прибыль приходится оплачивать для того, чтобы данный продукт доставлялся на рынок. Но цена продукта дает высокую или низкую ренту или не дает никакой ренты в зависимости от того, высока эта цена или низка, превышает ли она намного, незначительно или совсем не превышает сумму, достаточную для покрытия заработной платы и прибыли. А.Смит обращает внимание и на то, что рента с земли изменяется не только в зависимости от ее плодородия, каков бы ни был ее продукт, но и в зависимости от расположения ее, каково бы ни было ее плодородие. Это объясняется тем, что «пригородная земля дает большую ренту, чем столь же плодородная земля в отдаленной части страны. Хотя обработка той и другой может стоить одинакового труда, доставка на рынок продукта с отдаленного участка земли всегда обходится дороже».

Через год после выхода в свет «Богатства народов» Дж. Андерсон издал трактат под названием «Исследование природы хлебных законов», в котором утверждал, что рента не является вознаграждением за труд природы, простым результатом привлечения земли. Рента существует потому, что почва имеет различные степени плодородности, и потому, что нельзя до бесконечности прилагать капитал к почве данного качества без уменьшения дохода с этого капитала. Хлеб всегда

продается по своей «естественной» цене, т. е. по цене, необходимой для его производства в нужном количестве. В каждой стране, рассуждал Андерсон, существуют земли, одаренные различными степенями плодородности, и, следовательно, должно случиться так, что фермер, обрабатывающий лучшую землю, в состоянии продавать на рынке хлеб дешевле, чем тот фермер, который обрабатывает худшую. Но если хлеб, собираемый с этих лучших земель, недостаточен для снабжения рынка, то цена на хлеб естественно поднимется на столько, что вознаградит за издержки тех, которые примутся за обработку худших земель. Однако фермер, обрабатывающий хорошую землю, может и будет продавать свой хлеб по такой же цене, как и тот, который занимает менее плодородную; он получит, следовательно, более, чем стоимость производства хлеба. Тогда явится большое число желающих взять эту плодородную землю, соглашаясь платить премию за право исключительного пользования ею, премию, очевидно, меняющуюся в соответствии с плодородностью почвы. Эту-то премию Андерсон и называл рентой.

Примерно в эти же годы Джеймс Стюарт в «Исследование принципов политической экономии» (1767) пишет: «С ростом населения – необходимость обрабатывать все менее плодородные почвы», а Ж.Тюрго «Размышления о создании и распределении богатства» (1766), т.е. фактически формулируется концепция «убывающего плодородия»: «Если к одному участку земли последовательно применять дополнительные равные порции капитала, то поначалу отдача от последующих порций будет возрастать, а затем, достигнув определенного уровня, начнет неуклонно снижаться».

И.Г.Буш в книге «Исследование о денежном обращении», вышедшей в 1800 г., замечает, что талант и ловкость обладают таким же достоинством, как и земля. Так, старый опытный моряк не работает больше, чем вновь начинающий, однако он получает более высокую заработную плату, так как лучше знает части корабля и поэтому может быстрее, увереннее выполнять свою работу. «Если бы оказалось нужным быть особенно точным в данном случае, – замечает Буш, – то можно было бы оспаривать, правильно ли определяется прибыль с заработной платы, так как ее можно рассматривать, по крайней мере отчасти, как ренту за одну лишь ловкость в труде: хотя эта рента и очень незначительна, однако неспособные работники не могли бы ее получать». Таким образом, Буш был первым из экономистов, обнаружившим рентную составляющую в оплате труда.

Вслед за И.Г.Бушем его современник Г.Ф. фон Шторх обратил внимание на ренту талантов, осознавая, что она отлична от ренты земельной. В своем «Курсе политической экономии, или Изложении начал, обуславливающих народное благоденствие» (1815 г.) он пишет: «Как скоро способности человека превышают обыкновенную меру, труд получает долю совершенства, которой обыкновенно он не имеет.

Это обстоятельство прибавляет к заработной плате доход, который не должен быть с нею смешиваем, потому что существенно от нее отличается. Тот, кто получает его, не сделал больших расходов на приспособление себя к ремеслу, чем другие работники того же ремесла: преимущество это есть дар щедрости природы. Аналогия с поземельной рентой заставляет меня назвать и этот доход рентою».

Наконец, Д. Рикардо, обладая строгим математическим умом и банкирским расчетом, придал теории ренты строгость и точность. В книге «Принципы политической экономии и налогообложения» (1817) в главе II «О ренте» Рикардо определяет ренту как долю продукта земли, которая уплачивается землевладельцу за пользование первоначальными и неразрушимыми силами почвы. Логика Д. Рикардо проста: исходя из закона спроса и предложения, никто не платит ренты за пользование воздухом и водой (как и любым другим даром природы, существующим в неограниченном количестве). «Точно так же пивовар, водочный заводчик, красильщик постоянно пользуются воздухом и водой при производстве своих товаров; но так как запасы их безграничны, то за них не платится никакой цены».

Исходя из этого, Рикардо приходит к выводу, что «рента платится за пользование землей только потому, что количество земли не беспредельно, а качество ее неодинаково». С ростом населения в стране под обработку попадают худшие земли или земли, расположенные менее удобно. Когда под обработку попадают земли второго разряда, то на земле первого тотчас возникает рента, которая будет зависеть от различия в качестве этих двух участков, т.е. он определил понятие ренты как дифференцы – дохода, превышающего среднюю прибыль вследствие относительно лучших условий приложения капитала. При этом Рикардо исходил из предположения об ограниченности плодородных земель, но не земель вообще. В связи с тем, что рента по Рикардо – это именно дифференциальная рента, доход, превышающий среднюю прибыль вследствие относительно лучших условий приложения капитала, – это означает что единый для всех компаний налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) начал действовать в России с 1 января 2002 года, т.е. рента в понимании Рикардо была ликвидирована. А весной 2002 года незамеченной прошла весьма знаменательная дата – 230 лет со дня рождения Давида Рикардо. Вот так нестандартно отметили в России юбилей классика...

Понятие «квазирента» было впервые введено А. Маршаллом. В своей книге «Принципы экономической науки» (1890) он отмечает, что слово «рента» лучше использовать для обозначения «свободных даров природы», а термин «квазирента» употреблять по отношению к доходу, извлекаемому из созданных человеком машин и других орудий производства. Понятие «квазирента» было соотнесено А. Маршаллом с концепцией короткого и длительного периодов. Вложенный ка-

питал, объем которого в коротком периоде фиксирован, приносит стоимостной результат, из которого нужно вычесть затраты на поддержание основного капитала, и этот «чистый» результат именуется квази-рентой. Как и рента с лучших участков земли, квазирента определяется ценой, но не определяет цену.

И наконец, связь понятия ренты с альтернативными затратами (затратами упущенных возможностей) и трактовка ее как разницы между доходом единицы некоторого фактора в данной отрасли и доходом этой же единицы в другой отрасли принадлежат Х.Д. Хендерсону, который предложил такой подход в 1922 г. в работе «Предложение и спрос». Затем Дж.Ф. Шоув дал строгую математическую формулировку этого подхода в 1928 г. в статье «Переменные затраты и предельный чистый продукт».

В дальнейшем в экономической теории возникло и развилось понятие экономической ренты как части дохода любого фактора производства. При этом подход к ренте исторически развивался в двух направлениях: рента как доход владельца земли и рента как плата за пользование землей, т. е. арендная плата. Рента по В.Парето (выплата фактору производства, превышающая ту сумму, которая необходима для удержания его в данной производственной комбинации) отличается от определения, разработанного Д.Рикардо, С.Миллем и А.Маршаллом (разница между тем, что фактор производства получает и той платой, что необходима для того, чтобы привлечь его в данную производственную комбинацию).

В понимании Н. Сениора, С. Милля, Ф. Уокера и др. любой доход (процент на капитал или прибыль), значительно превышающий, соответственно, текущую норму процента или нормальную прибыль, считался рентой.

Теория ренты Маркса подробно изложена в главах 37–43 тома III «Капитала». Во-первых, имеется «дифференциальная рента», вытекающая, как и у Рикардо, из различий в плодородии и местоположении земельных участков различной категории. Если цена производства у отдельно взятого капиталиста ниже средней цены производства продукта – Маркс приводит здесь пример фабрики, использующей преимущества двигательной силы естественного водопада, – то он получит избыточный продукт, который по величине будет выше средней нормы, если предположить спрос достаточно высоким, чтобы этот капиталист смог выйти со своим товаром на рынок. Конкуренция за пользование водопадом позволит его владельцу назначать арендную плату, выравнивая таким образом норму прибыли, получаемую капиталистами. Пусть норма прибыли определяется уравнением $r = (s - e) / (c + v)$, а «норма ренты» как $e' = e / (c + v)$. Тогда $r = [\sigma / (q + 1)] - e'$. Различия в величине σ , вытекающие из различий в местном уровне плодородия земли, будут компенсироваться различиями величин e' , так что r останется одинаковой для

всех отраслей экономики. Во вторых, может иметь место «абсолютная рента», отсутствующая у Рикардо, и взимаемая с абсолютно любого участка земли. Как предположил К. Маркс, за счет превышения стоимости его продукции над ценой производства, приносящей обычную среднюю норму прибыли, в силу того обстоятельства, что сельское хозяйство имеет дело с капиталом, органическое строение которого ниже общественно средней величины. В результате «ценность» сельскохозяйственной продукции превышает ее «цену производства». В нормальном случае поток капитала привел бы к понижению нормы прибыли в сельском хозяйстве до среднего показателя, но так как существует частная собственность на землю, землевладелец имеет возможность навесить на арендатора дополнительный рентный платеж, эквивалентный сверхприбыли, получаемой в земледелии.

К. Маркс, который уделил много внимания разработке теории дифференциальной ренты применительно к земледелию, подчеркивал, что безразлично, уплачивается она с пахотной земли, строительного участка, рыбных угодий, лесов и т.д. Образование дифференциальной ренты связано с рядом особенностей сельского хозяйства, главной из которых является ограниченность пригодных для использования земель, что порождает их монополию. Если бы, земля представляла собой неограниченный элемент не только по отношению к капиталу, но и населению, то тогда не могло бы быть никакой собственности на землю. Ограниченность земли ведет к тому, что цену сельскохозяйственной продукции определяют условия, производства не на земле среднего качества, а на худшей возделываемых. Эта цена продукции дает собственнику земли покрытие издержек производства и среднюю прибыль на капитал. Собственник на лучшей земле получает добавочную прибыль, которая и образует дифференциальную ренту.

Учение о дифференциальной ренте неразрывно связано с эффективностью применяемого капитала, а, следовательно, и с эффективностью производства. По существу, дифференциальная рента I выражает различную эффективность равновеликих капиталов, обусловленную различиями в степени использования естественной продуктивности разных участков недр, и характеризует экстенсивное развитие горнодобывающего хозяйства. Дифференциальная рента II выражает такие различия в производительности равновеликих капиталов, вкладываемых последовательно в одно и то же месторождение, которые обуславливают прирост продуктивности (нефтеотдачи) и характеризуют интенсивный способ развития нефтедобычи.

Поиск, разведка и добыча одинакового количества одного и того же вида минерального сырья в различных природных условиях производства требует неодинаковых материальных и трудовых затрат. При этом имеет место коренное различие в закономерностях получения материальных и экономических результатов на разных этапах освое-

ния недр. Специфической чертой деятельности в рамках геологоразведочной отрасли является отсутствие к моменту начала изучения определенной ранее не исследованной территории какой-либо устойчивой зависимости между количеством затрачиваемого на поиски и разведку труда и качеством (в более широком смысле – продуктивностью) открываемых месторождений. Затраты значительного количества труда и материальных ресурсов не гарантируют открытие крупного месторождения. И, наоборот, обнаружение высокопродуктивного и уникального по запасам месторождения может иметь место на ранних стадиях геологоразведочного производства при относительно невысоких начальных расходах.

Прогноз количества и качества месторождений, выявляемых в процессе геологических работ, носит вероятностный характер и его обоснованность возрастает по мере накопления сведений о геологическом (геофизическом, гидрогеологическом, тектоническом и др.) строении региона. Разведка открытого месторождения носит уже более детерминированный характер. Объем затрат труда и ресурсов для разведки можно достаточно надёжно планировать с учётом полученных в процессе поисков месторождений. Важной особенностью природных объектов, раскрываемой в процессе геологоразведочного производства, является устойчивое различие природной продуктивности месторождений, среди которых не встречается абсолютно тождественных (одинаковых).

Месторождение полезных ископаемых как предмет труда горнодобывающей промышленности является по своему первоначальному генезису бесплатным даром природы. В то же время этот продукт природы как и любой другой продукт отраслей обрабатывающей промышленности включает прошлый (овеществленный) труд работников геологоразведочной отрасли, конечная продукция которой представлена информацией о размещении и строении повышенных концентраций (месторождений) полезных ископаемых и различного типа разведочными горными выработками и скважинами, которые можно использовать в качестве основных производственных фондов при добыче. В процессе разработки детально изученных геологоразведчиками месторождений одного и того же вида сырья каждая порция трудовых и материальных затрат реализуется в определенном объеме добытого полезного ископаемого, количество которого в месте потребления зависит от продуктивности и территориального расположения этих месторождений.

Влияние долгосрочных циклов на динамику цен и различных видов ренты было исследовано Н.Д. Кондратьевым: на повышательной волне долгосрочного цикла растет эффективность новых поколений техники и технологий, что является предпосылкой быстрого наращивания масштабов природной ренты и технологической квазиренты.

Учет экологического фактора при определении дифференциальной ренты, по Н.Н. Лукьянчикову, производится посредством экологических ограничений на хозяйственную деятельность, установленных режимом природопользования в зависимости от статуса природного объекта и степени его загрязнения, а также платежей за загрязнение окружающей среды и другие виды антропогенных воздействий. Например, если при использовании ресурсов недр антропогенные воздействия на окружающую среду превышают предельно допустимые нормативы, то такой ресурс не должен вводиться в хозяйственный оборот. В случае превышения региональных квот на выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в атмосферный воздух и водные/объекты природный ресурс может вводиться в эксплуатацию при условии снижения аналогичных выбросов (сбросов) загрязняющих веществ на такую величину другими предприятиями данного региона. При этом дополнительные затраты на их снижение должны учитываться при определении дифференциальной ренты от использования данного вида ресурса.

В связи с резким ростом роли экологического фактора в развитии экономики в последние годы в научный обиход был введен термин «интирента» – сверхприбыль, которую можно получать какое-то время за счет хищнического использования природных ресурсов, невыполнения необходимых мероприятий по охране окружающей среды и сверхнормативного загрязнения.

Итак, обычно выделяют абсолютную и дифференциальную горную ренту. В теории ренты возникновение абсолютной ренты – ренты с абсолютно любого участка, вовлеченного в оборот – объясняется такими причинами, как ценность редкости и соотношение спроса и предложения. Экономисты пришли к выводу, что если цена какого-либо продукта (по любой причине) имеет ценность редкости (С. Милль) и превышает затраты на его производство, то продавец этого продукта получает ренту. Рента существует там, где есть ограничения в предложении (С. Фишер, Р. Дорнбуш). Рента с худшего участка (абсолютная рента) – это рента редкости, возникающая из-за превышения спроса над предложением. «Премия за редкость», как назвал ее Мангольд.

Специфика формирования горной ренты – абсолютная редкость запасов полезных ископаемых, их невозпроизводимость, фундаментальность, высокая ценность для общества (запасы составляют среду его жизнеобеспечения). К тому же и краткосрочное, и долгосрочное предложение полезных ископаемых, то есть запасов, является абсолютно неэластичным. Особенность горной ренты заключается еще и в том, что в отличие от земельной (по В.Н. Богачеву) она имеет временное ограничение, связанное с полным исчерпанием запасов полезных ископаемых при обработке месторождения.

Когда спрос превышает предложение, рента редкости возникает и на участках с относительно лучшими характеристиками, абсолютная

рента, возникающая в худших условиях, формируется и на лучших месторождениях, являясь исходной точкой для последующей дифференциации доходов от разработки месторождений полезных ископаемых. Как писал Ю.В.Разовский, «дифференциальная горная рента – это дополнительный, незаработанный доход от использования недр, обусловленный их лучшими характеристиками». Ограничения запасов полезных ископаемых в этом случае носят естественный характер. Однако в ряде случаев ограничения в предложении могут быть и искусственными. Например, монополия, ограничив выпуск продукции (добычу полезных ископаемых), приведет к сокращению предложения продукции на рынке и, соответственно, к получению монопольной ренты.

Итак, дифференциальная горная рента I образуется на лучших и средних по условиям производства участках, где обеспечивается более высокая производительность труда за счет разработки месторождений, характеризующихся благоприятными природными факторами – качеством сырья (высоким содержанием полезных компонентов, полезных и низким – вредных примесей; масштабом промышленных запасов и т.п.), горно-геологическим условиям разработки (мощностью залежей, глубиной залегания, гидрогеологической обстановкой и т.п.), а также местоположением месторождений (близостью к основным пунктам потребления, транспортным магистралям, источникам энергии; освоенностью и климатическими условиями района и пр.). Получаемая в результате этого добавочная прибыль и образует дифференциальную горную ренту I, которая присваивается не разработчиком месторождения, а его владельцем.

Дифференциальная горная рента II образуется за счет применения более совершенной технологии добычи и переработки сырья, повышения удельной эффективности производства. Поэтому дифференциальная рента II – следствие дополнительных вложений капитала. Понятно, что в этом случае дополнительный доход присваивает уже не собственник недр, а потратившийся предприниматель.

Абсолютная горная рента представляет собой добавочную прибыль, получаемую владельцем участка на любых, в том числе и на худших, месторождениях. **Монопольная горная рента** получается с тех участков, где добываются редкие или чрезвычайно необходимые потребителям природные ископаемые, которые продаются по монопольным ценам, определяемым лишь платежеспособностью потребителей.

Поиск, разведка и добыча одинакового количества одного и того же вида минерального сырья в различных природных условиях производства требует неодинаковых материальных и трудовых затрат. При этом имеет место коренное различие в закономерностях получения материальных и экономических результатов на разных этапах освоения недр. Специфической чертой деятельности в рамках геологораз-

ведочной отрасли является отсутствие к моменту начала изучения определенной ранее не исследованной территории какой-либо устойчивой зависимости между количеством затрачиваемого на поиски и разведку труда и качеством (в более широком смысле – продуктивностью) открываемых месторождений. Затраты значительного количества труда и материальных ресурсов не гарантируют открытие крупного месторождения. И, наоборот, находка высокопродуктивного и уникального по запасам месторождения может иметь место на ранних стадиях геологоразведочного производства при относительно невысоких начальных расходах.

Прогноз количества и качества месторождений, выявляемых в процессе геологических работ, носит вероятностный характер и его обоснованность возрастает по мере накопления сведений о геологическом (геофизическом, гидрогеологическом, тектоническом и др.) строении региона. Разведка открытого месторождения носит уже более детерминированный характер. Объем затрат труда и ресурсов для разведки можно достаточно надёжно планировать с учётом полученных в процессе поисков месторождений. **Важной особенностью природных объектов, раскрываемой в процессе геологоразведочного производства, является устойчивое различие природной продуктивности месторождений, среди которых не встречается абсолютно тождественных (одинаковых).**

Месторождение полезных ископаемых как предмет труда горнодобывающей промышленности является по своему первоначальному генезису бесплатным даром природы. В то же время этот продукт природы как и любой другой продукт отраслей обрабатывающей промышленности включает прошлый (овеществленный) труд работников геологоразведочной отрасли, конечная продукция которой представлена информацией о размещении и строении повышенных концентраций (месторождений) полезных ископаемых и различного типа разведочными горными выработками и скважинами, которые можно использовать в качестве основных производственных фондов при добыче.

В процессе разработки детально изученных геологоразведчиками месторождений одного и того же вида сырья каждая порция трудовых и материальных затрат реализуется в определенном объеме добытого полезного ископаемого, количество которого в месте потребления строго зависит от продуктивности и территориального расположения этих месторождений.

Как и плодородие земли, естественная продуктивность месторождения при формировании дифференциальной ренты выступает как фактор, не зависящий от расположения участка. «Земельный участок может быть хорошо расположен и очень мало плодороден, и, наоборот», – писал К. Маркс. В экономическом смысле выгоды от высокой продуктивности и удобного или неудобного местоположения место-

рождения могут действовать как в едином, так и в противоположном направлении.

Учет экологического фактора при определении дифференциальной ренты, по Н.Н. Лукьянчикову, производится посредством экологических ограничений на хозяйственную деятельность, установленных режимом природопользования в зависимости от статуса природного объекта и степени его загрязнения, а также платежей за загрязнение окружающей среды и другие виды антропогенных воздействий. Например, если при использовании ресурсов недр антропогенные воздействия на окружающую среду превышают предельно допустимые нормативы, то такой ресурс не должен вводиться в хозяйственный оборот. В случае превышения региональных квот на выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в атмосферный воздух и водные/объекты природный ресурс может вводиться в эксплуатацию при условии снижения аналогичных выбросов (сбросов) загрязняющий веществ на такую величину другими предприятиями данного региона. При этом дополнительные затраты на их снижение должны учитываться при определении дифференциальной ренты от использования данного вида ресурса.

В современных условиях на выбор хозяйственных решений в природно-ресурсном комплексе оказывает влияние стоимость сырьевых товаров в условиях свободного рынка, налоговая и финансово-кредитная политика государства, фактор времени, а также платность природопользования. В условиях широкой интеграции экономик отдельных стран в мировой рынок в настоящее время представляется возможность частичного замещения отдельных сырьевых товаров собственного производства более дешевыми импортными товарами при соблюдении условий экономической безопасности государства. В этом случае в качестве предельной цены на сырьевые товары могут быть приняты цены мирового рынка с учетом транспортных расходов до потребителя и необходимым размером импортных пошлин. В условиях существующей налоговой и финансово-кредитной политики государства эффективность использования природных ресурсов характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов на получение продукции из них.

Различаются следующие показатели эффективности использования природных ресурсов:

- показатели коммерческой эффективности, учитывающие финансовые последствия использования природных ресурсов для непосредственных участников, владеющих этими ресурсами;
- показатели бюджетной эффективности, отражающие финансовые последствия использования природных ресурсов для федерального, регионального и местного бюджета;

- показатели народнохозяйственной эффективности, учитывающие затраты и результаты, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников использования природного ресурса и допускающие стоимостные изменения.

При определении экономической эффективности учитывается фактор времени путем приведения (дисконтирования) затрат и результатов к началу расчетного периода оценки с помощью коэффициента дисконтирования, приемлемой для инвестора норме дохода на капитал. Вложение средств в реализацию хозяйственного проекта, в том числе и на использование природного ресурса, считается эффективным лишь в том случае, если ожидаемая эффективность капитала (ожидаемая норма прибыли) с учетом фактора времени будет выше рыночной нормы процента на капитал, вложенный в банк.

Существенным является учет неопределенности (риска) при оценке размера дифференциальной ренты. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях использования природных ресурсов, в том числе связанных с ними затратах и результатах. Обычно неопределенность характеризуется понятием риска. При определении дифференциальной ренты наиболее существенными являются риски связанные с колебанием рыночной конъюнктуры цен, валютных курсов, неполнотой или неточностью информации о запасах ресурсов, динамике технико-экономических показателей, параметрах новой техники и технологии, возможностью введения ограничений на торговлю и поставки и другими причинами.

Оценку риска можно осуществить с помощью метода формализованного описания неопределенности. Сущность его заключается в том, что определяются затраты по базовому варианту при заданных технических и социально-экономических условиях использования природных ресурсов, устанавливаются возможные изменения условий использования природных ресурсов и вероятность их осуществления. Далее определяется влияние этих изменений на уровне затрат и результатов использования природных ресурсов, а также оценивается экономический риск, связанный с указанными выше изменениями, путем умножения вероятности их осуществления на разницу в дифференциальной ренте, вызванными данными изменениями, в сравнении с базовым вариантом.

1.2. КОНЦЕССИОННЫЕ МЕХАНИЗМЫ ИЗЪЯТИЯ ПРИРОДНОЙ РЕНТЫ

Как говорится, все новое – это хорошо забытое старое. После основания крепости Грозный (1818) и образования Кавказского линейного войска нефтяные источники окрестных земель перешли в его собственность. По свидетельству российского историка А.Матвейчука², 180 лет назад в районе Моздока в ауле Акки-Юрт крепостные крестьяне Василий, Герасим и Макар Дубинины построили первую нефтеперегонную установку на Кавказе и в течение 23 лет производили «очищение нефти из натурального черного цвета в белый», а 170 лет назад нефтеносные колодцы возле Грозного стали сдаваться в откупное содержание.

Откуп – это передача государством за определенную плату и на определенных условиях права взимать налоги, другие государственные доходы. «Система откупов» – по существу прообраз концессий в современном понимании этого слова, т.е. форма договора государства с предпринимателями. Таким образом, в 2003 году в России без юбилейной помпы, тихо и незаметно прошел еще один юбилей – 170 лет со дня первой нефтяной концессии.

Откупа известны с древнейших времен и в Европе, и в Азии, и в России. Откуп применялся главным образом в условиях натурального хозяйства, неразвитости кредита, финансовых затруднений государства, слабости коммуникаций. Впервые откупа получили распространение в Древнем Иране (VI век до н.э.), в Древней Греции и Древнем Риме (IV век до н.э.). О системе откупов рассказывает Библия. Мытарь – так называется в Евангелии сборщик и откупщик римских податей и пошлин. Иисусу нередко приходилось выслушивать упреки за сношение с мытарями. Один из мытарей – Левий, вошел в историю под именем апостола Матфея.

В средние века откупа были распространены во Франции (с XIII века), в Голландии, Испании, Англии. Откупа стали одним из важных источников первоначального накопления капитала. С развитием капитализма откупа сохранились в своеобразных формах в Италии

² Матвейчук А. Первые инженеры – нефтяники России. – М.: Интердиалект+, 2002. – С. 73-75.

(XX век) в виде взимания некоторых налогов частными банками, сберкассами. В США в конце XIX – начале XX веков существовали формы откупов при взимании налоговых недоимок.

Во все времена в отношении системы откупов существовали и предвзятость, подозрительность в отношении тех, кто занимается этой деятельностью. Во времена Великой Французской революции Учредительное собрание объявило генеральные откупа упраздненными, а впоследствии Революционный трибунал приговорил всех откупщиков к смерти, кроме одного, вычеркнутого Робеспьером из списка. Они обвинялись в заговоре против французского народа, помощи врагам французской нации. Приговор был приведен в исполнение. Вскоре стали раздаваться голоса, что откупщики осуждены безвинно и что конфискация их имущества неправильна. В 1795 г. была назначена комиссия, которая после многолетних расследований пришла к заключению, что откупщики не были виновны.

У граждан нашей страны, казалось бы, не должно быть предубеждения против концессий: с одной стороны, нет печального колониального прошлого, а с другой стороны, это понятие в памяти народа осталось как успешная попытка преодоления экономической разрухи гражданской войны. Однако, на практике понятие «концессии» окутано массой предрассудков. В них видят то «вторую приватизацию», то «продажу Родины». И никак не могут разглядеть огромные возможности, которые открываются перед государством и частным инвестором для взаимовыгодного сотрудничества. Для создания нормальных инвестиционных взаимоотношений.

В России откупа были введены в конце XV – начале XVI веков. Особенно большое развитие получили таможенные, соляные, винные откупа. Последние были введены в XVI веке и наибольшее значение приобрели в XVII – XIX веках. Доход казны от питейного налога составлял свыше 40% суммы всех налогов госбюджета³. В 1863 г. винные откупа были отменены и заменены акцизом.

Сегодня для проведения полноценной инвестиционной политики в России жизненно необходимым становится создание надежной правовой среды, стимулирующей как иностранных, так и отечественных инвесторов к вложению капиталов в отечественную экономику. И необходимым элементом такой правовой системы должно стать концессионное законодательство. Напомним, что слово «концессия» в переводе с латинского – это разрешение или уступка: договор, заключаемый государством с частным предпринимателем; а лицензия (с того же латинского) – разрешение, право: разрешение на ведение того или иного вида деятельности. Как видим, понятия эти очень близки. И в том, и в другом

³ Байтенова А. «Торговые ряды» организованного рынка // Эхо деловой жизни. №9, 1992.

случае государство разрешает инвестору ведение дел в различных сферах экономики, но в первом случае, – уступая ему часть своих функций, а в другом, – давая право на выполнение определённых работ и услуг.

Современная концессионная идеология восходит, в том числе, и к Кодексу Наполеона, в соответствии с которым богатства недр, например, не должны принадлежать отдельным гражданам, а только государству – на благо всех его граждан. Эта же правовая концепция нашла свое буквальное отражение в статье 33 Конституции Индонезии от 1945 г.: «Все природные богатства, находящиеся под землей и под водой, принадлежат государству и должны быть использованы для роста благосостояния народа». Не случайно именно индонезийское правительство в 1960-е гг. заключило первые соглашения о разделе продукции. А во Франции, где впервые была сформулирована идея государственной собственности на подземные богатства, используется фискальная система, основанная на роялти и налогах.

В дореволюционной России и в Советской России в ранний период ее существования заметную роль в ее хозяйственном развитии, во многих отраслях экономики – в обрабатывающей и добывающей промышленности, сельском хозяйстве, железнодорожном строительстве и т.п. – сыграли иностранные концессии. Из этого однако вовсе не следует, что договорные отношения государства с частным инвестором могут и должны распространяться только на иностранный капитал, как раз наоборот – в первую очередь, на отечественный. При этом, государство управляет, как своего рода «совет директоров» в акционерной компании, не выпуская собственность из рук. Арендные договора этого типа могут служить и шагом к приватизации государственной собственности.

Существуют различные теории концессий – от административно-правовых во Франции до договорных – в странах англо-саксонского права. При этом под концессией понимают акт, посредством которого государство наделяет частное лицо правом участвовать в осуществлении некоторых из своих функций в хозяйственной сфере, договор между государством и частным инвестором в отношении государственной или муниципальной собственности или монопольных видов деятельности.

Концессии – старейшая из существующих форм соглашений между принимающим государством и инвестором в нефтедобыче. Обычно считается, что первая концессия в нефтяной отрасли появилась в 1901 году в Персии (концессия Д'Арси)⁴. Открытие месторождения

⁴ Уильям Нокс Д'Арси родился в 1849г. в Англии в г. Девоне, давшем имя одной из наиболее нефтеносных периодов стратиграфической шкалы. Начиная барон Юлиус де Рейтер, - основатель информационного агентства, который в 1872г., а затем в 1889г. покупал персидские концессии, которые предполагали, кроме всего прочего, и добычу нефти. Обе его концессии (не без влияния Российской Империи) были аннулированы

нефти в рамках данной концессии (которая охватывала более половины территории современного Ирана) привело к возникновению в 1909 году Anglo-Persian Oil Company, позднее переименованной в British Petroleum (BP). В первой половине XX века платежи концессионера принимающей стороне состояли только из роялти – платы за право пользования недрами. В 1948 году в Венесуэле в дополнение к роялти в концессии ввели налог на прибыль концессионера, что привело к появлению так называемых «модернизированных» концессий. С тех пор этот механизм интенсивно развивается и совершенствуется, особенно в части системы платежей концессионера. Гораздо позднее – в 60-х гг., появились соглашения о разделе продукции, еще позднее – риск-сервисные контракты.

В прошлом концессии были символом «государства в государстве» – иностранные компании навязывали странам совершенно исключительные условия деятельности. В дальнейшем так называемые колониальные концессии еще в середине прошлого века отмерли одновременно с ликвидацией колоний а их современные модификации органично вписались в законодательство самых развитых стран мира. Сегодня концессионные контракты как чисто договорная форма широко практикуются во Франции, Италии, Германии и в десятках других стран системы континентального права.

Концессионные соглашения, которые исторически были первым видом договоров на разведку и освоение нефтяных месторождений, и сейчас широко используются во многих странах. В 80-е гг. прошлого века более чем в 120 странах законодательство предусматривало предоставление концессий. Концессионная система существует как в развивающихся, так и в развитых странах, хотя зачастую под другими названиями (лицензии, аренда, разрешения и т.п.). К числу таких стран относятся, в частности, Великобритания, Норвегия, Таиланд, США, Австралия и др. В ряде стран вместо модернизированной концессии – контракта типа «роялти плюс налог» используются соглашения о разделе продукции (СРП): каждая страна выбирает тот или иной подходящий ей механизм раздела добытой инвестором нефти.

после безрезультатных попыток найти нефть. 28 мая 1901г. персидский шах Музафар од-Дин подписал первое в истории соглашение о концессии, охватывающее три четверти страны сроком на 60 лет на следующих условиях: 20 тыс. фунтов наличными, столько же в виде акций, а также 16% от ежегодной чистой прибыли – таковой была эта первая в истории нефтяная рента. Д'Арси сознательно исключил из концессии пять северных (близких к России) провинций. Бурение началось в 1902г. и через три года предприятие было на грани краха. Первый фонтан нефти был получен 25 мая 1908 г. (через 7 лет после подписания концессии). Ергин Д. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть. – М.: Изд. «ДеНово», 1999.

Это, однако, не означает, что правительство той или иной страны не может одновременно заключать и другие виды договоров на разведку и добычу нефти. В Индии, например, на суше используется концессия, а на шельфе – СРП. Международная практика применения СРП отличается по многим признакам – и правовыми или процедурными условиями, и условиями раздела продукции, наличием или отсутствием роялти, существованием предельного уровня для возмещаемых затрат (кост-стоп), значимостью бонуса и т.п.

Государства, которые десятилетиями строили свою систему горного права, ко времени изобретения СРП, т.е. к концу 60-х годов прошлого века эту систему благополучно и безболезненно внедрили. Другие, которые отстали в формировании правовой системы, использовали имеющийся опыт и с успехом и без предрассудков стали использовать СРП. СРП – это никак не признак отсталости, а последняя по времени, новаторская концессионная модель, адаптированная к инвестиционным условиям той или иной страны.

«Мировой опыт показывает, что режим СРП не применяется в развитых странах, а используется, как правило, в государствах, где льготы в рамках режима СРП являются единственным путем привлечения инвестиций и создания рабочих мест», – утверждала в одном из своих интервью в 2003 году член Комитета по бюджету и налогам Надежда Азарова. Во-первых, это утверждение некорректно, так как многие развитые страны используют родственной СРП концессионный режим (все те же хорошо знакомые виды платежей, характерные и для СРП: роялти, бонусы, ренталс, а вместо механизма возмещения затрат – метод ускоренной амортизации, выполняющий ту же самую функцию, – первоочередное и полное возмещение затрат). Во-вторых, в рамках СРП не предоставляются льготы, а стороны договариваются об устраивающих условиях выполнения работ – никто никому подарков не делает. Наконец, нельзя не отметить, что СРП с успехом используют Китай и Индия – страны с самыми высокими в мире темпами экономического роста. Их-то уж точно не заподозришь, что они готовы на любые уступки от безысходности или, тем более, стремятся стать сырьевым придатком инвестора. В Китае, например, заключено более 120 СРП с более чем 70-тью компаниями из 20-ти стран мира. Впрочем, и в других шести с лишним десятках стран, привлекающих инвесторов на условиях СРП, давно научились торговаться за каждый доллар.

Там, где имеется специальное законодательство, регулирующее развитие нефтяной промышленности, концессии на разведку могут называться лицензией или разрешением, а на эксплуатацию месторождения – договором аренды. К числу таких стран относятся Великобритания, Норвегия, Таиланд, США, Австралия и др. В конце концов, дело не в том, что лучше – концессия или лицензия, СРП или сервис-

ный контракт – главное, чтобы законодательство решало вопросы правовой стабильности договоров, обеспечивало разумную систему расчетов.

Договорные модели недропользования с успехом применяются как в странах-экспортерах, так и странах-импортерах энергетического сырья: США и Канаде, Китае и Алжире. Не соответствуют действительности и утверждение о том, что «нигде в мире нет практики применения двойного стандарта налогообложения для одного вида деятельности». На самом деле, другие формы контрактов в недропользовании (и соответственно, разные фискальные условия) – наряду с СРП – разрешены в Алжире, Анголе, Аргентине, Индии и других странах. Кстати, большинство стран по мере накопления уверенности в собственной способности собирать налоги, отказываются от роялти. В этом смысле отказ от оборотных налогов – признак цивилизованности. Поэтому вовсе не СРП, а сохранение роялти да еще в экзотическом виде единого для разных условий НДС – признак определенной правовой незрелости российского недропользования.

Многие страны СНГ и страны из бывшего социалистического лагеря имеют свое концессионное законодательство и успешно реализуют на практике проекты, заключив концессионные договоры. Подобные законы приняты в государствах СНГ (Казахстан, Кыргызстан, Молдова), Балтии (Литва, Эстония) и ближнего зарубежья (Венгрия, Болгария и др.).

1.2.1. Концессионные соглашения

Договорные концессионные принципы во взаимоотношениях между государством и частным бизнесом, вопреки широко распространенному заблуждению, ни в коем случае не являются каким-то «пережитком прошлого». Если до недавнего времени концессионные договора применялись для сооружения автострад, автостоянок, централизованного теплоснабжения, то теперь появились новые сферы применения концессий – в сфере национальной обороны, образования, в пенетрационной системе, кабельного телевидения и др. (табл. 1).

Сегодня для проведения полноценной инвестиционной политики в России жизненно необходимым становится создание надежной правовой среды, стимулирующей как иностранных, так и отечественных инвесторов к вложению капитала в отечественную экономику. Необходимым элементом такой правовой системы должно стать концессионное законодательство.

Логика концессионного соглашения проста: если у государства есть имущество, оно должно иметь право его продавать или передавать во

Таблица 1

Отраслевая структура концессий в развитых странах мира

	Дороги	Железные дороги	Водоснабжение	Уборка мусора	Энергоснабжение	Здравоохранение	Образование	Тюрьмы	Оборона	Иные коммунальные услуги
Австралия	V	V	V			V	O	V	V	
Бельгия		O	V	V		V	O			
Канада	V	V	V	V		O	O	V	O	V
Финляндия	V	O				V	O			V
Франция	V		V						O	
Германия	V	O	V	O					O	
Греция	V	V				O	O			
Голландия	V	O	O							
Ирландия	V	O	V	O	V		O	V		V
Италия	O	V	O	V						
Португалия	V		V			O			O	
ЮАР	V		V			O	O	V		
Испания	V	V	V			V				
Великобритания	V	V	V	V		V	V	V	V	V
США	V		V					V	O	

V – заключенные сделки, O – объявленные сделки

Источник: PriceWaterhouseCoopers, Review of PPP Structures in Ireland. Report. May 2001

временное управление на возмездной основе. При этом, государство управляет, как своего рода «совет директоров» в акционерной компании, не выпуская собственность из рук. В свою очередь, у инвестора, готового вложить деньги в управление таким имуществом, также должен быть выбор: покупать его или брать в некую форму аренды. Примерно так же как перед человеком, приехавшего в новый город, встает проблема выбора: покупать квартиру или снимать. Разновидность концессии можно увидеть и в откупах, и в церковной десятине, и в проданологе. Хотя, конечно, современные концессионные соглашения значительно отличаются от тех, старых форм.

Принятие концессионного законодательства открывает возможность заключения соглашений в недропользовании не только для организации добычи, но и в тех случаях, когда нет произведенной продукции (например, при ремонте и обслуживании скважин или разведке недр) или нужно связать несколько технологических этапов (разведка, добыча, транспортировка, переработка и распределение произведенной продукции) в единый проект – уже за границами нефтедобычи.

В нынешней России за исключением Земельного кодекса Российской Федерации, закона «О соглашениях о разделе продукции» (СРП) и Лесного кодекса Российской Федерации (допускающего концессионную форму лесопользования), которые предусматривают гражданско-правовой, договорный характер отношений по поводу пользования объектами государственной собственности, другие акты природопользовательского законодательства исходят из лицензионного порядка предоставления пользовательских прав. Это – законы «О недрах», «О континентальном шельфе», «Об исключительной экономической зоне Российской Федерации», Водный кодекс Российской Федерации и ряд других.

Хотя в последние годы законодательство о недропользовании претерпело определенную эволюцию (в сторону смягчения условий пользования недрами и выравнивания прав инвестора и государства), тем не менее, в своей основе это законодательство является преимущественно лицензионным, а потому – преимущественно административным. Оно дает в руки государственных органов, регулирующих отношения с инвесторами, односторонне властные полномочия. «Лицензионная система сама по себе – всего лишь правовой инструмент предоставления пользовательских прав, – писал известный российский юрист Сергей Сосна, – инструмент регулирования отношений инвестора с государством. Но очень важны условия, в которых она действует. Во многих странах мира лицензионная система работает вполне успешно. Однако, это, как правило, страны с прочными, давно устоявшимися институтами защиты прав собственности, развитым рыночным хозяйством, стабильной

экономикой, традициями правового государства и гражданского общества».

В России с ее нестабильной экономикой, не в полной мере сформированной правовой средой, произволом чиновников и коррупцией, административная система регулирования инвестиций лишь усугубляет условия, в которых приходится работать инвестору. Отсутствие массовых прямых инвестиций за годы действия лицензионной системы – еще одно тому подтверждение. По мнению председателя совета директоров Альфа-групп Михаила Фридмана, «сегодня государство, выдав лицензию, оставляет за собой право в одностороннем порядке, в любой момент либо приостановить ее действие на каком-либо основании, либо отозвать ее».

Концессионное соглашение – это не просто контракт госпредприятия и частного типа договора аренды. Особенность концессионного соглашения состоит в том, что государство выступает сразу в двух ипостасях – как договаривающаяся сторона и как гарант соблюдения всех пунктов соглашения, включая предоставление гарантий неухудшения правовой среды при реализации соглашений. Ничего подобного никакой договор в рамках Гражданского кодекса дать не может.

Кроме того, контракты на управление государственным или муниципальным имуществом могут иметь не только арендную форму – это могут быть и контракты типа договора доверительного управления, и договора подряда, и иные договора. Наконец, особенно в сфере ЖКХ, концессионные договора – не могут быть чисто гражданско-правовой сделкой равных сторон: государство должно обеспечить баланс интересов и отдельного концессионера, и обслуживаемых им граждан, т.е. иметь возможность в определенных случаях вмешиваться в ход исполнения соглашения, чтобы обеспечить непрерывность оказания услуг и гарантировать жизнеобеспечение всего населения.

Место различных типов концессии в системе договоров находится между приватизацией и функционированием государственного предприятия. Они отличаются от аренды разделением рисков, формами участия государства, передачей некоторых государственных функций (табл. 2).

По концессионному соглашению государство или муниципальное образование (концедент) предоставляет другой стороне – концессионеру на срочной и возмездной основе за счет и на риск самого концессионера при условии осуществления им предусмотренных соглашением инвестиций следующие права: право пользования государственным или муниципальным имуществом; право на создание (строительство) концессионного объекта с предоставлением концессионеру права пользования (хозяйственной эксплуатации) таким объектом после его создания (завершения строительства) в течение определенного периода и на условиях, предусмотренных концессионным соглашением, с последующей передачей объекта в государствен-

Таблица 2

**Формы участия в инфраструктурных проектах
государства и инвестора**

	Эксплуатация и содержание	Инвестиции	Коммерческий риск	Собственность на активы	Срок
Государственное предприятие	государство	государство	государство	государство	
Контракт на обслуживание (аутсорсинг)	поделены	государство	государство	государство	1–2 года
Делегированное управление (менеджмент-контракт)	частные	государство	государство	государство	3–5 лет
Сдача в аренду с разделением/ограничением риска	частная фирма	государство	поделены	государство	5–15 лет
Концессия существующей сети	частная фирма	частная фирма	частная фирма	государство	25–30 лет
Концессия капитального строительства (BOT)	частная фирма	частная фирма	частная фирма	частная фирма → государство	20–30 лет
Приватизация	частная фирма	частная фирма	частная фирма	частная фирма	

Источник: Финансирование создания и модернизации инфраструктурных объектов транспорта и коммунального хозяйства. (Французский опыт), Издательство Французского Национального Института Мостов и Дорог, 2002. – С. 363.

ную или муниципальную собственность, а также право на ведение работ или оказание услуг.

Концессионные соглашения предполагают определение в ходе подготовки к проведению торгов, а затем и в ходе переговоров для заключения соглашения разумной цены переуступки прав пользования государственным или муниципальным имуществом, а не налоговые льготы. Речь идет о проектном финансировании: оценке денежных потоков и определении дохода концессионера. Если концессионеру будет невыгодна реализация того или иного инвестиционного проекта, то такой проект не будет реализован, а значит, не будет никаких поступлений в бюджеты, не будет никаких вложений средств в государственное или муниципальное имущество и т.п. Поэтому альтернативой концессионной плате часто является отсутствие какой-либо платы из-за не состоявшегося инвестиционного проекта.

При приватизации происходит поиск эффективного собственника и собственность передается ему навсегда, при концессионных соглашениях – поиск эффективного управляющего, когда определяется размер платежей и их структура, но собственность остается в руках государства. Следовательно, если обнаруживается, что управляющий оказывается неэффективным, то у государства есть право на ответный ход – вплоть до расторжения договора при сохранении всех вложенных на тот момент инвестиций. Именно концессионер и рискует, и обычно авансирует концедента, то есть в некоторых случаях в отличие от принятого порядка уплаты налогов концессионер может начинать платить концеденту не после подведения итогов своей деятельности, а с самого ее начала.

Минерально-сырьевой комплекс России вызывает устойчиво высокий интерес у потенциальных инвесторов. Однако процесс привлечения как отечественного, так и иностранного капитала идет весьма медленно и не соответствует ни реальным финансовым возможностям крупнейших международных компаний и потребностям российской экономики. Потенциальные инвесторы учитывают высокий уровень геологического, технологического, экологического и политического рисков в России.

У инвесторов все еще нет твердых правовых гарантий и уверенности в стабильности инвестиционного режима. Как это ни странно звучит, в России до недавнего времени не было законодательной основы для передачи государством частному инвестору прав на пользование своей собственностью. Государство может только продавать свою собственность, что и делает в рамках программы приватизации, но не может «на равных» договариваться о временной передаче ее на тех или иных условиях. Закон о СРП – был первым, призванным ликвидировать эту несправедливость хотя бы в сфере недропользования. Но именно потому, что он был «пионерным», он вызвал массу вопросов, обус-

ловленных, как правило, нехваткой информации, незнанием мирового опыта, а часто и просто в силу сложившихся в обществе предрассудков.

Отсутствие прогресса в процессе реализации проектов на условиях СРП порождает появление разного рода версий относительно происходящих событий. Одни утверждают, что забюрократизированность системы СРП – это вообще ее отличительный родовой признак, другие подозревают инвесторов в отсутствии серьезных намерений, в том, что они ведут себя, как золотоискатели, для которых главное – застолбить участок, а дальше – «хоть трава не расти». Наконец, как всегда в России, находятся сторонники идеи всемирного заговора, которые считают, что таким нестандартным образом Запад решил блокировать разработку отечественных месторождений.

Еще одна любимая тема для критиков СРП – это проблема коррупции. О ней говорил, например, Михаил Ходорковский: «Режим СРП, создающий индивидуальные преференции отдельным инвесторам, провоцирует коррупцию в органах власти». Герман Хан из ТНК считает иначе: «Уровень коррупции зависит не от экономической модели и не от наличия нескольких режимов недропользования, а от организации процесса приобретения тех или иных активов. Есть радикальное решение. В госкомиссиях, которые определяют перечни участков под СРП, должны участвовать представители нескольких независимых нефтяных компаний. Они вполне могут обеспечить перекрестный контроль и помогут принять некоррупционные решения».

Каждое СРП готовится на условиях проектного финансирования, учет ведется обособлено и налоги платятся по «месту работы», а не по месту регистрации инвестора. Индивидуальный подход в условиях прозрачности подготовки и реализации проекта минимизирует условия для коррупции, которые значительно выше при действующем непрозрачном лицензионном режиме, когда отношения строятся во многом на условиях договоренностей, а не договора. Да еще эти договоренности пересматриваются, как минимум, каждый год. Говорить об индивидуальных преференциях вообще не приходится, поскольку по каждому проекту готовится детальное ТЭО, на основе которого определяется реальная цена права пользования тем или иным участком недр на условиях СРП. Эта «цена» может быть выше или ниже не из-за преференций, а из-за полного учета различий в качестве разных месторождений, из-за аккуратной уплаты ренты владельцу недр – государству. В любом случае, при любых недостатках точность оценки экономики проекта при СРП намного выше, чем при действующем лицензионном порядке.

Сегодня часто приходится слышать, что инвесторы не оправдывают надежд, которые на них возлагались. А государство оправдывает ожидания инвесторов? Все ли им сделано из того, что было обещано? Сначала – правила игры, а только потом может прийти инвестор с день-

гами... Конечно, можно говорить, что законы – не панацея. Мол, какой закон не прими, все равно выполняться он в полной мере не будет. Все мол об этом знают и потому средства вкладывать не спешат. Хотелось бы возразить. Тут важно соблюдение принципа «презумпции невиновности»: сначала вооружите инвестора качественными законами – «правилами игры», а затем посмотрим начнется инвестиционный бум или нет, определимся, что еще нужно будет сделать государству для активизации инвестиционной деятельности в стране.

1.2.2. Система концессионных платежей

Система расчетов концессионера с государством опирается на «три кита»: концессионную плату, взимаемую в разных формах в зависимости от имущества, которое передано во временное управление, специальный налоговый режим и механизм налоговой стабильности.

Поскольку при реализации концессионных соглашений стандартной является ситуация, когда концессионер инвестирует средства в имущество, принадлежащее государству или муниципальному образованию, то фактически в такой форме – форме концессионной платы – он по частям уплачивает положенное налоговое бремя. В этом случае государство или муниципалитет получают компенсацию части налогов в модифицированном виде – с отсрочкой и аккумулированными в собственности. Соответственно, в данном случае налоговое бремя концессионера должно быть облегчено на размер концессионной платы, то есть предусматривать освобождение от части налогов в обмен на выплату в бюджеты концессионной платы. Только в этом случае концессионер не подвергается дискриминации. В противном случае (налоги плюс концессионная плата) концессионер получал заведомо проигранную конкурентную позицию по сравнению с другими субъектами экономической деятельности. Или, другими словами, создание нормальной конкурентной среды в экономике страны невозможно без равенства компаний в отношении налогового бремени, а наличие в той или иной форме концессионной платы автоматически означает установление специального налогового режима для концессионных соглашений. При этом в соответствии с Бюджетным кодексом «в доходах бюджетов учитываются: средства, получаемые в виде арендной либо иной платы за сдачу во временное владение и пользование или во временное пользование имущества, находящегося в государственной или муниципальной собственности» (пункт 1 статьи 42). Таким образом, в концессионной плате, взимаемой в разных формах, нашло свое отражение положение Бюджетного кодекса о плате за право пользования соответствующим имуществом.

При концессионных соглашениях могут устанавливаться разные формы расплаты концессионера с концедентом – в зависимости от вида отрасли экономики или вида деятельности, так как это удобнее и лучше отражает специфику работы. Аналогичный пример, каким образом в разных ситуациях устанавливаются разные формы расчетов, – это зарплата, ее разные виды: повременная, сдельная, аккордная... Гибкие механизмы расчетов в зависимости от рыночной конъюнктуры позволяют инвестору заранее точно знать, на какие доходы он сможет рассчитывать в любой конкретной ситуации и тем самым планировать свои расходы, финансирование и возврат как заимствованных, так и собственных вложенных средств. Стабильность деятельности концессионера обеспечивается именно таким образом. Только такие механизмы расчетов могут позволить концессионеру спокойно заниматься инвестиционной деятельностью, а не вывозить капитал из страны. Только в этом случае концессионные соглашения смогут обеспечить приток частных инвестиций и тем самым – высокие темпы экономического роста.

Добавочная прибыль, формирующаяся в отраслях материального производства, связанного с использованием ограниченных и дифференцированных по качеству природных ресурсов (минеральных, земельных и т.п.) называется рентой. Поэтому рентные платежи компании платят в качестве дополнительных «налогов». Рента только маскируется «под налоги», если применяется налоговая техника ее изъятия. Являются ли «специальные» платежи нефтяных компаний налогами или рентой – вопрос не терминологический, а вполне практический. Акциз на нефть был введен в свое время как разновидность дифференциальной ренты, а потом углеводородное сырье попало в список подакцизных товаров, а сам акциз превратился в мощный и к тому же чисто фискальный инструмент. Доходы бюджета формируются из разных источников: доходы от приватизации (продажи государственной собственности) или ее аренды (например, месторождений) не являются налогами. И цена приватизируемого имущества, и цена аренды имущества зависит от соотношения спроса и предложения на рынке. Чтобы привлекать инвестиции, арендная плата должна гибко меняться, а значит и снижаться. Если рентные платежи определяются Налоговым кодексом как налоги, то их снижение всегда будет рассматриваться госорганами как налоговая льгота. Итак, либо «продналог», либо «продразверстка»... Ведь СРП – это, по сути, модернизированный продналог – частный случай концессии.

В мировой классификации все СРП принято делить на три основные модели: ливийскую, перуанскую и индонезийскую. Раздел продукции может осуществляться как после вычета затрат инвестора, так и сразу на две части – доли государства и инвестора без определения «компенсационной» нефти («прямой раздел»). Существуют две разновидности прямого раздела продукции: двухступенчатый (Перу), ког-

да принимающая страна договаривается с компанией о пропорциях раздела, учитывая, что иностранной компании еще предстоит уплатить налог на ее долю нефти, и одноступенчатый (Ливия), когда пропорции раздела устанавливаются с одновременным освобождением инофирмы от уплаты подоходного налога.

Особый налоговый режим закона «О СРП» состоит из трех основных элементов. Первый – инвестор получает долю продукции в качестве возмещения затрат (если соглашением не предусмотрена уплата роялти, которая в этом случае осуществляется в первую очередь). Второй – инвестор и государство делят продукцию, известную как «прибыльная продукция». Третий – инвестор уплачивает государству налог на прибыль из своей доли прибыльной продукции. Инвестор при этом освобожден от уплаты большинства других налогов. Раздел продукции может осуществляться как после вычета затрат инвестора, так и сразу – без определения затратной части в произведенной продукции («прямой раздел», который иногда называют еще «чистым» или «простым» разделом). При второй разновидности этих контрактов произведенная продукция делится на долю государства и долю инвестора, т.е. без определения «компенсационной нефти».

При этом нужно отметить, что появление норм Закона о «прямом разделе» при исполнении СРП само по себе несомненно свидетельствует о том, что вопреки распространенному представлению о нежелании отечественных компаний вкладывать крупные средства в сложные, рискованные инвестиционные проекты в реальном секторе экономики, нефтяные компании не просто декларируют такое желание, но и ищут для его реализации хоть какие-то правовые возможности. Хотелось бы увидеть признаки подобной заинтересованности в росте инвестиционной активности и у представителей государственных органов.

Если разработка месторождения идет в освоенном районе, где уже есть инфраструктура, инвестиции можно брать из доходов от текущей добычи. А вот если все приходится начинать с нуля, в чистом поле, нужно несколько лет только тратить деньги и потом долго их окупать. И вот в этом случае режим СРП просто незаменим: здесь и гарантии неизменности правовых условий, и возможность подобрать оптимальный режим уплаты платежей – как по срокам, так и по размеру. Особенность СРП – это умение трезво учитывать реальное состояние дел, обеспечивая гибкую реакцию на изменение рыночной конъюнктуры и в зависимости от фазы разработки отдельных месторождений.

Закон «О СРП» в своей первоначальной редакции – это комбинация американского договорного правового механизма и индонезийского механизма раздела продукции. Следовательно, принимая равными нулю те или иные переменные (роялти, государственную долю в прибыльной продукции, прибыль инвестора и налог на прибыль) мож-

но было в рамках СРП выделить четыре традиционных рентных режима (индонезийский, перуанский, ливийский и концессионный контракт типа «роялти плюс налог»). Поэтому рассуждения, что только с введением концессионного закона появляется еще один режим платежей в недропользовании опоздал, по крайней мере, на 9 лет – со времени принятия закона «О СРП» фискальные органы были вправе предлагать несколько таких режимов. Просто Минфин и Правительство России до сих пор были не готовы к проявлению фискальной гибкости при подготовке соглашений.

Еще одно распространенное заблуждение – относительно так называемого «национального режима» – термина, который уже использовался даже премьер-министром Михаилом Касьяновым для противопоставления его режиму СРП. Можно ли в принципе представить себе, что какой-то закон Российской Федерации не является частью национального режима Российской Федерации?! Хотелось бы напомнить, что принятие нового закона – это всегда изменение и дополнение действующего законодательства Российской Федерации. И такой закон сразу становится его неотъемлемой частью. Именно для того, чтобы улучшить национальный режим и был принят в свое время закон «О СРП».

Вот и директор компании «Объединенные машиностроительные заводы» (ОМЗ) Каха Бендукидзе настаивал: «Я считаю, что СРП не нужны. Если СРП не будет, будет везде действовать национальный налоговый режим – это будет честно. А если мы считаем, что национальный режим непривлекателен для инвестиций, тогда давайте его улучшать! Улучшать для всех! А делать какие-то огороженные участки – вот здесь тепличные условия, а во всех остальных у нас будет тяжелая жизнь – это несправедливо». Следовательно, вместо того, чтобы создавать нормальные условия для работы тем, у кого «тяжелая жизнь», было предложено создать невыносимые условия остальным, чтобы все было «по справедливости»...

При концессионных соглашениях могут устанавливаться разные формы расплаты концессионера с концедентом – в зависимости от вида отрасли экономики или вида деятельности, так как это удобнее и лучше отражает специфику работы. Аналогичный пример, каким образом в разных ситуациях устанавливаются разные формы расчетов, – это зарплата, ее разные виды: повременная, сдельная, аккордная... Гибкие механизмы расчетов в зависимости от рыночной конъюнктуры позволяют инвестору заранее точно знать, на какие доходы он сможет рассчитывать в любой конкретной ситуации и тем самым планировать свои расходы, финансирование и возврат как заимствованных, так и собственных вложенных средств. Только в этом случае концессионные соглашения смогут обеспечить приток частных инвестиций и тем самым – высокие темпы экономического роста (табл. 3).

Таблица 3

Налоговые особенности концессий в мире

Льгота	Развивающиеся страны				Развитые страны				Всего
	Африка	Азия	Латинская Америка	Северная Америка	Западная Европа	прочие	страны ЦИВЕ		
Число стран	23	17	12	2	20	4	25	103	
Снижение стандартной ставки налога на прибыль	18	13	12	2	16	2	20	83	
Налоговые каникулы	16	13	8	2	7	2	19	67	
Ускоренная амортизация	12	8	6	2	10	3	6	47	
Инвестиционные вычеты	4	5	9		5		3	26	
Снижение платежей социального страхования	2	1	2		5		2	12	
Снижение оборотных налогов (специальные вычеты)	14	12	6	2	9		2	45	
Освобождение от импортных пошлин	5	13	11	2	7	2	13	63	
Возмещение пошлин	10	8	10	1	6	2	12	49	

Источник: «Incentives and foreign direct investment», UNCTAD DTIC Current studies, Series A, #30, (UNCTAD/DTIC/28), UN, New York and Geneva, 1996.

1.3. ОСОБЫЙ НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ СРП

Любая налоговая система представляет собой набор универсальных платежей инвестора вне зависимости от условий его работы (например, применительно к нефти и газу, геологические условия залегания, размеры резервуара, мощность пластов, их пористость, проницаемость, дебиты скважин и т.п.). Следовательно, в одно и то же время по независимым от них причинам одни инвесторы будут получать сверхприбыль, а другие – будут бороться за предоставление им налоговых льгот, при наличии которых их проекты становятся рентабельными. Таким образом, при любой налоговой системе, государство изначально отсекает часть проектов, разработка которых является нерентабельной без налоговых льгот, и получает меньше, чем могло бы, налоговых поступлений от проектов, оказавшихся в сравнительно благоприятных природных условиях (географических, экономических, геологических, обусловленных конъюнктурой рынка сырья и т.п.). Рентные платежи – а именно к таковым относятся арендные платежи в рамках СРП – позволяют учитывать индивидуальные условия каждого месторождения полезных ископаемых. Именно в рамках СРП изъятие природной ренты происходит наиболее аккуратным образом.

В последнее время много разговоров было о «несправедливости» СРП. «Создавая неравенство условий работы между российскими и зарубежными компаниями, СРП не приносит какого-либо оправданного экономического эффекта», – считал президент НК «Сибнефть» Евгений Швидлер. Аналогичной позиции придерживался и глава компании «ЮКОС» Михаил Ходорковский: «Любая схема без равных условий для всех участников рынка является заведомо криминальной, и СРП здесь не исключение». Что касается, «равных условий для всех участников рынка», то давайте определимся с терминами. Получить право пользования недрами на условиях СРП в принципе могут все: обращайтесь в Правительство, иди в Думу, подписывай соглашение с государством и... за дело. Условия «доступа к СРП» определены законом. В чем же неравенство?

«Равные условия» – это право любой компании на равные конкурентные позиции и, как следствие, равный предпринимательский до-

ход. Если от природы какой-то компании достались худшие условия, то она и платить за это должна меньше. Именно СРП обеспечивает такую гибкость подхода к каждому месторождению. Не надо путать понятия «равные права» и «одинаковые условия». Что вы выберете: право носить удобный костюм по размеру или обязанность носить костюм, одинакового со всеми размера, вне зависимости от того, что природа создала одних маленькими, а других – огромными?

Можно «в лоб» посчитать рентабельность нескольких проектов на сахалинском шельфе (табл. 4 и 5) И сразу выяснится, что ни о каком изначальном равенстве и речи не идет.

Итого разрыв в уровне рентабельности по семи сахалинским проектам почти в 7 раз. Вот такой разброс. А ведь мы выбрали один регион. Можно представить каков был бы разброс в доходности месторождений, если взять всю территорию страны. И чего стоят на этом фоне все рассуждения о доходности «в среднем», о сравнении режима СРП на основе трех СРП, с одной стороны, и всех лицензий в стране, с другой. Если предложить «средние» условия, например, для проекта «Сахалин-5», то впору будет говорить о том, что налоговая нагрузка при СРП чудовищна. А если для блока Аяшский «Сахалин-3» – можно убеждать всех, что СРП – это льготный режим. Поэтому благодаря механизму раздела продукции можно аккуратно собирать природную ренту, не ущемляя интересы инвестора, но и надежно защищая фискальные права государства.

Кроме того, приведенные выше высказывания олигархов игнорируют еще и разный механизм учета – пообъектный и корпоративный. При сравнении налоговых отчислений от СРП и нефтяных компаний, работающих при обычном налоговом режиме, нужно иметь в виду и то, что на условиях раздела продукции учет по проекту ведется обо-особенно от всех других операций компании и налоги платятся «с проекта». В то же время в рамках отдельной компании доходы от добычи на одном месторождении так или иначе перебрасываются на разработку других объектов. Поэтому и расчеты при СРП – прозрачные, а при лицензиях – нет. Поэтому когда наш самый колоритный олигарх Каха Бендукидзе утверждает, что «мы же никак не можем проверить их бухгалтерию – компании находятся за пределами России», это – лишнее свидетельство, что он просто не знает, как устроен механизм СРП, не знает, что действует, закрепленный в законе «О СРП» принцип «налоговой ограды» («ринг фэнс») – и бухгалтерия, которую ведет оператор соглашения делает все финансовые операции предельно прозрачными... По крайней мере, по сравнению с проектами на лицензионных условиях. И никаких трансфертов, никаких серых схем вывода капитала за границу. Может быть именно это и не устраивает некоторые компании? Те, которые – несмотря ни на какие призывы – никак не хотят «выйти из тени».

Таблица 4

Основные характеристики проектов СРП

Проект	Прогнозные извлекаемые запасы		Начало промышлен ной добычи	Максимальный годовой уровень добычи		Доход государства, \$ млрд.	Прибыль инвестора, \$ млрд.
	нефть, млн. т	газ, млрд. куб. м		нефть, млн. т	газ, млрд. куб. м		
Сахалин-1	340	420	2005 г.	6,0	11,0	19,4	18,8
Сахалин-2	140	408	1999 г.	7,9	16,4	26,0	28,0
Сахалин-3, блок Киринский	453		2006 г.	24,4		19,7	11,9
Сахалин-3, блок Восточно-Одоптинский	70	30	2010 г.	6,0	0,9	4,2	2,9
Сахалин-3, блок Аяшский	97	37	2010 г.	9,1	1,0	4,5	2,4
Сахалин-4, блоки Астраханский и Шмидтовский		89			4,3	0,7	0,8
Сахалин-5	600	600	2010 г.	35,5	34,2	33,2	35,4

Таблица 5

Рентабельность проектов на условиях СРП

Проект	Валовый доход, \$ млрд	Суммарные затраты, \$ млрд	Рентабель- ность, %
Сахалин-1	62,9	24,7	154,6
Сахалин-2	51,0	28,0	121,6
Сахалин-3, блок Кири- нский	65,3	33,7	93,7
Сахалин-3, блок Восточ- но-Одоптинский	23,0	15,9	44,7
Сахалин-3, блок Аяшский	28,1	21,2	32,5
Сахалин-4, блоки Астра- ханский и Шмидтовский	4,0	2,5	60,0
Сахалин-5	102,0	33,2	207,2

Поскольку инвестиционный проект в рамках СРП оценивается на условиях проектного финансирования, действительно ключевым условием для инвестора становится не наличие льгот, а обеспечение стабильности экономических условий контрактов. Рентные платежи дают возможность государству получить с инвестора оптимальную цену за предоставление ему своих минерально-сырьевых ресурсов во временное пользование. Этого возможно добиться через сближение позиций сторон путем переговоров – на основе гражданско-правовых отношений. При инвестиционных соглашениях средства частных инвесторов могут привлекаться только на условиях таких соглашений и в противном случае никаких проектов вообще не было бы. А значит не было бы доходов и налогов от них. Следовательно, нужно все время помнить, что привлекаются дополнительные средства, которые обеспечивают получение дополнительных доходов.

Речь идет о вполне стандартной процедуре заключения соглашений, при которой в процессе переговоров стороны договариваются о «цене» уступки прав пользования участками земли, недра и т.п., т.е. такой арендной платы, по которой государство было бы готово передать инвестору право пользования, а инвестор был согласен это право приобрести. При сохранении нынешней системы налогов во многих случаях и делить-то нечего... При СРП государство собирает дополнительные платежи, когда все хорошо, и автоматически ослабляет налоговый пресс, когда ценовая конъюнктура плохая. А сейчас уже четыре года продолжается время высоких нефтяных цен. И делиться своими сверхдоходами с государством – себя наказывать. Поэтому высокие нефтяные цены на мировом рынке автоматически рекрутируют противников СРП из числа компаний, минимизирующих свое налоговое бремя.

Мотив «льгот» постоянно звучит и из уст противников, и от сторонников закона о СРП. Сторонники говорят, что без льгот инвестора

«заманить» никак не удастся и льготы – это неизбежность начального периода такого «завлечения». Вот окрепнем, разбогатеем и начнем «закручивать гайки», выбивая из инвестора все более выгодные условия контрактов. Логика противников заключается в том, что особый режим СРП означает неравенство разных предпринимательских групп, деление их на привилегированные и второсортные, которые тонут под тяжестью налогов... Парадоксально, но факт: в нынешней ситуации в России интересы инвестора заключаются именно в том, чтобы не иметь никаких льгот. Весь предшествующий опыт реформы показал, что льготы одинаково легко даются и отбираются. Причем в самый неподходящий момент.

Нет у инвесторов, работающих на условиях СРП, и возможности уходить от налогообложения, используя различные, как правило, вполне легальные, методы «оптимизации налогообложения», такие как использование оффшорных зон типа Чукотки, Байконура или Мордовии, или фиктивного привлечения к трудовой деятельности инвалидов для снижения налоговых выплат. ЮКОС, ЛУКОЙЛ, Сибнефть и другие компании широко пользуются подобными методами, а менеджеры Сибнефти прямо заявляли, что использование всех законных способов минимизации налогов является их прямой обязанностью.

Однако, фискальные ведомства упорно путают слова «освобождение» и «замена». В результате делают просто анекдотические заявления. Так, например, ГТК во всех ежегодных отчетах о СРП для Думы приводит данные о том, сколько уже набежало налоговых льгот (по таможенной пошлине, НДС и акцизам) для инвесторов при импортно-экспортных операциях. Очевидно, что таких льгот вовсе не будет, если бы реализация проектов была заморожена, и наоборот, на завершающей фазе любого, даже идеального с точки зрения эффективности СРП накопленные освобождения будут максимальными. Вот так и складывается сказка о «преференционном режиме СРП»...

Специфика крупных нефтегазовых проектов такова, что в стартовый период 7–10 лет сам инвестор действительно в основном тратит средства, а не получает доходов (или получает крохи) и поэтому начинает выплату большинства платежей, предусмотренных соглашением с государством, позднее. Когда речь идет о трех действующих в России СРП, то они как раз находятся на этом стартовом периоде. Поэтому в структуре платежей инвесторов государству до недавнего времени были перечислены разве что бонусы подписания да отчисления в фонды развития субъектов Российской Федерации, но долгое время отсутствовали основные – роялти, прибыльная продукция, налог на прибыль. Пока инвестор только тратит деньги, государство получает главным образом косвенные эффекты – новые рабочие места, налоги подрядчиков и т.п. (см., пример с проектом «Сахалин-2»: *рис. 1–5*).



Рис. 1. Динамика капитальных и эксплуатационных затрат

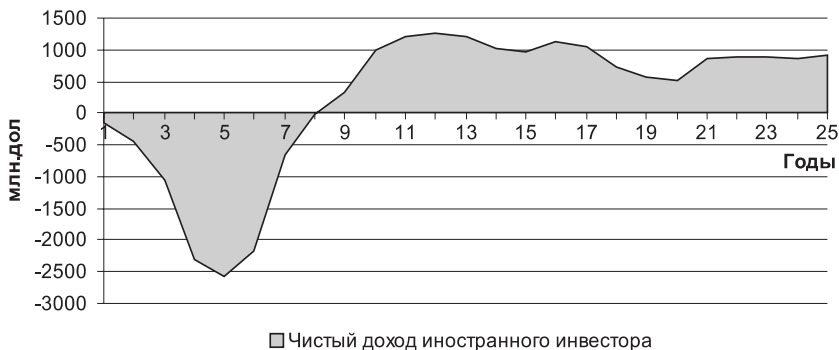


Рис. 2. Динамика денежного потока

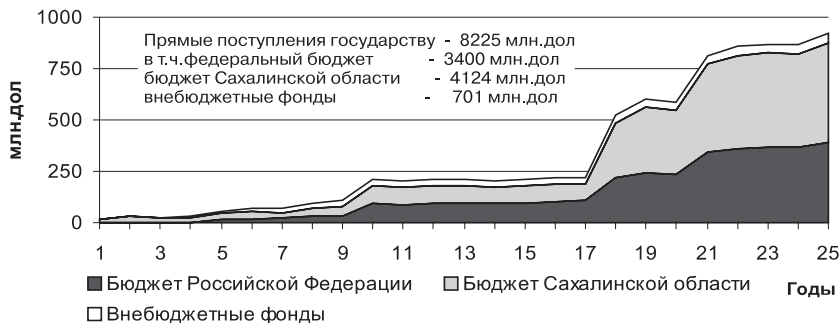


Рис. 3. Динамика прямых бюджетных поступлений

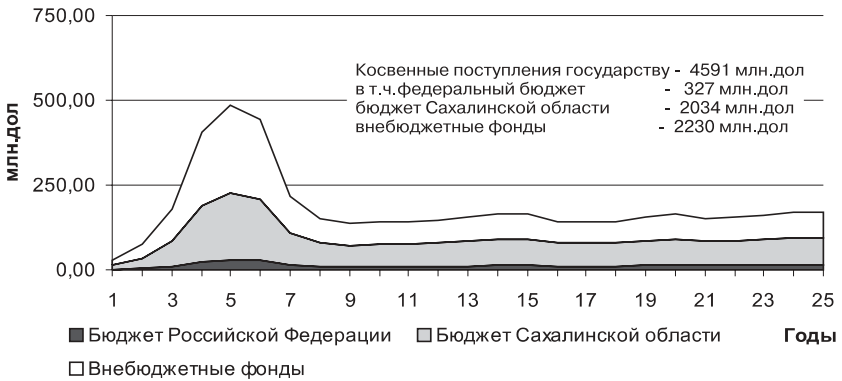


Рис. 4. Динамика косвенных бюджетных поступлений

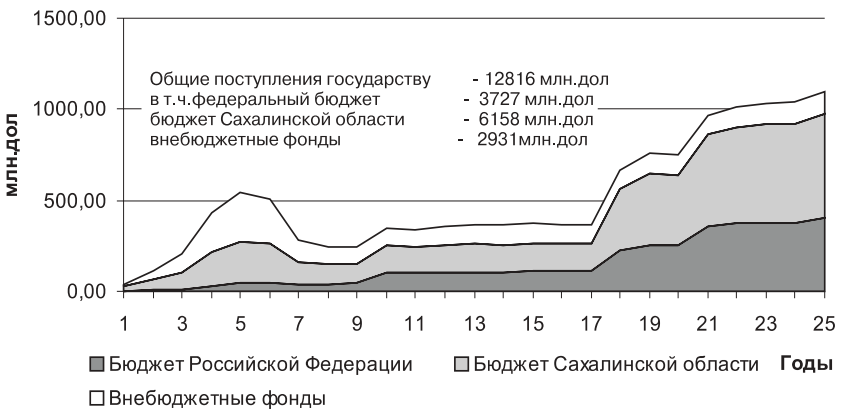


Рис. 5. Динамика прямых и косвенных бюджетных поступлений

В Минэнерго еще в 2000 г. была подготовлена аналитическая работа «Экономические эффекты от реализации проектов: «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Харьягинский». В частности, было показано, что выгоды для России носят многофакторный характер и не состоят только и исключительно в отчислениях нефтяных компаний – инвесторов по соглашениям. На модельном уровне была обоснована следующая оценка: с каждого доллара, вложенного инвестором с согласия государства, Россия получает порядка 67 центов. Если учитывать этот мультипликативный эффект прямых инвестиций, то по действующим соглашениям государственную казну уже пополнили (незаметно для многих

«заинтересованных» глаз) как минимум 1,5 млрд. долл. Если сделать вид, что никаких косвенных эффектов нет, то 10 лет можно более или менее убедительно говорить о том, что с СРП «первый блин вышел комом». И только тогда, когда проект выйдет на уровень окупаемости, вырастет его накопленная доходность, инвестор и государство начнут «снимать урожай».

Утверждения Минфина о том, что сегодня налоговая система в ТЭК соответствует международным стандартам – либо пропаганда, либо заблуждение. Нигде в мире нет недифференцированного подхода к оценке разных месторождений. Поэтому национальный налоговый режим в России – уникален и никак не соответствует мировым стандартам. Потому и иностранцы отказываются работать на нынешних условиях и уже 8 лет ждут достойного законодательства о СРП. По всему миру они работают совсем по другим «международным стандартам». В доказательство соответствия национального налогового режима России «международным стандартам» приводилась прогрессивная шкала налогообложения: если цена барреля нефти составляет \$12,5, нефтяные компании платят 27,3% налогов от выручки. Но если цена превышает \$22,5 за баррель, то с каждого полученного доллара нефтяники платят 66,5% налогов. А если цена превышает \$30, то свыше 70%. Это, мол, в принципе соответствует норвежской и канадской налоговым системам. Однако происходит подмена двух понятий: рост налогового бремени по мере роста цен и доходов на отдельном месторождении и сравнительное налогообложение разных месторождений с совершенно разными горно-геологическими условиями, расположением и т.п.

Конечно, и инвестор, и государство хотели бы получать доходы пораньше. Не корысти ради, конечно. Однако специфика СРП в том и состоит, что стороны договариваются потерпеть, отложить до поры дележ доходов, а сначала обеспечить возврат вложенных инвестором средств. И тем самым – саму возможность реализации подобных капиталоемких проектов. Без которых никаких доходов быть не может. Поэтому утверждения, что «налогообложение в проектах в три-четыре раза ниже, чем при национальном режиме разработки месторождений» построены на песке – они опираются на некие гипотетические расчеты возможных поступлений в бюджет по аналогии с действующим режимом. Да вот только не видно охотников всерьез рисковать своими деньгами на условиях этого самого «действующего режима». Инвестиции в разработку некоторых месторождений растут такими темпами, что разработка месторождений может растянуться на сотни лет.

При реализации соглашений действуют объективные факторы (геологические, рыночные и др.). Поэтому даже снижение доходов инвестора и соответствующее сокращение платежей государству далеко не всегда свидетельствует о неэффективном государственном регулировании или тем более об ущемлении интересов государства. Если в тот

или иной период меньше, чем прогнозировалось, оказалось запасов минерального сырья или цена на него, то и инвестиционная деятельность неизбежно будет скорректирована. Важно осознать, что если задерживается реализация проектов – государство вообще не получает ни копейки. Страшнее не столько продешевить, сколько остаться «собойкой на сене».

Напомним, что компании-инвесторы сахалинских СРП не имеют право на налоговые льготы – не то, что их коллеги, которые работают на условиях лицензий. Российские нефтяные компании платят с прибыли 24%, но некоторые, как известно, еще меньше: Сибнефть – порядка 10%, а ЮКОС – 12–13%. Только под занавес своей последней сессии, уже уходя на выборы, Дума проголосовала за прекращение действия региональной льготы по налогу на прибыль для инвесторов с 1 января 2004 г. Как показала практика, эта льгота не привлекла большого количества инвесторов, зато позволила крупным компаниям минимизировать налоговые платежи. По данным Минфина, в первой половине 2003 г. три региона, имеющие репутацию внутренних офшоров, – Мордовия, Калмыкия и Чукотка – предоставили льгот более чем на 29 млрд. руб., в то время как остальные – примерно на 100 млн. руб. Пока одни компании пользовались офшорами, другие – вообще не показывали прибыль: по данным Мирового банка, в России почти половина предприятий являются убыточными.

По сравнению с инвесторами СРП контраст получается разительный – те платят государству налог на прибыль со своей доли прибыльной продукции в размере 32–35%, как и договорились при заключении СРП, после возмещения затрат – долю государства в прибыльной продукции, плюс в виде роялти с каждой добытой тонны нефти 6% («Сахалин-2») и 8% («Сахалин-1»), а сверх того еще ренталс – за аренду территории соглашения, бонусы – при подписании и начале добычи, отчисления в фонд развития Сахалина... «На круг» выходит, что если бы все наши компании столько же платили в бюджет, то многие социально-экономические проблемы в нашей стране были бы давно решены.

ГЛАВА 2

МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВАЯ БАЗА ТЭК РОССИИ

После распада СССР добыча нефти в нашей стране сократилась в два раза с 559 млн. т в 1987г. до 301 млн. т в 1996г. Рост добычи этого вида сырья в нашей стране начался лишь с 1998 года, когда было добыто 303 млн. т (в том же году лидер мировой добычи – Саудовская Аравия добыла 443 млн. т). В конце 2003 года Международное энергетическое агентство зафиксировало, что нефтедобыча в России (8,5 млн. барр./сут.) опередила на 0,03 миллиона баррелей в сутки производство нефти в Саудовской Аравии, которая добывала в октябре 8,47 миллиона баррелей в сутки. Выход на первое место в мире по добыче нефти вряд ли можно назвать случайным или временным явлением – это событие подтверждает право России на ведущие роли в международном нефтяном сообществе.

Как считают некоторые эксперты, в ближайшие 2–3 года добыча нефти в России может вырасти до 9 миллионов баррелей в сутки, поскольку эффективность производства в этой отрасли за последние два года резко возросла, показателем чего стало значительное снижение себестоимости добычи. Согласно отчетам нефтяных компаний за 2002 год, операционные затраты на один баррель добытой нефти по четырем ведущим российским компаниям составили в среднем 2,25 доллара США, или 16,45 доллара за одну тонну. Прогресс осязаемый, если учесть, что в первой половине 1990-х годов себестоимость добычи нефти в среднем доходила до 60 долларов за тонну. Даже в 2000 году эта цифра составляла более 20 долларов за тонну.

На рубеже XXI века произошла смена приоритетов на мировом рынке нефти, в результате которой Россия рассматривается ныне как один из важнейших элементов устойчивого долгосрочного энергоснабжения ведущих стран мира – она начала обходить по инвестиционной привлекательности другие нефтяные державы. Дело в том, что запасы нефти и газа стран, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), неуклонно падают. И не только в традиционных странах – экспортёрах углеводородного сырья. Истощаются доказанные запасы нефти в Северном море вследствие усложнения условий добычи углеводородов, которая смещается в глубоководные

районы, и резко возрастает их себестоимость. Все это происходит в условиях, когда, по прогнозам Еврокомиссии, потребность в нефти европейских стран в ближайшие 20 лет должна возрасти на 40 процентов.

В 2003 году стало очевидным изменение позиций стран ОЭСР и США по отношению к сырьевым ресурсам России. В перечне Геологической службы США Россия занимает первое место среди стран, наиболее перспективных для добычи нефти и газа. Саудовская Аравия занимает второе место, Иран – третье, Туркменистан – десятое, Казахстан – одиннадцатое. Изменилась и оценка доказанных запасов нефти в России. На протяжении последних 30 лет западные источники оценивали доказанные извлекаемые запасы нефти в России в 6–7 млрд. тонн. В 2003 году эта оценка возросла до 20 млрд. тонн.

2.1. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ТЭК РОССИИ

Основы минерально-сырьевого комплекса (МСБ) России были заложены и сформировались, главным образом, до начала 90-х годов. После распада СССР в условиях осуществляемого реформирования экономики и резкого ограничения потока средств, направляемых на его воспроизводство, параметры МСБ в качественных и количественных показателях в целом ухудшились. Значительная часть разведанных запасов нефти и газа бывшего СССР осталась на территории Казахстана, Узбекистана и Туркмении. Разведанные ресурсы хрома (более 90% МСБ СССР по этому виду сырья) остались в Казахстане, основные разведанные месторождения марганца – в Грузии и на Украине, где так же находятся и основные разрабатываемые россыпи титанового сырья – ильменита и циркона.

Тем не менее, МСБ по-прежнему остается наиболее важной составляющей экономики России. **На долю Российской Федерации**, которая занимает первое место в мире по добыче газа и возглавляет совместно с США и Саудовской Аравией список нефтедобывающих государств, по данным, которые привел в октябре 2002г. на первом российско-американском энергетическом саммите в Хьюстоне Министр энергетики России И.Х. Юсуфов, **приходится 35% разведанных мировых запасов природного газа, 12% разведанных запасов нефти и 16% мировых запасов угля.**

В сфере недропользования сосредоточено около 40% фондов промышленных предприятий и 13% балансовой стоимости основных фондов российской экономики.

Добывающие и геологоразведочные предприятия и организации обеспечивают не менее четверти ВВП, около половины объема экспорта страны⁵.

⁵ Аналитическая записка о состоянии и ходе разработки «Основ государственной политики РФ в области минерального сырья и недропользования». Постоянная рабочая группа президиума Государственного Совета РФ по вопросам государственной политики в области минерального сырья и недропользования. – М., 2002.

В общем объеме российского экспорта доля ТЭК составляла в 2001 году 54,1% (в том числе сырая нефть – 24,1%)⁶.

Развитие мировой и российской энергетики в XX веке базировалось вначале на ресурсах угольной, а затем, – нефтяной и газовой промышленности. К 1970 г., по данным А.М. Мастепанова⁷ (2002), доля нефти достигла 60% мирового потребления топливно-энергетических ресурсов, а доля угля снизилась за 20 лет в два раза (с 50% в 1950г. до 25% в 1970г.).

В последние десятилетия прошлого века в общемировом энергетическом балансе, не смотря на интенсивное развитие газовой промышленности, по данным BP Statistical Review (2002), по-прежнему фиксируется ведущее место нефти (38,5%) при примерно равных долях в этом «энергетическом пироге» природного газа (23,7%) и угля (24,7%).

В энергетическом балансе Российской Федерации нефть занимает скромную пятую часть при превалировании газа (50%). Сохранение этой сложившейся пропорции в использовании основных видов сырьевых топливно-энергетических ресурсов (при устойчивой роли в ТЭК атомной энергетики) позволяет без ущерба для отечественных потребителей наращивать объемы экспорта нефти и нефтепродуктов. Этому во многом содействует наблюдаемый последние годы значительный рост добычи нефти.

Нефтяная промышленность России добыла в 2001 году 348,1 млн. т нефти, что на 24 млн. тонн больше, чем в 2000 году и практически заполнила часть сырьевой ниши ОПЕК, которая в этот период сократила поставки нефти на 41 млн. тонн (Рогинский, 2002), и Великобритании, которая на рубеже веков миновала пик добычи, сократив ее в 2001 году на 8 млн. тонн, что создает благоприятные условия для наращивания российского экспорта.

В 2002 г. добыча нефти в России возросла до 379,6 млн. тонн, что позволило увеличить объем экспорта нефти до 186,4 млн. тонн (на 17,5%). В 2003 г. добыча нефти в стране ожидается на уровне 415 млн. тонн.

Перспектива наращивания российского экспорта нефти потенциально расширяет возможность ввода в освоение ресурсов шельфа омывающих Россию морей. Необходимость ввода в разработку крупных и уникальных морских нефтяных месторождений, с одной стороны, определяется значительным ухудшением качества традицион-

⁶ Топливо-энергетический комплекс России. Статистический сборник. М., Госкомстат России, 2002, с. 16.

⁷ Мастепанов А.М. Топливо-энергетический комплекс страны: состояние и перспективы // На пути к устойчивому развитию России. – М.: Изд.дом «Ноосфера», 2002. – С. 295-316.

ной сырьевой базы суши, а, с другой стороны, – дефицитом мощностей трубопроводного транспорта.

Морская доставка нефти на экспортные рынки не только увеличивает транспортные возможности нефтедобычи, но и позволяет значительно упростить процедуру поставки добываемого сырья на внешние рынки. По данным А.А. Кудряшова (2001), экспортируемая из России нефть пересекает до 18 границ транзитных государств и доля транспортных затрат в структуре ее конечной цены достигает величины от 17 до 21%. Поэтому, морская отгрузка нефти с месторождений шельфа и прибрежных участков является одним из экономически приемлемых способов наращивания экспорта.

2.1.1. Качество разведанных запасов нефти Российской Федерации

Государственным балансом запасов полезных ископаемых в Российской Федерации на начало 2002 г. учтено 2419 месторождений, содержащих запасы нефти, при этом доля распределенного фонда недр составляет почти 92% от общих запасов нефти промышленных категорий ($A+B+C_1$) и 75% – предварительно оцененных (кат. C_2). **Из общего количества выявленных месторождений по величине запасов категории $A+B+C_1+C_2$, 9 уникальных (запасы более 300 млн.т) 75 крупных, 186 средних и 2149 мелких.**

Промышленная нефтеносность установлена на территории 40 субъектов Российской Федерации, в шести федеральных округах: Северо-Западном, Южном, Приволжском, Уральском, Сибирском и Дальневосточном, а также на шельфе Каспийского, Баренцева, Карского и Охотского морей. Почти 66% извлекаемых запасов нефти промышленных категорий сосредоточены в Уральском округе, 17,3% – в Поволжском, 7,9% – в Северо-Западном, 4,4% – в Сибирском, 1,5% – в Дальневосточном, 1,4% – в Южном и 1,4% – на шельфе Российской Федерации.

Из субъектов Российской Федерации на первом месте по добыче и запасам находится ХМАО – 50,8%, далее ЯНАО – 14,8% и Республика Татарстан – 5,4%.

В нефтяной промышленности России, на фоне отсутствия открытий уникальных и крупных месторождений и общего снижения приростов запасов нефти, а также в связи с выработкой наиболее доступных и высокопродуктивных месторождений наблюдается ухудшение качественного состояния сырьевой базы, которая по содержанию серы и плотности представляет собой весьма пёструю картину (рис. 6 и 7) и занимает определённое место среди основных типов нефти регионов мира (рис. 8).

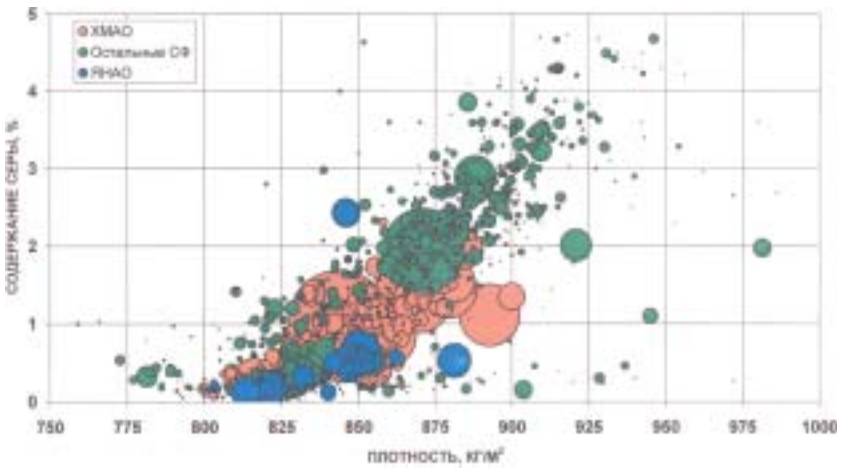
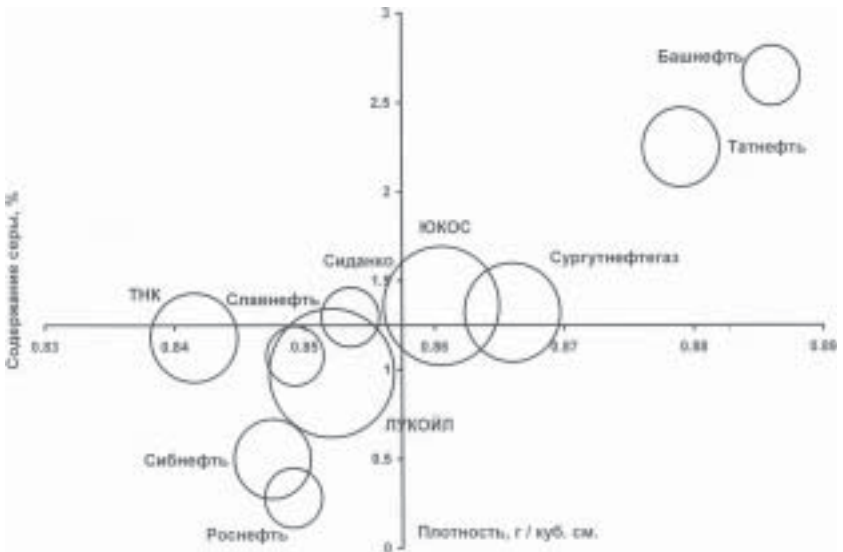


Рис. 6. Качество добываемых нефтей месторождений России (по данным М.Н. Григорьева, ГКЦ «Гекон»)



Примечание: Размер условных знаков пропорционален объемам добычи

Рис. 7. Основные параметры качества нефтей, добытых российскими компаниями в 2001 году (по данным М.Н. Григорьева, ГКЦ «Гекон»)

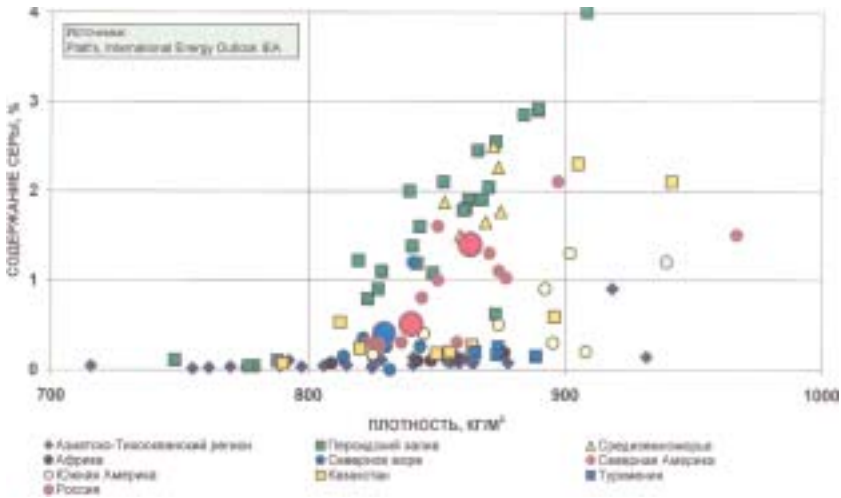


Рис. 8. Основные типы нефтей регионов мира (по данным М.Н. Григорьева, ГКЦ «Гекон»)

В целом для территории страны характерно преобладание легкой нефти с плотностью до $0,87 \text{ г/см}^3$. Основные запасы легкой нефти сосредоточены в Волго-Уральской области, Западной Сибири, на Северном Кавказе. Запасы нефти с плотностью $0,87\text{--}0,90 \text{ г/см}^3$ находятся в основном в Волго-Уральской области, Западной Сибири, на европейском Севере страны.

Запасы тяжелой нефти с плотностью более $0,90 \text{ г/см}^3$ в общем балансе запасов страны занимают 14%. Они сосредоточены преимущественно в Волго-Уральской области, Западной Сибири, Республике Коми, Ненецком автономном округе, Краснодарском крае и Сахалинской области.

Промышленные запасы бессернистой и малосернистой нефти (содержание серы менее $0,5\%$) в общем балансе запасов нефти России составляют примерно одну треть. Месторождения бессернистой и малосернистой нефти расположены на Северном Кавказе, Сахалине, в Западной и Восточной Сибири, Архангельской области. Сернистые и высокосернистые нефти характерны для Волго-Уральской провинции, Прикаспия, они известны в Западной Сибири, на Севере европейской части страны. Основные запасы высокосернистой нефти сосредоточены в Поволжском федеральном округе, из которых 39,32% в Республике Татарстан.

В подгазовых залежах заключено примерно пятая часть промышленных запасов нефти (категории А+В+С₁). Значительное их

количество находится в Уральском федеральном округе, Северо-Западном экономическом районе и Якутии.

Свыше 38,7% запасов нефти заключено в низкоэффективных коллекторах с проницаемостью менее 0,05 мкм². Значительное количество этих запасов выявлено в Западно – Сибирской (44,3%) и Волго – Уральской (22,6%) нефтегазоносных провинциях, Архангельской области и Республике Коми (15,1%).

Извлекаемые запасы высоковязких нефтей (более 30 мПа.с) составляют порядка 10%. Они имеются в том числе в Северо-Западном, Южном, Приволжском и Уральском округах.

Структура разведанных запасов нефти наиболее значительно изменилась за последние 10–15 лет. Это обусловлено опережающей выработкой наиболее крупных и высокопродуктивных месторождений, снижением начальных дебитов нефти (продуктивности залежей) и возрастанием доли запасов, сложных для освоения.

С 1991 по 2001 г. запасы нефти крупных месторождений, обеспечивающих свыше 64% годовой добычи нефти в России, сократились на 22% в результате интенсивной добычи и частичного списания балансовых запасов. Большая группа базовых нефтяных месторождений Урало-Поволжья (Ромашкинское, Арланское, Новоелховское, Мухановское) и Западной Сибири (Самотлорское, Федоровское, Мамонтовское) вступила в период поздней стадии разработки и падения добычи из-за высокой выработанности начальных запасов на 60% и более. Одновременно с ростом выработанности растет обводненность продукции, которая на трети месторождений достигла уровня 50–75% и более.

Продуктивность запасов нефтяных месторождений, зависящая от геологических свойств продуктивных пластов и состояния разработки месторождений, имеет многолетнюю тенденцию устойчивого сокращения с 27,6 т/сут. на скважину в 1980 г. до 7,4 т/сут. на скважину в 1998 году.

Для сравнения можно указать, что продуктивность запасов в ведущих нефтедобывающих странах значительно более высокая, чем в

Таблица 6

Дебиты нефтяных скважин в России, т/сут.-скв.

Годы	Всего	Категории скважин	
		старые	новые
1980	27,6	27,0	40,5
1985	18,5	18,0	28,4
1990	11,6	11,3	17,4
1995	7,5	7,5	12,0
1998	7,4	н.св.	17,8

России, и составляет от 170 до 620 т/сут. на скважину в странах Ближнего Востока, около 130 т/сут. в Ливии и Нигерии, 27 т/сут. в Венесуэле и т.д. При такой производительности скважин себестоимость добычи нефти в странах Ближнего Востока не превышает 15 долл./т, а в России колеблется от 45 до 75 долл./т и выше.

Даже разработка ряда крупных слабо освоенных месторождений Западной Сибири (Приобское, Русское, Салымское, Красноленинское и др.), Тимано-Печорской провинции (Ярегское, многие месторождения Варандей-Адзвинской зоны) и других регионов России не сулит высокой эффективности, так как эти месторождения либо содержат тяжелую и вязкую нефть, извлечение которой требует специальных технологий разработки, либо характеризуются сложными коллекторами и очень невыдержанными дебитами, либо расположены на больших глубинах и в районах со сложными природно-климатическими условиями и неразвитой инфраструктурой.

Наблюдаемая дифференциация экономической эффективности добычи нефти усложняется наличием двух уровней цен реализации нефти – внутреннего и мирового, значительно отличающихся друг от друга. Такую ситуацию еще больше усложняют большие различия в уровнях производственных затрат по отдельным месторождениям и предприятиям. Эти затраты занимают широкий диапазон от большого количества забалансовых запасов, которые не могут рентабельно добываться даже при самых высоких современных ценах, до вполне приемлемых запасов, издержки эксплуатации которых позволяют прибыльно реализовать нефть даже по внутренним ценам. Последние, правда, составляют сравнительно меньшую часть имеющихся запасов. Максимум объема запасов в последние годы все более сдвигается в сторону их высокозатратной части. Следует принимать во внимание, что на переменный характер производственных затрат влияет не только природа, но и человеческая деятельность – новые технологии и менеджмент.

С учетом высказанных соображений запасы нефти, по А.А. Арбатову (2000), можно разделить на шесть групп. Следует оговориться, что эти группы никоим образом не соответствуют официальным категориям запасов, используемым Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых. Для последних определяющими признаками являются степень разведанности и достоверность. Для выделяемых здесь групп таковыми являются величина издержек и доля потенциальной ренты в цене реализации. Каждая группа относится не ко всей ресурсной базе страны, а дает интегральную оценку по указанным параметрам запасам, находящимся в распоряжении самостоятельного производителя и реализующего продукцию экономического субъекта (компании, независимого предприятия и т.д.). В связи с меняющимися ценами и издержками провести численные

границы между группами невозможно, поэтому А.А. Арбатов обозначил их с помощью неравенств.

I группа – высокоэффективные запасы с низкими издержками и высокой долей ренты – эффективны при внутреннем потреблении и, тем более, на мировом рынке. Естественно, что во втором случае реализуется существенно большая часть потенциальной ренты. Запасы этой группы должны отвечать следующему неравенству:

$$C < P_d,$$

где: C – полные издержки на единицу запасов при поставке на внутренний рынок;

P_d – внутренняя цена единицы запасов.

II группа – запасы неустойчивой эффективности, т.е. могут быть эффективны при их частичной реализации внутри страны и за рубежом (части определяются в зависимости от соотношения внутренней и мировой цены). Рентная составляющая невелика и зависит от условий реализации. Их характеристика может быть выражена следующим образом:

где: e – количество нефти, реализуемой на экспорт;

d – количество нефти, реализуемой внутри страны;

P_e – экспортная цена единицы запасов.

Естественно, что при полной реализации запасов этой группы на экспорт экономическая эффективность и реализованная рента будут максимальными.

III группа – запасы низкой эффективности, при эксплуатации которых затраты окупаются только при полной реализации продукции на мировом рынке по средним многолетним мировым ценам:

$$P_d < C < P_e.$$

IV группа – запасы чрезвычайно низкой эффективности, окупающиеся и дающие прибыль только при всплесках мировых цен:

$$P_d < C; P_{e \min} < C < P_{e \max}.$$

V группа – запасы маргинальной эффективности, реализация которых позволяет только покрыть производственные затраты без получения прибыли и возможности инвестирования. Их эксплуатация целесообразна только в социальных целях, а также при

благоприятном местоположении по отношению к внутреннему потребителю.

$$P_d J C = P_e.$$

VI группа – забалансовые запасы, извлечение которых при современных условиях не окупается:

$$C > P_e$$

При таком распределении запасов, имеющихся у государства целей и интересов, достигаемых с помощью нефти, определенных обязательств у компаний и предприятий перед государством, собственных целей и интересов компаний и предприятий возникает непростая задача добиться максимально эффективного использования добываемой нефти при соблюдении баланса интересов.

Ресурсы шельфа. Российская Федерация занимает одно из ведущих мест в мировой нефтедобывающей индустрии – в ее недрах сосредоточено порядка 12% мировых запасов нефти (Акимов, 2002).

Значительные ресурсы углеводородного сырья сконцентрированы на континентальном шельфе России, площадь которого, по оценкам специалистов, составляет 3,9 млн. кв. км. Средняя плотность начальных извлекаемых ресурсов нефти и газа российского шельфа определена на уровне 20–25 тыс. т/кв. км (Акимов, 2002). В целом недра морей России занимающие шестую часть мирового шельфа, по прогнозам, содержат 109 млрд. т углеводородного сырья.

При наличии развитой нефтедобывающей инфраструктуры на суше, где на эксплуатируемых месторождениях сосредоточено 77% всех разведанных запасов нефти России, развитие морских промыслов долгие годы не выходило за пределы проектных проработок.

Первая нефть с месторождений шельфа Охотского моря была получена ОАО «НК «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» 7 августа 1998 г. в результате проходки уникальной наклонно-горизонтальной скважины, заложенной на побережье острова Сахалин.

Нефть морского месторождения Восточного Одопту (северный купол) была получена компанией «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» из скважины глубиной 5589 м (правильнее сказать – длинной, т.к. проходка этого наклонно-горизонтального ствола проведена в интервале глубин от поверхности земли до 1619 м с фактическим отходом ствола от вертикали на 4781 метр).

Первый в истории освоения недр шельфа миллион тонн нефти был добыт во второй половине 1999 г. на морском комплексе неф-

тедобычи «Витязь». К началу 2003 г. на шельфе Сахалина добыто более 5 млн. т нефти.

Для сравнения отметим, что, по данным компании «Лукойл», общая оценка извлекаемых ресурсов российского сектора шельфа Каспийского моря составляет (Новиков, 2002) – 4,5 млрд. т у т, в т.ч. нефти -1,06 млрд. тонн, газа – 3,07 млрд. куб. м, конденсата 240 млн. тонн.

2.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА РОССИИ

22 мая 2003 г. Правительство России одобрило Энергетическую Стратегию Российской Федерации на перспективу до 2020 года. В принципе, это третья (начиная с 1995 г.) попытка определения долгосрочные перспективы развития ТЭК страны (рис. 9).

Новая стратегия Правительства Российской Федерации в области энергетики создавалась в период неуклонного роста нефтедобычи, в период когда экспорт нефти и газа, как никогда раньше, стал финансовым «локомотивом» экономики. Этому в немалой степени содействовали относительно высокие цены на нефть в 2002–2003 гг.

За последние годы, по мнению специалистов и экспертов, произошли серьёзные изменения в политике крупнейших нефтяных компаний,

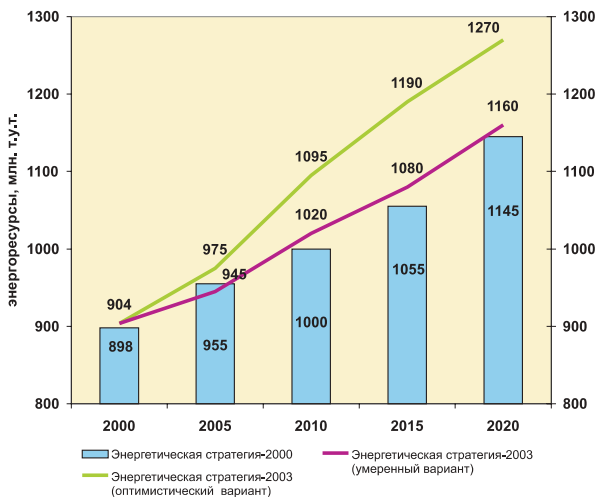


Рис. 9. Прогноз внутреннего потребления первичных энергоресурсов в Российской Федерации (Нефтегазовая вертикаль, №9-10, 2003. – С. 6)

которая в целом поддерживается Правительством Российской Федерации. Важнейшими из них являются:

- наблюдаемая тенденция укрупнения ВИНК, что в целом соответствует мировой тенденции, примерами которой в недалёком прошлом стали поглощение компанией «Еххон» компании «Mobil» и компанией «Chevron» компании «Техасо». На этом фоне создание гиганта «ЮкосСибнефть», видимо не последний пример внутривидовой конгломерации;
- создание условий для консолидации нефтяного бизнеса в России, организационно обеспеченное и оплаченное компанией «Юкос». Имеется ввиду принятие закона о налоге на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и состоявшаяся диверсия против законодательства по СРП, которые направлены против среднего и малого бизнеса. Компании, владеющие единичными лицензиями на разработку не самых лучших месторождений в условиях «плоского» одномерного НДПИ неизбежно принуждены к решению о продаже бизнеса или его ликвидации;
- позиция государства, получающего устойчивые экономические и политические преимущества от находящихся в его руках системы магистральных трубопроводов, систем энергообеспечения, железной дороги и механизмов регулирования экспортной политики всё в большей степени ориентируется на наращивание экспортного потенциала страны;
- вышеуказанная тенденция совпадает по своему вектору со стремлением ВИНК выйти в сфере нефтепереработки за пределы национальной территории. Приобретение или строительство НПЗ за рубежом и переработка на них собственного сырья обеспечивает значительно более весомый эффект, чем реконструкция или сооружение НПЗ внутри страны;

В соответствии с новой Энергетической Программой ожидается, что внутреннее потребление топливно-энергетических ресурсов с 2000 по 2010 г.г. возрастёт на 13–21% и на 27–40% к 2020 году. Предполагается, что доля природного газа в энергопотреблении снизится к 2010 г. с 50 до 48% и до 45–46% в 2020 году.

Наиболее активный рост экспорта планируется в период до 2010 года (с 548 до 728–796 млн. т.у.т. или на 33–45%). В следующее десятилетие он может увеличиться на 3–7%.

Целесообразно кратко рассмотреть показатели намечаемого роста производства и потребления по основным видам углеводородного сырья и топлива.

Нефть. Предполагается, что в три ближайших года добыча нефти в России превысит уровень 2002 года (379,6 млн. т) на 11–18% (рис. 10).

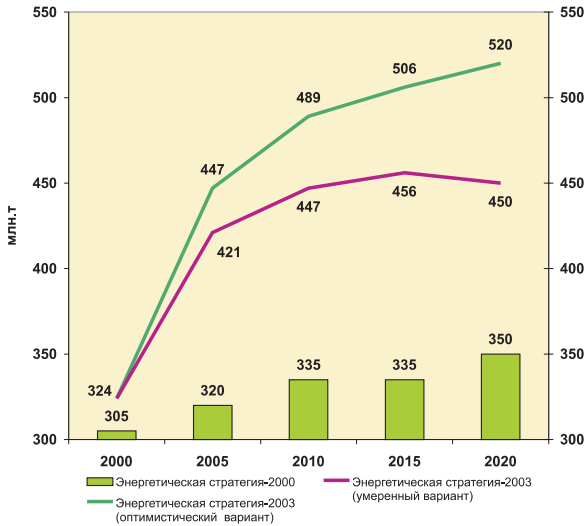


Рис. 10. Прогноз добычи нефти и конденсата в Российской Федерации (Нефтегазовая вертикаль, №9-10, 2003. – С. 6)

В 2003 г. она составит по предварительным данным порядка 415 млн. т. После 2010 г., когда производство нефти и конденсата в оптимистичном варианте достигнет 489 млн.т. ожидается плавное снижение темпов прироста добычи до 506 млн.т. в 2015 г. и 520 млн. т. в 2020 г. В умеренном варианте она будет в 2020 г. на 70 млн.т. меньше.

Объём нефтепереработки за три ближайших года увеличится (по сравнению с показателем 2002 г.) на 12% (рис. 11). В последующие 15 лет в умеренном варианте он сохранится на уровне, обеспечивающем внутреннее потребление – 190 млн. т. в год, а в оптимистическом варианте достигнет показателя в 215 млн. т. в год (возрастёт, в целом, на 13,2% по сравнению с 2005 годом). Глубина переработки должна составить 75% в 2010 г. и 80–85% в 2020 г. Предполагается, что к концу этого периода производство мазута сократится почти на 40%.

Экспорт нефти и нефтепродуктов (рис. 12) в умеренном варианте намечается на уровне 302 (2010) – 306 (2020) млн. т и до 351 млн. т в 2020г. по оптимистическому варианту.

В табл. 7 и 8 приводятся данные об объемах экспорта по направлениям (странам) в целом и для ВИНК.

Природный газ. Темпы прироста добычи природного газа на ближайšie три года запланированы на относительно невысоком уровне 1,8–2,4%, что в целом обеспечивается надежной сырьевой базой (рис. 13),

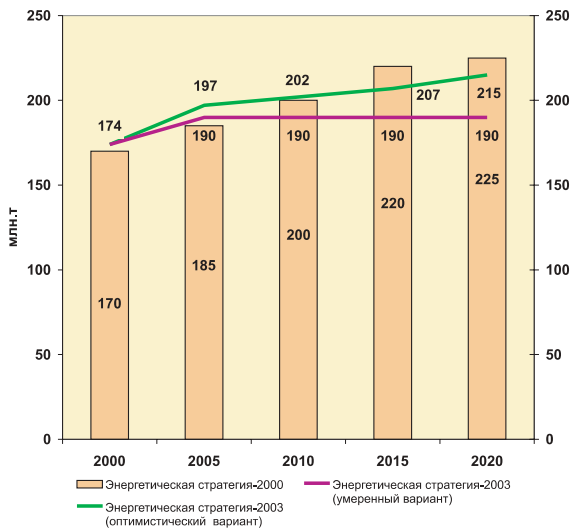


Рис. 11. Прогноз объемов нефтепереработки в Российской Федерации (Нефтегазовая вертикаль, №9-10, 2003. – С. 6)

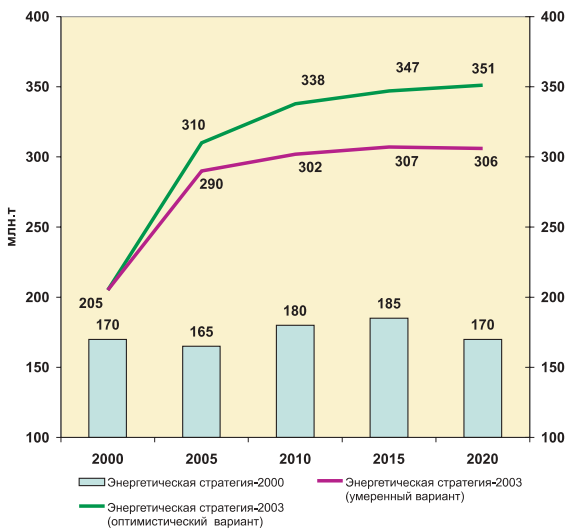


Рис. 12. Прогноз экспорта нефти и нефтепродуктов в Российской Федерации (Нефтегазовая вертикаль, №9-10, 2003. – С. 6)

Таблица 7

Экспорт нефти российскими ВИНК в 2002 г. по направлениям

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
			Лукойл	Юкос	СургутНГ	ТНК	Сибнефть	Татнефть	Сиданко	Славнефть	Роснефть	Башнефть
1			3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Экспорт, всего	Объем, млн. т		29,6	35,2	25,8	24,7	11,1	13,1	7,8	7,9	7,6	4,1
	Сумма, \$ млн.		4567	5665	3887	3780	1791	1804	1246	1150	1223	643
	Цена реализации, \$/т		154,1	160,7	150,9	153,1	161,1	137,7	159,9	145,4	160,0	155,2
Западная Европа	Объем, млн. т		3,94	16,73	15,89	7,14	7,02	5,24	4,78	4,62	4,94	3,31
	Сумма, \$ млн.		627,4	2733	2580	1175	1150	838,8	794,6	716,0	807,8	517,4
	Цена реализации, \$/т		159,2	163,3	162,4	164,5	163,9	159,9	166,2	155,0	163,5	156,4
Восточная Европа	% в общем экспорте компании		13,3	47,5	61,7	28,9	63,1	40,0	61,3	58,4	64,6	79,8
	Объем, млн. т		6,0	8,47	3,99	3,6	2,34	2,29	1,53	0,8	0,16	0,37
	Сумма, \$ млн.		993,2	1380	658,1	565,7	390,9	364,2	237,5	135,7	29,9	64,9
АТР	Цена реализации, \$/т		165,3	162,8	164,9	157,2	167,1	158,8	155,1	169,5	186,2	176,9
	% в общем экспорте компании		20,2	24,0	15,5	14,6	21,0	17,5	19,6	10,1	2,1	8,6
	Объем, млн. т		0,12	1,56	0	0,14	0,29	0	0	0	0	1,27
АТР	Сумма, \$ млн.		20,6	288,9	0	22,9	49,7	0	0	0	191,2	0
	Цена реализации, \$/т		177,8	184,7	0	164,1	172,0	0	0	0	150,8	0
	% в общем экспорте компании		0,4	4,4	0	0,6	2,6	0	0	0	16,6	0

Продолжение табл. 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
США	Объем, млн. т	0,38	0,99	0,14	0,1	0	0	0,13	0	0,39	0,08
	Сумма, \$ млн.	61,5	152,7	22,7	18,9	0	0	21,9	0	65,2	10,0
	Цена реализации, \$/т	160,0	153,7	162,0	187,6	0	0	169,0	0	168,7	126,0
	% в общем экспорте компании	1,3	2,8	0,5	0,4	0	0	1,7	0	5,0	1,9
СНГ	Объем, млн. т	4,89	2,25	5,6	6,85	0,89	5,16	0,76	2,06	0,6	0,19
	Сумма, \$ млн.	550,9	233,4	601,8	790,7	99,3	546,0	95,3	216,0	74,6	17,8
	Цена реализации, \$/т	112,8	103,8	107,5	115,5	110,9	105,9	125,1	104,9	124,1	93,3
	% в общем экспорте компании	18,5	6,3	21,7	27,7	8,1	39,4	9,7	26,0	7,9	4,6
Страны Балтии	Объем, млн. т	1,32	3,92	0	4,92	0	0	0	0	0,002	0
	Сумма, \$ млн.	212,8	667,0	0	868,4	0	0	0	0	0,4	0
	Цена реализации, \$/т	161,0	170,2	0	176,5	0	0	0	0	183,6	0
	% в общем экспорте компании	4,5	11,1	0	19,9	0	0	0	0	0,03	0
Прочие	Объем, млн. т	12,97	1,32	0,14	1,94	0,58	0,4	0,59	0,43	0,39	0,2
	Сумма, \$ млн.	2101	209,7	24,2	338,6	101,3	54,8	96,8	82,8	65,2	33,1
	Цена реализации, \$/т	161,9	159,2	170,5	174,8	175,9	135,3	163,9	191,5	168,7	165,8
	% в общем экспорте компании	43,8	3,7	0,5	7,8	5,2	3,1	7,6	5,5	5,0	4,8

Таблица 8

Экспорт нефти из России в 2002г. по странам Европы

	млн. т	\$ млн.	\$/т	\$/брл.
Восточная Европа				
Польша	15,13	2421,32	160,06	21,93
Словакия	5,33	866,43	162,65	22,28
Венгрия	4,61	753,68	163,59	22,41
Чехия	3,48	563,22	161,74	22,16
Румыния	2,52	428,84	170,30	23,33
Хорватия	1,70	287,08	169,27	23,19
Болгария	0,47	79,30	169,57	23,23
Югославия	0,22	35,81	162,71	22,29
Босния и Герцеговина	0,09	11,61	128,96	17,97
Итого	33,54	5447,30	162,43	22,25
Западная Европа				
Германия	20,62	3290,58	159,59	21,86
Италия	19,50	3168,44	162,44	22,25
Нидерланды	15,68	2498,70	159,38	21,83
Франция	4,92	830,18	168,73	23,11
Финляндия	3,78	616,70	163,26	22,36
Испания	3,61	620,48	172,03	23,57
Кипр	3,50	558,27	159,73	21,88
Швейцария	2,56	391,31	152,80	20,93
Швеция	2,19	352,88	160,93	22,05
Дания	1,64	197,47	120,49	16,51
Великобритания	1,47	241,81	164,20	22,49
Греция	1,18	180,40	152,92	20,95
Бельгия	0,48	80,49	167,03	22,88
Португалия	0,28	45,13	161,77	22,16
Норвегия	0,07	10,85	152,29	20,86
Ирландия	0,01	0,61	119,97	16,43
Итого	81,48	13084,29	160,58	22,00

которая значительно превышает разведанные запасы других стран (рис. 14). В дальнейшем намечено их увеличить на 5–9% (в 2005–2010 гг.) и до 7–10% – за последующие десять лет. В оптимистическом варианте Энергетической Стратегии добыча природного газа в 2020 г. должна составить 730 млрд. куб. м (рис. 15), а экспорт газа 236–245 млрд. куб. м (рис. 16).

Полагаем, что темпы прироста добычи газа во многом зависят от того, насколько в экономическом и организационном плане окажутся приемлемыми условия доступа к магистральным трубопроводам для независимых производителей. Анализ распределения сырьевой базы (рис. 17) убедительно свидетельствует о том, что независимые производители могут

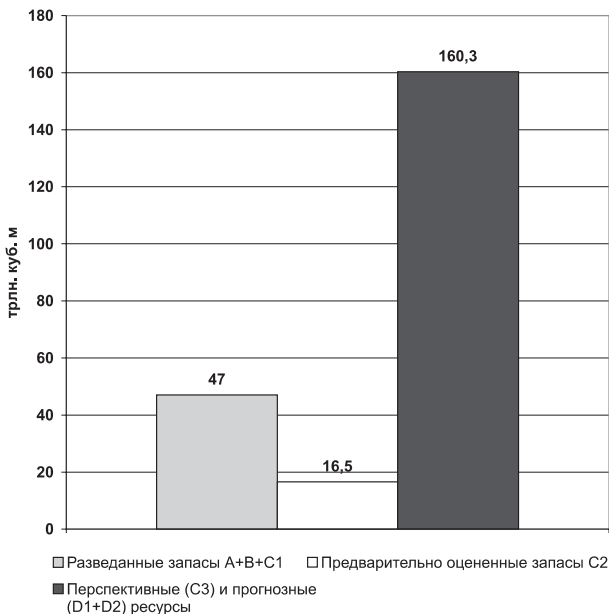


Рис. 13. Ресурсная база природного газа Российской Федерации

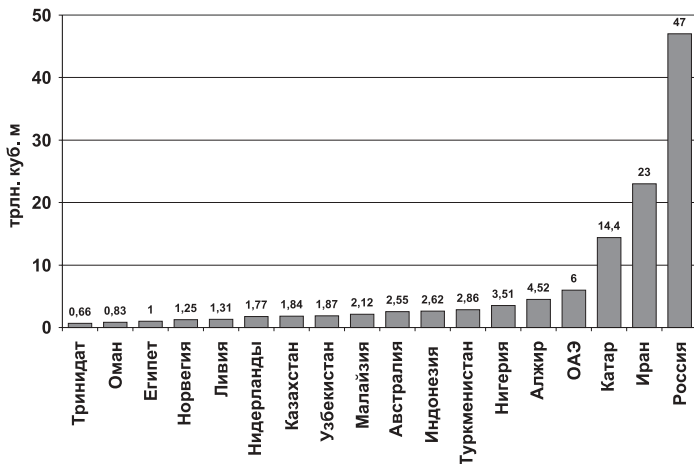


Рис. 14. Запасы основных экспортеров газа в Европу на начало 2002 года (Нефтегазовая вертикаль, №9-10, 2003. – С. 6)

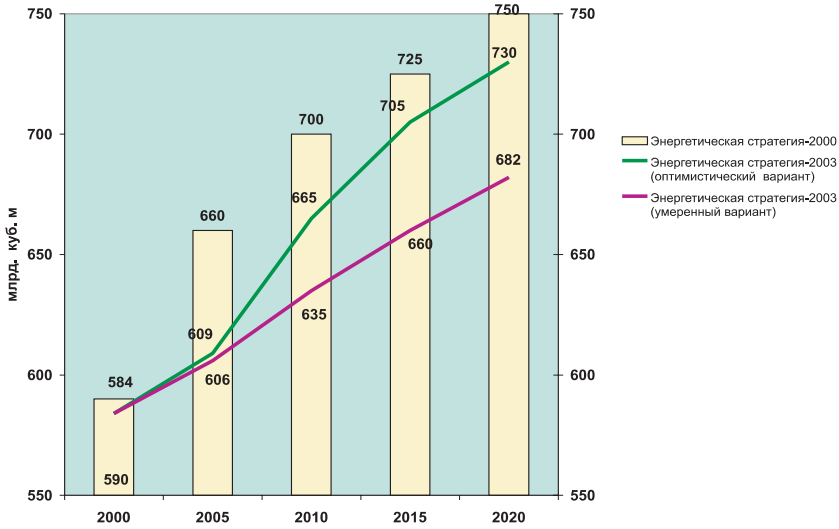


Рис. 15. Прогноз добычи природного и попутного газа в Российской Федерации (Нефтегазовая вертикаль, №9-10, 2003. – С. 6)

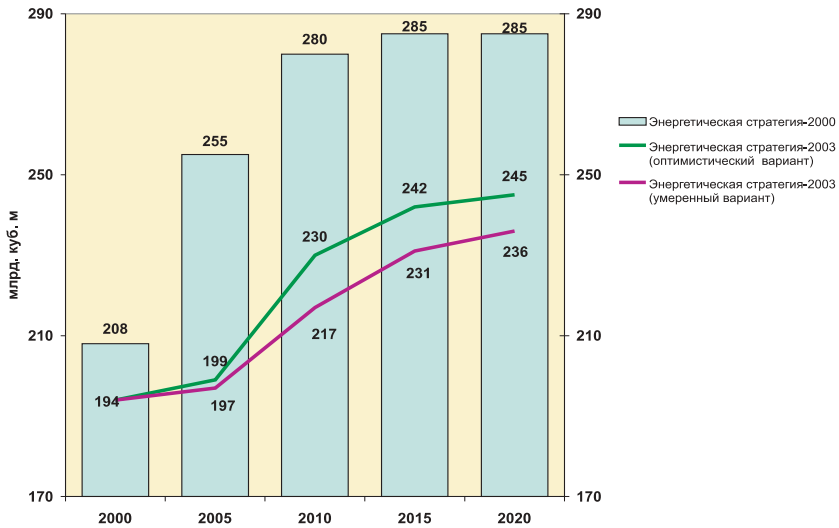


Рис. 16. Прогноз экспорта природного газа в Российской Федерации (Нефтегазовая вертикаль, №9-10, 2003. – С. 6)

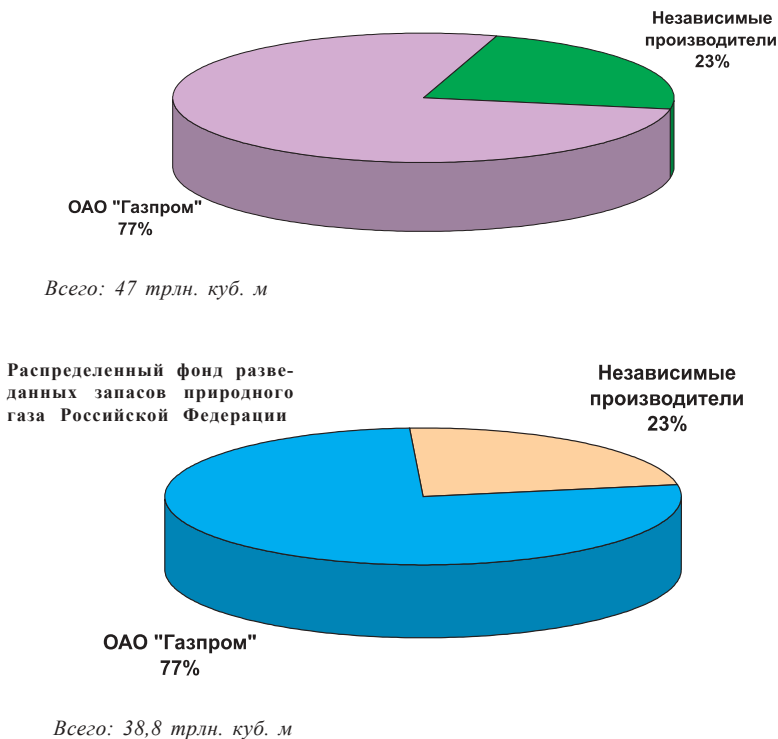


Рис. 17. Разведанные запасы природного газа Российской Федерации

обеспечить и более крупный объём добычи газа. Так, например, компания «Роснефть», которая в 2002 г. добыла 6,4 млрд. куб. м. природного газа и в запланированном на 2020 г. варианте намечает увеличить добычу в 7–8 раз. Аналогичные амбициозные планы строят и другие компании. На пути такого варианта развития событий – монополизм компании «Газпром» и нежелание (или неумение) государства стимулировать деятельность независимых производителей природного газа.

В соответствии с принятой стратегией доля независимых производителей природного газа должна вырасти с 12% (2002 г.) до 18% в 2010 г. и до 25% в 2020 году. В числе наиболее крупных месторождений, намеченных для эксплуатации компанией «Роснефть», разрабатываемое совместно с ОАО «Газпром» Штокмановское газоконденсатное месторождение на шельфе Баренцева моря (до 67,5 млрд. куб. м в год), а также осваиваемое только компанией «Роснефть» – Харампурское нефтегазоконденсатное месторождение (до 12 млрд. куб. м в год сеноманского и попутного нефтяного газа).

Вторым крупным районом добычи газа наряду с Западной Сибирью должны стать Восточная Сибирь и Дальний Восток, где в разработку будут вовлечены крупные запасы Ковыктинского газоконденсатного месторождения в Иркутской области, Чаяндинское газоконденсатное месторождение в Республике Саха (Якутия), нефтегазоконденсатные месторождения Красноярского края, а также месторождения шельфа Охотского моря. К 2020 году в регионе к востоку от реки Енисей добыча природного газа может составить 100–120 млрд. куб. м в год.

Развитие этих работ во многом сдерживается из-за затянувшегося решения вопроса о доступе независимых производителей к системе магистральных газопроводов в Западной Сибири, слаборазвитой инфраструктуры транспортировки газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Необходимо решить вопрос о повышении цен на газ для внутреннего потребления с 23 долларов США за 1000 куб. м (2002 г.) до 40 (2006 г.) и 59–64 долларов США за 1000 куб. м в 2010 году.

Внешняя торговля. На *рис. 18* показан экспорт нефти российскими ВИНК в 2002 г. по основным направлениям (регионам) и объем экспорта в конкретные страны Европы (*рис. 19*).

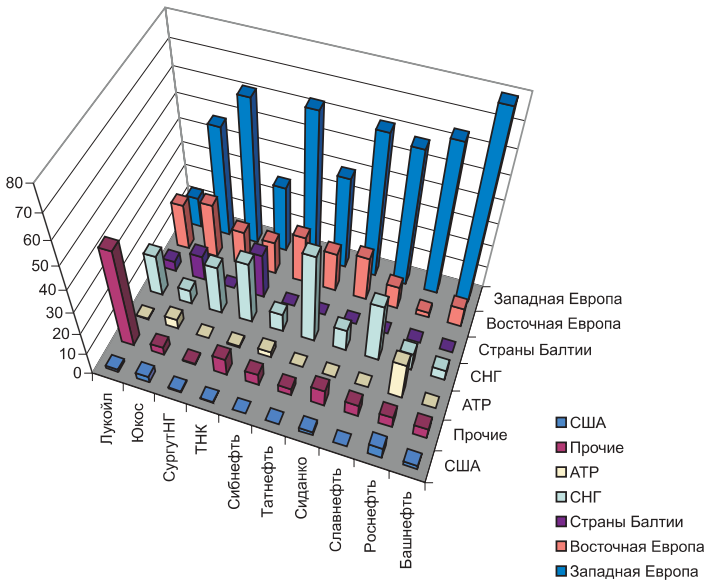


Рис. 18. Экспорт нефти российскими ВИНК в 2002г. по направлениям, % в общем экспорте компании

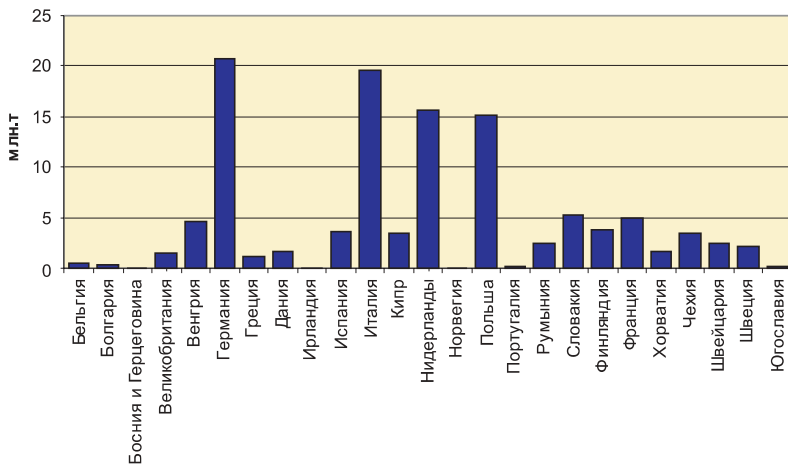


Рис. 19. Экспорт нефти из России в 2002г. по странам Европы

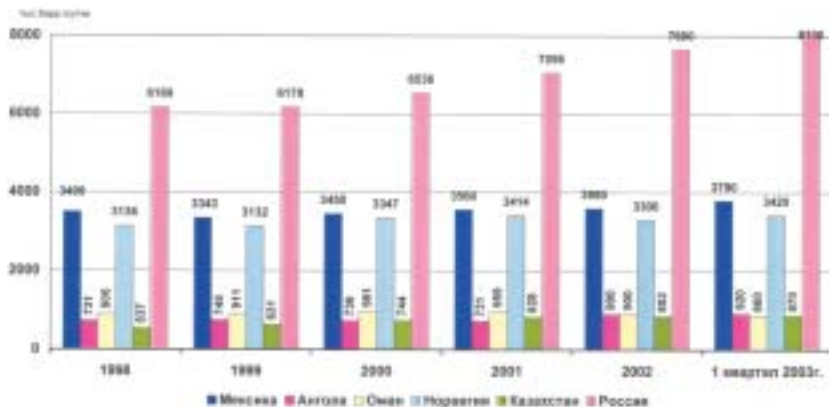


Рис. 20. Добыча нефти крупнейшими независимыми экспортёрами в 1998–2003 гг. (МЭА Courtesy EIA)

Экспорт энергоносителей в новой Энергетической Стратегии по-прежнему остаётся одним из основных источников поступления финансовых ресурсов для экономики страны. Более того, в отличие от провозглашённых ранее принципов консервации экспорта нефти на уровне 170–180 млн. т. в год, новая стратегия предусматривает более амбициозные цели – доведение к 2005 г. экспортных поставок нефти до 290–310 млн. т. в год

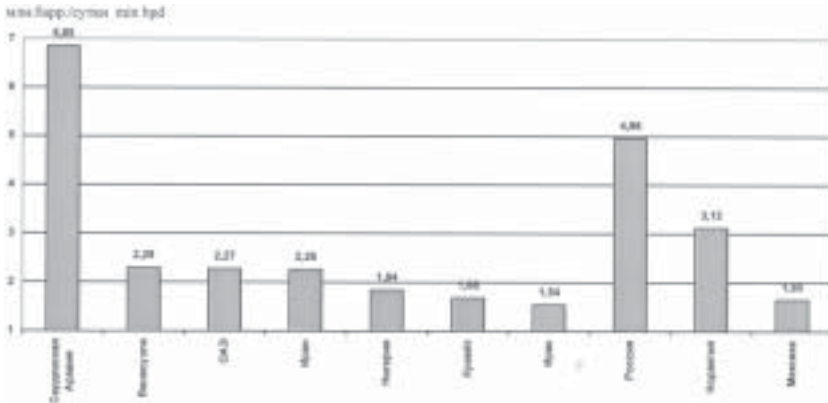


Рис. 21. 10 стран, ведущих мировых экспортёров нефти в 2002 г. (Министерство нефти и энергетики Норвегии)

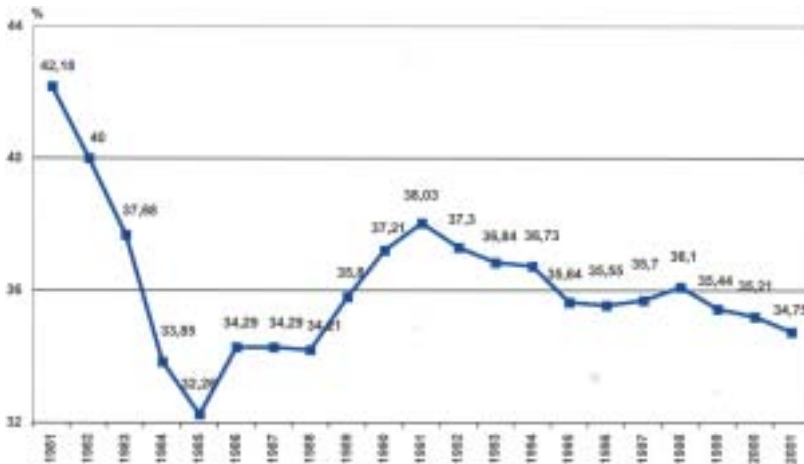


Рис. 22. Доля ОПЕК в мировом экспорте нефти с 1981 по 2002 гг.

(рис. 12). В общем плане это соответствует исповедуемой ныне идеи об удвоении темпов роста национальной экономики. Источников такого прироста производства призваны послужить, как это было и ранее средства от продажи углеводородного сырья – нефти и природного газа. В приложении к последнему новая стратегия даже в оптимистическом своём варианте предполагает рост экспорта природного газа в 2010 г. до

230 млрд. куб. м., в 2015 г. – до 242 и в 2020 г. – до 245 млрд. куб. м. (рис. 16), что в целом ниже планируемых ранее рубежей (выхода на «полку» в 280–285 млрд. куб. м.). При этом Россия обладает наиболее крупными (среди других основных экспортеров газа в Европу) запасами (рис. 14).

На наш взгляд, перспективные рубежи развития ТЭК, намеченные государством с ориентиром на экспорт и внутренний спрос на нефть и газ, не реалистичны, так как не предусматривают необходимого стимулирования геологоразведочных работ, выхода в новые не освоенные районы, открытие новых крупных и уникальных месторождений. Недальновидная ликвидация налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы неизбежно наложит свои ограничения на устремлённую вверх кривую роста добычи нефти и газа.

В перспективе предусматривается развитие и укрепление системы экспортных нефтепроводов в следующих основных направлениях:

Северо-Западном (с доведением пропускной способности БТС до 50 млн. т. в год на Балтику и строительством новой магистрали в направлении на Кольский полуостров, где намечается сооружение перевалочного комплекса мощностью до 120 млн. т. в год). В планах осуществляемой компанией «Роснефть» долгосрочной программы развития, предусматривается создание мощностей, обеспечивающих экспорт продукции «Северной нефти» (через Котлас – Архангельск) и, начиная с 2005 г., морской транспортировки нефти Приразломного нефтяного месторождения в Печорском море;

Каспийско-Черноморско-Средиземноморском (увеличение мощностей по транспортировке нефти по маршруту Атырау – Самара до 25–30 млн. т в год и вывод КТК на проектную мощность в 67 млн. т, а также наращивание мощностей терминалов в Новороссийске и Туапсе до 59 млн. т в год);

Центрально-Европейском (предусматривается объединение трубопроводных систем «Дружба» и «Адрия» с выходом на глубоководный Хорватский порт Омишаль и интеграция трубопроводных систем Центральной и Восточной Европы);

Восточно-Сибирском (строительство нефтепровода производительностью до 80 млн.т. в направлении Ангарск – Находка с ответвлением на китайское направление до Дацина);

Дальневосточном (развитие в дополнение к существующей схеме Сахалин – Комсомольск-на-Амуре экспортной нефтепроводной структуры проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2»).

В перспективе серьёзное позитивное воздействие на развитие системы экспортных нефтепроводов может оказать строительство частных трубопроводов и создание в монопольной системе «Транснефть» банков качества нефти.

Общее представление о направлениях и объемах экспорта нефти позволяют получить рис. 18–19.

2.3. ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ФОРМИРУЮЩИЕ ДОХОДЫ ОТ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Разведанные запасы и бурение. В 2002 г. прирост запасов нефти составил 68% от добычи и снизился на 11,3% по сравнению с 2001 г. Прирост запасов в 2002 г. превысил добычу только у Юкоса (табл. 10).

Таблица 9

Добыча нефти с газовым конденсатом, млн. т

Компания	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Изменение к 2001 г., %
ЛУКОЙЛ	53,5	51,0	53,4	53,7	53,4	77,7*	78,3*	78,2*	99,87
ЮКОС	36,1	35,3	35,6	34,1	44,5	49,5**	58,1**	69,89	120,29
Сургут-нефтегаз	33,3	33,3	33,9	35,2	37,6	40,6	44,0	49,21	111,84
ТНК	22,6	21,3	20,9	19,7	19,6	37,6	34,1***	37,5	109,97
Сибнефть	20,4	18,6	18,2	17,3	16,3	17,2	20,6	26,33	127,82
Татнефть	25,0	24,8	24,5	24,5	24,1	24,3	24,6	24,61	100,0
Роснефть	12,5	12,7	13,0	12,6	12,5	13,1	14,9	16,11	108,12
Славнефть	13,2	12,9	12,3	11,8	11,9	12,3	14,9	16,23	108,93
СИДАНКО	22,9	20,8	20,3	19,9	9,2	12,9	15,6	16,26	104,23
Башнефть	17,7	16,3	15,4	12,9	12,3	11,9	11,6	11,97	103,19
Итого по ВИНК	257,2	247	247,5	241,7	241,4	297,1	312,4	343,6	109,99
Итого по России	298,46	292,92	296,86	293,93	305,0	323,3	348,1	379,63	109,06

Источник: РИА «РосБизнесКонсалтинг», ИнфоТЭК, ООО «РН-Перспектива».

* с учетом «КомитЭК и СП,

** с учетом ВНК и ВСНК,

*** без учета «Оренбургнефть»

Прирост запасов нефти, млн. т

Компании	Прирост запасов		Добыча в 2002 г.	Соотношение прироста запасов к добыче, +, -
	2001 г.	2002 г.		
ЛУКОЙЛ	84,1	42,2	75,49	-33,29
ЮКОС	24,0	106,0	69,89	+36,11
Сургутнефтегаз	15,0	30,0	49,21	-19,21
Роснефть	11,3	5,7	16,11	-10,41
Всего по России	293,0	260,0	348,1	-88,1

Источник: Reuters

Тенденция отставания прироста запасов нефти от добычи во многом определяется ныне отменой налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы и связанным с этим снижением финансирования геологоразведочных работ. Снижение объемов разведочного бурения в 2002г. по сравнению с 2001 г. в целом по России составило 40%, по ВИНК – 37,8% (табл. 11).

В целом по России объем эксплуатационного бурения в 2002 г. также снизился с 10,4 млн. т до 7,3 млн. т или на 30%.

Эксплуатационный фонд скважин России оценивается (на конец 2002 г.) в 154,3 тыс. скважин (табл. 12). Из них на долю десяти ВИНК приходится 147,9 тыс. скважин или 95,8%. Из общего фонда 36,1 тыс. скважин простаивает 23%. У отдельных компаний доля простаивающих скважин (к их общему фонду) составляет до 51,3% («Сибнефть»), 41,2% («ТНК»), 34,4% («Юкос»). На этом фоне намного благополучнее положение в компаниях «Роснефть» и «Татнефть», где простаивает соответственно 7,2 и 12,4% скважин общего фонда.

Целесообразно сравнить средние дебиты эксплуатируемых скважин, которые активно свидетельствуют о продуктивности месторождений, эксплуатируемых компаниями. В компании «Роснефть» средние дебиты – 5,5 т/сут., в «Татнефть» – 3,6, «Башнефть» – 2,2, «Юкос» – 16,3 т/сут.

В табл. 13 показана динамика ввода в эксплуатацию новых скважин, количество которых в 2002г. сократилось по сравнению с 2001 г.

На эффективность работ нефтедобывающей отрасли решающее воздействие оказывают не только объективные характеристики добычных возможностей разрабатываемых месторождений, но и подверженные спекулятивным флуктуациям, взлетам и падениям цен на нефть.

Цены внутреннего рынка России, на котором кроме ВИНК работают порядка 150 других нефтедобывающих компаний значительно отличается от мировых (табл. 14).

В конечном итоге продуктивность недр в значительной доли влияет на общие затраты на рубль товарной продукции (табл. 15), кото-

Таблица 11
 Эксплуатационное и разведочное бурение, тыс. м.

Компании	1999 г.		2000 г.		2001 г.		2002 г.			2002 к 2001 г., %			
	всего		всего		всего	Э	Р	всего	Э	Р	всего	Э	Р
ЛУКОЙЛ	712	1229	1380	1111	269	1215	1076	139	88,0	96,8	51,7		
ЮКОС	326	846	791	673	118	963	911	52	121,7	135,4	44,1		
Сургутнефтегаз	1719	2343	2536	2266	270	2875	2589	285	113,4	114,3	105,6		
ТНК	331	1067	1158	1055	103	220	209	11	19,0	19,8	10,7		
Сибнефть	340	731	957	932	25	859	845	15	89,8	90,7	60,0		
Татнефть	413	678	903	839	64	706	661	45	78,2	78,8	70,3		
Роснефть	426	719	818	749	69	579	524	56	70,1	70,0	81,2		
Славнефть	398	663	850	757	93	409	370	40	48,1	48,9	43,0		
Сиданко	321	324	221	197	24	126	125	1	57,0	63,4	4,2		
Итого по ВИНК	4986	8600	9615	8579	1035	7953	7310	644	82,7	85,2	62,2		
Итого по России	5846	9306	10483	9279	1204	8442	7721	721	80,5	83,2	59,9		

Источник: РИД «РосБизнесКонсалтинг», ИнфоТЭК, ООО «РН-Перспектива». Э – эксплуатационное бурение, Р – разведочное бурение.

Таблица 12
Эксплуатационный фонд скважин

Компания	Фонд скважин, тыс. шт., декабрь 2002 г.			Соотношение простаивающих скважин к общему фонду, %	Средний дебит скважины в 2002 г., т/сут.
	всего	из них:			
		в эксплуатации	простаивающие		
Роснефть	8,60	7,98	0,62	7,2	5,5
Татнефть	21,57	18,89	2,68	12,4	3,6
Славнефть	4,42	3,83	0,59	13,3	11,6
Сургутнефтегаз	16,93	14,65	2,28	13,5	9,2
Башнефть	18,38	14,90	3,48	18,9	2,2
ЛУКОЙЛ	28,18	22,79	5,39	19,1	9,1
СИДАНКО	8,08	5,68	2,41	29,8	7,8
ЮКОС	17,90	11,74	6,16	34,4	16,3
ТНК	16,03	9,43	6,60	41,2	10,9
Сибнефть	7,86	3,83	4,03	51,3	18,8
Всего по ВИНК	147,95	113,72	34,23	23,1	8,3
Всего по России	154,30	118,19	36,12	23,4	8,8

Источник: ИнфоТЭК, ООО «РН-Перспектива».

Таблица 13

Ввод в эксплуатацию новых скважин, скв.

Компания	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	Изменение к 2001 г.
ЛУКОЙЛ	224	255	930	659	-271
ЮКОС	163	237	304	328	24
Сургутнефтегаз	641	928	843	904	61
ТНК	108	360	542	134	-408
Татнефть	228	374	532	484	-48
Сибнефть	113	255	278	244	-34
Роснефть	118	316	355	218	-137
Славнефть	174	236	317	188	-129
СИДАНКО	55	83	108	61	-47
Итого по ВИНК	1894	3044	4209	3220	-989

Источник: РИА «РосБизнесКонсалтинг», ИнфоТЭК, ООО «РН-Перспектива».

Таблица 14

Цены производителей на нефть на внутреннем рынке России в январе 2003 г. (с налогами на узле учета), рассчитанные по данным центра «Кортес»

Показатели	Цена на нефть, долл. США/т	В % к цене сорта «Юралс» на внешнем рынке
1. Поставки на НПЗ: внутри компании по прямым договорам	54,2 59,1	25,2 27,5
2. Рынок спроса	35,6–39,5 (37,5)	6,6–18,4 (17,5)
3. Рынок предложений	40,3–44,6 (42,4)	18,8–20,8 (19,7)

Примечание: 1. Средняя цена на нефть сорта «Юралс» (7,27 барр. в тонне) на рынке в северо-западной Европе (Роттердам) в январе 2003 г. составляла 29,54 долл. США за баррель (214,7 долл. США за тонну);

2. В скобках указаны средние значения.

ры в нефтедобывающей промышленности с 2000г. возросли с 52,9 до 70,7 коп./руб. и в нефтепереработке с 71,8 до 80,8 коп./руб.

Определённые выводы о продуктивности недр и уровне затрат на нефтедобычу позволяет получить сравнение экспортных доходов (табл. 16). Необходимо только иметь ввиду, что экспортный доход России в 45,3 млрд. долл. (экспорт 185,8 млн. т) и, например, дохода от экспорта стран ОПЕК в 179,6 млрд. долл. (экспорт 1060 млн. т нефти) значительно отличаются по удельным показателям дохода: в России – 243,8 долл./т, в странах ОПЕК – 169,4 долл./т.

Таблица 15

**Затраты на 1 рубль товарной продукции
(по данным Госкомстата России), коп**

Показатели	2000 г.	2001г. (по кварталам)			
		I	II	III	IV
Промышленность России, всего	77,5	77,2	78,7	80,6	83,7
Топливо-энергетические отрасли, всего	68,8	70,8	73,2	76,8	79,5
в том числе					
Электроэнергетика	89,2	82,3	90,2	94,1	87,2
из нее:					
тепловые электростанции	87,8	81,0	90,0	94,9	86,4
гидроэлектростанции	79,1	81,7	80,7	74,4	84,4
Топливная промышленность	59,3	63,5	65,6	69,2	74,4
из нее:					
нефтедобывающая	52,9	58,7	58,7	62,9	70,7
нефтеперерабатывающая	71,8	76,4	75,6	81,3	80,8
газовая	66,8	64,9	90,9	83,8	77,2
угольная	96,5	82,8	87,6	89,5	94,6

Источник: ТЭК России. Анализ, проблемы, перспективы. Федеральный справочник. ООО «Центр стратегических программ». – М., 2002. – С. 394.

Таблица 16

**Сравнение экспортных доходов стран ОПЕК и России
от продажи нефти, млрд. долл.**

Страны	2001 г.	2002 г. (предварительная оценка)
Алжир	11,0	11,8
Индонезия	3,8	2,7
Иран	21,8	18,0
Ирак	14,9	12,3
Кувейт	11,4	11,5
Ливия	11,0	11,0
Нигерия	17,6	17,2
Катар	6,7	6,7
Саудовская Аравия	54,9	52,6
ОАЭ	18,0	17,3
Венесуэла	20,2	18,5
Итого по ОПЕК	191,3	179,6
Россия	43,7	45,3

Источник: Нефть России, № 4, 2003. – С.19.

ГЛАВА 3

СОВРЕМЕННАЯ СИСТЕМА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ В РОССИИ

В конце прошлого века в России был сформирован не беспробельный налоговый режим, который практически не учитывал различия в продуктивности (а значит и в доходности) отдельных месторождений и тем самым ставил нефтедобывающие компании в неравные условия, допускал активное использование трансфертных цен и культивировал бюрократизированную модель раздела продукции. Осуществленная в 2003 г. трансформация налоговой системы привела к серьезному искажению режима СРП. Обострение проблем в отрасли до поры до времени маскируется благоприятной ценовой конъюнктурой и огромным инвестиционным потенциалом уже раскрученных сахалинских СРП. Как показала дискуссия о необходимости усиления в недропользовании рентных подходов, которая развернулась в 2003г. накануне выборов в Государственную Думу, промедление с совершенствованием налоговой системы ведет к серьезным экономическим потерям государства и отдельных регионов.

3.1. «ЭВОЛЮЦИЯ» НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЫ

В 2001–2003 гг. в Российской Федерации проводилась масштабная налоговая реформа.

При этом декларируются следующие приоритетные цели:

- реальное снижение налогового бремени на добросовестных налогоплательщиков с помощью отмены неэффективных и оказывающих негативное влияние на экономическую деятельность налогов, проведения процедуры реструктуризации задолженности по налогам и страховым взносам;
- выравнивание условий налогообложения, которое может быть обеспечено отменой всех необоснованных льгот, устранением деформаций в правилах определения налоговой базы по отдельным налогам;
- упрощение налоговой системы, осуществляемое в том числе посредством совершенствования контрольной работы налоговых органов.

Правовое регулирование налоговых отношений обеспечивается введением в действие в полном объеме части второй НК Российской Федерации, которая посвящена порядку исчисления и уплаты федеральных налогов и сборов, принципам обложения региональными и местными налогами и сборами, а также специальными налоговыми режимами (включая налогообложение в режиме СРП).

С 1 января 2001 года введены в действие главы части второй НК Российской Федерации о налоге на добавленную стоимость, акцизах, налоге на доходы физических лиц и едином социальном налоге. Одновременно с их введением в действие практически полностью отменены налоги, уплачиваемые с выручки от реализации товаров, существенно снижено налогообложение фонда оплаты труда.

Начиная с 2001 года вместо трехуровневой шкалы ставок подоходного налога с физических лиц действует единая ставка налога на доходы физических лиц в размере 13 % практически по всем видам доходов. Упрощен порядок расчета налога за счет фиксированных стандартных налоговых вычетов.

Отчисления в государственные внебюджетные фонды заменены единым социальным налогом. Установление регрессивной шкалы налогообложения позволяет снизить общий размер отчислений в фонды и создает стимул для работодателей увеличивать выплаты своим работникам.

С 2002 года вступил в силу новый порядок исчисления и уплаты налога на прибыль организаций и ресурсных платежей.

Объект обложения налогом на прибыль определен как прибыль, полученная налогоплательщиком, равная полученному доходу и уменьшенная на величину произведенных расходов (обоснованных и документально подтвержденных затрат). Расходами признаются любые затраты при условии, что они произведены для осуществления деятельности, направленной на получение дохода.

Снижение ставки по налогу на прибыль организаций до 24 % позволило отказаться от многочисленных налоговых льгот и вычетов. Законодательные (представительные) органы субъектов вправе снижать для отдельных категорий налогоплательщиков налоговую ставку в части сумм налога, зачисляемых в бюджеты субъектов Российской Федерации.

Предусматривается возможность уменьшения налоговой базы на всю сумму убытка, полученного в предыдущем налоговом периоде (налоговых периодах), или ее части.

Вышеуказанные изменения свидетельствуют о воплощении на практике принципов реформирования налоговой системы.

С введением налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) отменены регулярные платежи за пользование недрами (за добычу полезных ископаемых), отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, акциз на нефть.

Вместо дифференцированной ставки налога, которая устанавливалась органами исполнительной власти, налогоплательщики уплачивают налог на добычу полезных ископаемых по единой ставке.

Большое влияние на регулирование налоговых отношений оказывают изменения, происходящие в правовом регулировании иных общественных отношений.

Федеральный закон от 15.12.2001 N 167-ФЗ «Об обязательном пенсионном страховании в Российской Федерации» ввел новый вид обязательного платежа – индивидуально возмездный обязательный платеж (страховой взнос), который уплачивается в бюджет Пенсионного фонда Российской Федерации (ПФР). Персональным целевым назначением платежа является обеспечение права застрахованного лица на получение пенсии по обязательному пенсионному страхованию в размере, эквивалентном сумме страховых взносов, учтенной на его индивидуальном лицевом счете. Плательщиком страхового взноса может быть и не сам гражданин, а лицо, производящее выплаты в его пользу (его работодатель, выступающий в качестве страхователя). Данное обстоятельство не позволяет отнести указанные платежи к сборам (п. 2 ст. 8 НК Российской Федерации).

В связи с проведением пенсионной реформы в НК Российской Федерации внесены изменения и дополнения, которые создают новую редакцию главы 24 «Единый социальный налог»: в таблице налоговых ставок по единому социальному налогу отчисления в ПФР заменены отчислениями в федеральный бюджет, эта глава дополнена положением о налоговом вычете сумм налога на сумму страховых взносов.

Выплата базовой части трудовой пенсии осуществляется за счет сумм единого социального налога, зачисляемых в федеральный бюджет. Финансирование выплаты страховой и накопительной частей трудовой пенсии должно производиться за счет средств бюджета ПФР.

Следует отметить, что уровень налоговых поступлений в бюджеты в последние годы увеличивается. В 1999 году поступления в консолидированный бюджет возросли на 70 %. В 2000 году поступления в консолидированный бюджет в 1,6 раза превысили поступления 1999 года.

Действующая в России система платного недропользования (система налогов и платежей при пользовании недрами) регулируется Законом Российской Федерации «О недрах» от 3 марта 1995 г., Налоговым и Таможенным Кодексами Российской Федерации. С 1 января 2002 г. вступила в силу последняя редакция упомянутого закона, а также главы Налогового кодекса, регламентирующие порядок обложения налогом на прибыль, налогом на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и работы в режиме СРП. Система платного недропользова-

ния в рамках лицензионного режима базируется на двух основных компонентах:

- система налогов (Налоговый кодекс, другие законодательные и нормативные акты о налогах): налог на добычу полезных ископаемых; налог на работы в режиме СРП; налог на прибыль; другие налоги и сборы (налог на землю и др.);
- система неналоговых платежей и сборов (Закон Российской Федерации «О недрах»): разовые платежи за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии; регулярные платежи за пользование недрами: сбор за участие в конкурсе; сбор за выдачу лицензии: плата за геологическую информацию о недрах.

В соответствии с внесёнными изменениями в Закон «О недрах» из системы исключены: отчисления на ВСМБ, акцизы и платежи за добычу полезных ископаемых в составе платы за пользование недрами (они заменены налогом на добычу полезных ископаемых). По новому порядку система также включает налоги и сборы, установленные в соответствии с действующим законодательством.

Плата за пользование недрами разделена на разовые, взимаемые при наступлении определенных событий и известные в зарубежной практике как бонусы, и регулярные платежи, объединяющие платежи за поиск, оценку, разведку, изучение месторождений и др., и известные в зарубежной практике как рента.

Законодательно закреплены: порядок определения времени уплаты разовых платежей, минимальный размер разовых платежей (не менее 10% от величины суммы налога на добычу полезных ископаемых в расчете на среднегодовую проектную мощность добывающей организации).

Уточнен порядок определения ставок, условия взимания регулярных платежей (разовые – фиксируются в лицензии). Их пределы устанавливает Правительство Российской Федерации, конкретные ставки – исполнительный орган субъекта Федерации, если конкретный размер не установлен, то он принимается равным максимальной ставке.

Полагаем, что дальнейшее совершенствование системы платежей при пользовании природными ресурсами должно осуществляться в направлении эффективного внедрения рентных платежей, нацеленных на рациональное и полное использование балансовых запасов (в соответствии с предоставленными лицензиями), а также стимулирование поисков и разведки на новых участках, разработки новых месторождений.

Оценка добытого полезного ископаемого, в нашем случае сырой нефти, конденсата, попутной продукции, для целей определения базы обложения налогами на добычу природных ресурсов, на прибыль, на добавленную стоимость и др. является ключевой проблемой действующей налоговой системы. Причина – в высокой степени вертикаль-

ной интеграции нефтяного рынка, когда одна нефтяная компания (непосредственно или через аффилированных лиц) объединяет всю технологическую цепочку продвижения нефтяного сырья от его добычи до экспорта или розничной продажи продуктов его переработки. Стремление государства изъять рентный доход, создаваемый в нефтедобывающей отрасли, наталкивается на перераспределение доходов из добывающего сектора в сектор сбыта через трансфертное ценообразование, снижая тем самым в 2–3 раза налоговое бремя на добываемую тонну и лишая «нефтяные регионы» львиной доли налоговых доходов от природных ресурсов.

В этой связи решение проблемы определения «справедливой» цены нефти (рыночной цены) имеет большую актуальность не только в целях компенсации выпадающих доходов, но и реализации права государства как собственника недр на часть создаваемого за счет их использования дохода – ренту.

За 10 лет существования прежней системы единый и эффективный механизм учета всех факторов так и не был создан, не решена эта проблема и новым налогом. На наш взгляд, ее можно решить за счет внедрения дифференцированной системы льгот по нефти в разрезе ее качественных характеристик и условий добычи, в чем и должен проявиться рентный характер нового налога.

Действовавшая в период с 1992 по 2001 год система налогообложения нефтедобывающих предприятий позволяла извлекать дифференциальную ренту. Ставки регулярных платежей за добычу нефти (роялти) с 1992 г. (после вступления в силу Закона Российской Федерации «О недрах») были установлены в пределах от 6 до 16% от стоимости добытой нефти. Это позволяло по каждому лицензионному участку устанавливать размер платежа с учетом горно-геологических, природно-географических и экономических показателей его освоения. Средняя ставка по России составляла 8,9%. Кроме того, законом Российской Федерации «О недрах» было предусмотрено, что ставка роялти может быть и меньше 6%, если недропользователь разрабатывает трудноизвлекаемые запасы. Правительство беспокоили две основные проблемы: недостаточность дифференцирования и плохая собираемость.

В феврале 1996 г. методика отнесения запасов нефти к трудноизвлекаемым была утверждена ЦКР, но ее не удалось согласовать с министерствами, принимающими решение по платежам за недра (МПР России, Минфин России, Минэкономики России), в связи с чем она не была принята как нормативный документ. В 1997–1998 годах в связи с необходимостью дифференциации акциза на нефть по каждому лицензионному участку, Минэнерго России разработало, а Правительство Российской Федерации утвердило «Методику дифференциации акциза на нефть». В 1999–2000 годах, при разработке проекта главы Налогового кодекса по налогу на добычу полезных ископаемых, Ми-

неэкономразвития России был подготовлен проект, учитывающий дифференциацию налога на добычу в зависимости от природно-экономических и горно-геологических особенностей месторождения. Министерством предлагалось введение 5 понижающих коэффициентов, учитывающих степень выработанности запасов, качество нефти, наличие инфраструктуры (удаленность от систем трубопроводов), цену на нефть и районный коэффициент. Однако, Минфин России, не принял указанные предложения мотивируя это трудностью расчета и контроля за расчетами налога на добычу. Это решение Минфина России поддержали нефтяные компании, имеющие качественную ресурсную базу и препятствующие внедрению рентного принципа налогообложения, т.к. в противном случае для них были бы введены ставки, значительно выше существующих.

Позиция Минфина России в вопросах налогообложения базируется на следующих принципах:

- при введении новых ставок и методов начисления налоговые поступления в бюджет не должны быть меньше, чем при существующей системе;
- сумма налога, рассчитываемая налогоплательщиком, должна проверяться налоговыми органами по самой простой системе (упрощенный контроль);
- расчет понижающих коэффициентов должен базироваться на исходных данных, публикуемых в официальных документах.

Налоговые и финансовые органы в принципе не считают необходимым учитывать горно-геологические особенности месторождения и его местоположение при разработке рентного механизма налогообложения. В результате в законе о налоге на добычу полезных ископаемых (НДПИ), были исключены не только все, предлагаемые Минэкономразвития России и Минэнерго России, понижающие коэффициенты, но и введена рублевая (а не адвалорная в %) ставки налога.

В 1998 г. Минэнерго России подготовило и внесло в Правительство Российской Федерации проект закона «О специальном налоговом режиме при добыче нефти из малопродуктивных участков». Длительное обсуждение и согласование с фискальными органами этого законопроекта, привело к тому, что этими органами были внесены поправки в Налоговый кодекс, устанавливающие возможность применения только четырех специальных налоговых режимов (ограниченный перечень) – СРП, концессии, малый бизнес, свободные экономические зоны и закрытые административные образования. Таким образом, были канонизированы только перечисленные режимы и ни о каких других специальных налоговых режимах, речи пока не идет.

Применяемый с твердой ставкой коэффициент учитывает только изменение мировых цен. Изменение внутренних цен не принимается

во внимание, в то время как больше трети добываемой нефти остается в стране для внутреннего потребления и переработки, где пока действуют другие факторы и порядок ценообразования. Учет только мировых цен ставит в невыгодное положение компании с низкой долей экспорта.

Расчетный порядок тем не менее возможен и предусмотрен в российском законодательстве. В статье 40 НК в случае отсутствия возможности определения рыночной цены говорится о двух методах определения расчетной цены: последующей реализации и затратный.

Природная рента в нефтяном секторе российской экономике распределяется по четырем основным каналам: через налоги и экспортные пошлины – в государственный бюджет; добывающим компаниям; предприятиям и домашним хозяйствам, пользующимся энергоресурсами по внутренним ценам, существенно более низким, чем мировые; полугосударственным монополиям типа Транснефть и Транснефтепродукт, которые взимают природную ренту через свои тарифы, мало связанные с издержками.

В 2002 году четвертым по значимости налогом в бюджетную систему, по данным заместителя председателя бюджетного комитета Государственной Думы С.И. Штогрин (табл. 17), стали платежи за пользование природными ресурсами. В условиях, когда общие налоговые поступления, фиксируемые Министерством по налогам и сборам Российской Федерации в 2002 году (по сравнению с 2000 годом) возросли на 57%, а поступления от налога на добавленную стоимость увеличились на 49,5%, то платежи за пользование природными ресурсами возросли в 2,7 раза.

Таблица 17
**Динамика поступления налоговых платежей
в бюджеты всех уровней, млрд. руб.**

Годы	2000 г	2001 г	2002 г
Платежи, администрируемые МНС	1 481,9	1 863,6	2 327,9
в т.ч.:			
НДС	355,7	477,5	531,9
налог на прибыль организаций	400,6	513,2	462,7
налог на доходы физических лиц	174,3	255,6	357,1
акцизы	156,3	229,6	259,6
платежи за пользование природными ресурсами	121,6	149,4	334,2
прочие	273,4	238,4	382,5
Платежи, администрируемые ГТК налоги на ВЭД	229,2	331,5	323,4
Итого	1 711,1	2 195,1	2 651,3

При этом из 334,2 млрд. рублей платежей за пользование природными ресурсами 275 млрд. поступило от организаций – плательщиков налога на добычу полезных ископаемых (в т.ч. 262,5 млрд. за добычу углеводородного сырья).

Со временем доля отдельных налоговых поступлений по их видам менялась. Платежи за пользование природными ресурсами в 2002 году составили 12,6% от всех поступлений, администрируемых и МНС и ГТК (табл. 18). Этот факт свидетельствует о том, что с введением налога на добычу полезных ископаемых в 2002 году, ставки которого по добыче нефти и газового конденсата привязаны к мировым ценам на этот вид сырья и курсу рубля к доллару, позволило сделать первый шаг к получению государством части природной ренты от добычи нефти.

Таблица 18
Структура поступления налоговых платежей, %

Годы	2000 г.	2001 г.	2002 г.
Платежи, администрируемые МНС	86,6	84,9	87,8
в т.ч.			
НДС	20,8	21,8	20,1
налог на прибыль организаций	23,4	23,4	17,5
налог на доходы физических лиц	10,2	11,6	13,5
акцизы	9,1	10,5	9,8
платежи за пользование природными ресурсами	7,1	6,8	12,6
прочие	16,0	10,9	14,4
Платежи, администрируемые ГТК			
налоги на ВЭД	13,4	15,1	12,2
Итого	100,0	100,0	100,0

Часто ставится вопрос о справедливости взимания этой ренты и в какой степени она отвечает реальным (от природы) возможностям по добыче и географическому расположению месторождений. Сама постановка вопроса о «справедливости взимания» заслуживает отдельного разговора – справедливым должно быть распределение ренты, а ее изъятие должно обеспечивает эффективность добычи и инвестиционной деятельности.

Налоговые изъятия при добыче нефти подразделяются на две категории: платежи за пользование природными ресурсами и таможенные пошлины. Расчеты сделаны в долларах на одну тонну добытой нефти (табл. 19). В 1999 году налоговое изъятие составляло около 30 долларов на тонну нефти, из них удельные платежи за пользование природными ресурсами составляли всего 5 долларов на тонну нефти. В 2000 и 2001 годах прирост изъятия средств в пользу государства происходил главным образом за счет увеличения таможен-

Таблица 19

Удельные платежи в бюджет Российской Федерации

Годы	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.
Добыча нефти, млн. тонн	305	323	348	380
Всего сумма платежей в бюджет РФ, млн. долларов США	9 150	13 575	17 751	21 639
в т.ч.				
за пользование природными ресурсами	1 525	2 586	3 481	8 352
таможенные пошлины	915	3 879	5 221	5 315
Налоговые платежи на 1 тонну добытой нефти, долларов США/тонна	около 30	42	51	57
в т.ч.				
за пользование природными ресурсами*	5	8	10	22
таможенные пошлины	3	12	15	14

* в 1999 - 2001 гг. включая акциз.

ной пошлины. Платежи за пользование природными ресурсами прирастали без резких изменений. Скачок (в 2,4 раза) произошел в 2002 году, когда был введен налог на добычу полезных ископаемых. Он составил в 2002 году почти 39% от всех налоговых изъятий в расчете на одну тонну.

Налоговые доходы от нефтедобычи и нефтепереработке в федеральном, региональном и местном разрезе приводятся в *табл. 20, 21*.

Таблица 20

Динамика налоговых доходов от нефтедобычи в России, млрд. руб.

Годы	2000	2001	2002	2003
Федеральные налоги	70,454	195,3	317,493	197,836
Региональные и местные налоги	117,792	9,1	10,049	5,472
Всего	188,246	202,4	327,542	173,308

Таблица 21

Динамика налоговых доходов от нефтепереработки в России, млрд. руб.

Годы	2000	2001	2002	2003
Федеральные налоги	19,270	58,1	83,18	25,28
Региональные и местные налоги	20,279	2,6	2,799	1,336
Всего	39,549	60,7	85,979	26,616

Система изъятия природной ренты в России через экспортные пошлины не имеет аналогов в мире, но достаточно точно учитывает мировую конъюнктуру, одновременно защищая отечественных производителей, в случае ее ухудшения. Столь уникальная система объясняется уже упоминавшейся спецификой России, где частные компании являются ведущими нефтеэкспортерами.

Правительственная комиссия определяет таможенную цену (средняя за два месяца цена на торгах по марке Urals на биржах Лондона и Роттердама) – тем самым, около 75% добычи (размер экспорта) облагается по справочным, а не трансфертным ценам. При мировой цене выше 15 долл. за барр. пошлина составляет 35% от превышения; если выше 25 долл. за барр. – пошлина 3,5 долл. за барр. плюс 40% от превышения. При падении цены ниже 15 долл. за барр. – пошлина не взимается. В структуре изъятий доходов нефтяных компаний экспортная пошлина является самой крупной статьёй. Например в 2001 г. она составила 49% всех бюджетных платежей «ТНК», 41% – «Сургутнефтегаза», 36% – «Юкоса». Ставка экспортной пошлины на нефтепродукты составляет (с 1 января 2003 г.) 90% пошлины на сырую нефть. Правительством Российской Федерации создан стабилизационный фонд, в котором аккумулируются средства при цене выше 22 долл. за барр. Помимо отраслевой экспортной пошлины компании платят налог на прибыль, налог на добычу полезных ископаемых, акцизы и «прочие» налоги.

Реальную оценку государственных изъятий следует увеличивать на размер фактического государственного субсидирования производств, сферы услуг и домашних хозяйств, потребляющих энергию по внутренним ценам, а иногда и по льготным тарифам, а также на изъятия через тарифы за прокачку. (Оставим за скобками «эффективность» перекрестного субсидирования, которое ведет к расточительному использованию энергоресурсов и консервации неэффективной структуры экономики.)

Радикальные шаги по резкому увеличению изъятий в производстве углеводородов способны вызвать не только отток капиталов из этой сферы, но и, через цепочки межотраслевых связей, нанести достаточный серьезный удар по сложившимся хозяйственным пропорциям.

Самым слабым местом отечественного налогообложения в нефтяном секторе является его нестабильность: изменения его отдельных частей происходят 4–5 раз в год. Это в свою очередь приводит к неуверенности российских и зарубежных инвесторов, их завышенной оценке страновых рисков и как следствие – к недооцененности ресурса. С этой точки зрения бесконечные разговоры о «природной ренте» – удар по инвестиционной привлекательности нефтедобычи в России.

Вторым слабым местом можно считать отсутствие серьезной дифференциации бюджетных изъятий в зависимости от качества и расположения месторождения. Возможно, такой подход укладывается в об-

щий замысел российской налоговой системы – максимальная простота в период переходной экономики и слабых государственных институтов – для облегчения налогового администрирования, сокращение потенциально коррупционных коллизий. У нас в настоящее время «плоская» налоговая система – плоская шкала и для подоходного налога, и для налога на прибыль компаний.

Еще одной проблемой остается ограниченное использование открытой аукционной формы продажи лицензий на разработку новых месторождений. Это достаточно эффективно работающий инструмент получения дифференциальной ренты и всесторонней оценки качества месторождения.

«Большой» темой остается трансфертное ценообразование и посреднические фирмы, расположенные во внутренних оффшорах – СЭЗ и ЗАТО. Государство фактически еще не разработало адекватной нормативной базы налогообложения для сделок между взаимозависимыми лицами. Решение этого вопроса – в повышении транспарентности нефтяного бизнеса, более жестком государственном контроле за деятельностью посредников и сокращению их числа, а также уменьшению количества территорий, администрации которых имеют право снижать налоговые ставки. Практически все вертикально-интегрированные нефтяные компании мира используют внутренние трансфертные цены. Для целей более точного налогового администрирования за рубежом используют справочные цены. Возможно, эти простые механизмы целесообразно применять и в России. Как вариант справочной цены можно рассмотреть цену корзины нефтепродуктов, за вычетом стоимости переработки и транспорта – на основе отпускных цен НПЗ.

Повышение транспарентности процесса установления тарифов на прокачку (в настоящее время – около 5 долл. за барр., что часто выше себестоимости у скважины) и более жесткий государственный контроль в этой сфере мог бы также быть шагом по оптимизации получения природной ренты. Таким образом, существует большой набор инструментов, позволяющих постепенно оптимизировать налогообложение добычи углеводородов. Пока что эти возможности не используются даже в малой степени.

Итак, налоговая система в нефтяной отрасли России выстроена как двухъярусная система, в которой (первый уровень) есть «общие» налоги, распространяемые на всех субъектов предпринимательской деятельности в рамках всей экономики, и (второй уровень) есть «специальные» налоги и сборы, которые действуют в отношении субъектов предпринимательской деятельности только в горнодобывающих отраслях. Предпринимаются попытки создать и третий уровень, который должен быть направлен на изъятие дифференциальной части горной ренты. Сама по себе трехуровневая система налогообложения характерна для многих нефтедобывающих стран. Построение такой

трехуровневой системы налогообложения выдвинуто в качестве долгосрочной цели реформирования налоговой системы нефтяного комплекса России.

Сегодня изъятие горной ренты наиболее эффективно можно было бы осуществить с помощью механизма соглашений о разделе продукции (СРП). Режим СРП является гибким «по определению». Эта гибкость (адаптивность) усугубляется применением скользящей (по механизму применения) и переговорной (по механизму установления) шкалы определения раздела продукции и роялти. Вообще же предпочтение режиму СРП отдается, как правило, в тех странах, где общий правовой и налоговый режимы не являются стабильными или не обеспечивают достаточной стабильности в рамках временного горизонта, сопоставимого со сроками реализации проекта.

У любой налоговой системы есть два существенных для инвестора измерения: собственно налоговая нагрузка (величина эффективной налоговой ставки) и стабильность налоговой системы. Основная негативная характеристика российской налоговой системы заключается не столько в ее высоком совокупном уровне налогообложения, сколько в сочетании этого довольно высокого уровня эффективной налоговой ставки (доли налогов в цене) с отсутствием стабильности налогообложения на весь срок реализации долгосрочных инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.

Хлынувшие в страну с середины 1999 г. нефтедоллары обеспечили гигантское положительное сальдо отечественного платежного баланса. Соответственно, был предложен ряд мер по изъятию сверхдоходов нефтяников:

Повышение экспортных пошлин. В середине 90-х по требованию МВФ в России были отменены экспортные пошлины, но после кризиса 1998-го по инициативе того же МВФ их вновь ввели – как наиболее простой способ привлечения в бюджет остро необходимой тогда валюты. Теперь МВФ вновь против пошлин, нефтяники от них тоже не в восторге. Самое неприятное в этом инструменте было то, что пошлины могли вводиться неожиданно, решением правительства, а не законом, как другие налоги.

Отмена льгот на инвестиции из прибыли. Нефтяники показывают прибыль (ее трудно скрыть – поставки нефти хорошо контролируются через государственную трубопроводную систему) и благодаря этому могли позволить себе заметный рост инвестиций: темп их роста почти в десять раз выше, чем в среднем по промышленности. Было предложено отменить льготу на инвестиции, заменив ее на ускоренную амортизацию. Проблема в том, что амортизация на старые изношенные фонды отрасли практически не начисляется – ее уровень не превышает 4% от оборота нефтяного комплекса. Поэтому была предложена неадекватная замена.

Отмена внутрикорпоративных цен. В России нет рынка нефти – она либо вывозится на внешний рынок, либо поставляется в рамках вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) от добывающих дочерних предприятий – дочерним же перерабатывающим. При этом компании используют для расчетов внутренние цены, которые они склонны занижать, т.к. на стоимость этих поставок начисляются оборотные налоги. Минфин предлагал для целей налогообложения рассчитать «справедливые рыночные» цены – например, ориентированные на мировые, которых и предполагалось собирать налоги. Обсуждалось порядка трех-четырёх способов расчета этих цен.

Отмена статуса консолидированного налогоплательщика. ВИНК сами решают, с каких счетов им заплатить налоги, – главное, сделать это вовремя и в полном объеме. Если же платить будут абсолютно все юрлица, входящие в огромные холдинги, то компании просто разорятся на налогах – ведь они будут накручиваться на весь внутрипроизводственный оборот. Компаниям для минимизации налогов придется превращать свои дочерние фирмы в структурные подразделения, то есть становиться конторами типа советских министерств – громоздкими, неэффективными, неконкурентоспособными. Как трансфертные цены, так и консолидированные выплаты налогов являются в крупных корпорациях довольно важными рычагами менеджмента. Например, если выплачивать налоги по месту нахождения добывающих предприятий, то есть в маленьких городках Сибири и Севера, то местные бюджеты переполняются деньгами. Поэтому менеджеры корпораций с помощью трансфертных цен перераспределяют прибыль и, соответственно, налоги с нее.

Аукцион за право доступа к «трубе». Предлагается продавать на аукционе право на экспорт нефти. Кто больше заплатит, тому и разрешат больше прокачать. Это, по сути, аукционный способ взимания налога, который наряду с непредсказуемыми экспортными пошлинами крайне затрудняет сколько-нибудь надежное планирование в компаниях.

Налог на дополнительный доход (НДД). Данный налог, по идее, жестко и по простой схеме увязываемый с уровнем мировых цен, вызывает наименьшее отторжение у представителей отрасли. Нефтяники настаивают, что готовы платить за стабильность. Однако до недавнего времени этот налог должен был заменить акциз. После введения налога на добычу полезных ископаемых его введение будет означать по сути двойное налогообложение.

С 1994 года Правительство Российской Федерации не прибегало к прямому нетарифному регулированию по отношению к нефти и нефтепродуктам. Однако в 1999 году поставки на экспорт нефтепродуктов были поставлены в зависимость от поставок на внутренний рынок, что по экономическому содержанию практически эквивалентно

квотированию экспорта. Так, Постановлением Правительства Российской Федерации № 866 от 30 июля 1999 года «Об обеспечении поставок отдельных видов нефтепродуктов потребителям Российской Федерации» было предусмотрено «устанавливать нефтеперерабатывающим организациям Российской Федерации балансовые задания на поставки потребителям Российской Федерации отдельных нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо, мазут, бензол и толуол) в процентном отношении от общего объема производства для всех собственников нефтепродуктов».

Для ограничения экспорта нефти используется несколько иной механизм, основанный на том, что система магистральных нефтепроводов, находящаяся в руках государства, является практически единственным способом транспортировки нефти как на экспорт, так и на внутренний рынок. В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 262 от 10 марта 1999 года «объемы транспортировки нефти для каждого производителя нефти предусматриваются в основном согласно объему добычи нефти с учетом обеспечения ее поставок на внутренний рынок в квартальных графиках транспортировки по системе магистральных нефтепроводов». Таким образом, Минэнерго Российской Федерации и Межведомственная комиссия, утверждающие график прокачки нефти, имели возможность ограничивать объем экспорта нефти для любого предприятия. Однако до последнего времени государство сравнительно мало пользовалось этим рычагом ограничения экспорта ввиду того, что достаточно низкая пропускная способность экспортных направлений системы магистральных нефтепроводов (около 130 млн т в год) практически автоматически обеспечивала необходимый объем поставок на российские НПЗ.

При этом в график экспорта нефти включены 159 компаний–экспортеров нефти (доступ к экспортным трубопроводам). Мелкие компании экспортировали до 65–70% от объемов своей добычи, в то время как крупные нефтяные компании получают право экспортировать лишь 25–30% от объемов добычи. Когда право утверждать экспортные графики по причине «непрозрачности механизма и простора для коррупции» было передано из ведения Минэнерго Правительственной комиссии во главе с вице-премьером В.Б. Христенко, крупнейшие нефтяные компании написали так называемое «письмо четырех». В нем ЛУКОЙЛ, ЮКОС, ТНК и Сибнефть настаивали на «принципе равнодоступности всех производителей к нефтепроводам при экспорте сырья», а объем экспорта должен быть пропорционален объемам добычи.

Таким образом, государство в любой момент может изменить правила экспорта без всяких ограничений как путем обязательных поставок на внутренний рынок, так и путем регулирования доступа к экспортным мощностям магистральных нефтепроводов. Кроме того, не следует забывать, что в соответствии со статьей 15 Федерального за-

кона № 157-ФЗ «О государственном регулировании внешнеторговой деятельности» «распределение квот и выдача лицензий при установлении количественных ограничений осуществляются, как правило, путем проведения конкурса или аукциона...». Таким образом, в случае возвращения практики квотирования экспорта нефти (что активно обсуждалось на правительственном уровне в конце 2000 года) высока вероятность аукционного распределения квот, что не только грозит огромными финансовыми потерями для нефтяных компаний, но и создает новый источник постоянной нестабильности.

Конституционный суд Российской Федерации вынес определение, которым разъясняет постановление Конституционного суда от 12 октября 1998 г. по делу о проверке конституционности пункта 3 статьи 11 закона Российской Федерации «Об основах налоговой системы в Российской Федерации». В соответствии с разъяснением, обязанность проводить проверку добросовестности налогоплательщиков и доказывать их недобросовестность лежит на налоговых и других органах.

Однако на данный момент система налогов на нефть оставалась той же – громоздкой, запутанной и неадекватной, допускающей чиновничий произвол. Нефтяники должны платить множество мелких налогов, но в результате при хорошей конъюнктуре на мировых рынках государство собирает с них небольшую часть нефтяной ренты, а в тяжелые периоды – напротив, давит отрасль налогами вместо того, чтобы помогать ей. Проблему могло бы решить введением налога на сверхдоходы и отмена большинства, если не всех, нефтяных «спецналогов». Фискальная нагрузка, конечно, должна падать на сверхдоходы, а не на экспорт как таковой (как это происходит сейчас). Нефтяники получили бы предсказуемость и гибкую систему налоговых платежей в зависимости от своих реальных доходов. А правительство собирало бы «справедливые» доходы с нефтянки, в то же время не убивающие развитие отрасли.

3.2. НАЛОГ НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (НДПИ)

21 ноября 2003 года в прямом эфире радиостанции «Эхо Москвы» Е.Т. Гайдар, дал весьма любопытное интервью. В частности, он заявил: «Я проблемой изъятия ренты занимаюсь последние лет 10, институт у меня издал по этому поводу кучу книг, мы провели фундаментальную реформу рентных платежей в 91 году, не буду рассказывать технические детали. С 2002 года мы увеличили рентные платежи до 11 млрд. долларов, это самый быстрорастущий элемент российских налоговых поступлений последних двух лет...».

«То, что мы сделали и с НДПИ, и с экспортными пошлинами, было в значительной степени ориентировано на создание простых и прозрачных инструментов изъятия сверхприбыли. При относительно низких ценах мы берем с них более низкие доходы. При более высоких ценах, как сейчас, те налоги, которые они платят, резко идут вверх... Что вы хотите – вы хотите в наибольшей степени изъять сверхприбыли и создать благоприятные условия для своих менее выгодных месторождений или вы хотите получить более или менее надежные доходы и создать простую систему?»

Наконец, главное: «Мы сами в свое время разрабатывали в институте систему, ориентированную на стандарты наиболее развитых стран, которые верят в то, что у них очень эффективная бюрократия, скажем, Англия. А потом, когда немножко посмотрели, подумали и полностью изменили свою концепцию. Мы поняли, что если, как предлагалось, выстраиваете эти платежи, либо от того, кто когда сколько вложил в скважину, сколько сейчас оттуда получает, это модель налога на сверхдоходы. Тогда выясняется, что Минналогов не может обеспечить вам бухгалтерию при нашей инфляции, при всех изменениях, которые показывают вам адекватно, сколько они тратили. Значит, будет произвол. Либо вы вводите коэффициенты, но тогда только докажите мне, что эти 10 коэффициентов нельзя будет купить за деньги, когда речь идет о миллиардах долларов. В этой связи мы и ввели систему предельно простую. Ты добыл тонну нефти – заплати столько-то. Если цена выше, заплати больше. Цена ниже, заплати меньше. Были жалобы на коррупцию в последние два года в этой сфере? Никаких. Были

жалобы на то, что мы недополучили доходов, запланированных в бюджете? Нет, мы каждый раз их перекрыли, причем заметно, все, что мы планировали получить...»

«Дальше можно идти по этому пути, совершенствуя налоговое бенефицирование, повышая ставки в разумных пределах и наращивая эти платежи. Но когда сейчас в ходе этой избирательной кампании из-за этого перераспределительного ража мы уже слышим от председателя совета федерации, что надо ввести вновь прогрессию подоходного налога, когда мы слышим, что надо ввести сложные, запутанные, абсолютно коррупциогенные системы обложения природных ресурсов, мы с этим никогда не согласимся.»

В связи с этим нужно сказать, что концепция НДСП была выстроена по своему последовательно:

- на первое место была поставлена фискальная задача – увеличение поступлений в бюджет;
- отказ от изъятия сверхприбылей и создания благоприятных условий для разработки «менее выгодных» месторождений был вполне осознанным;
- принципиальным условием являлась борьба с произволом чиновников и так называемой «коррупциогенными системами» обложения природных ресурсов.

Дело, конечно, не в 5 или 10 коэффициентах. Может возникнуть одиннадцатый и представление об инвестиционной привлекательности проекта изменятся кардинально. Когда осуществляется подготовка технико-экономических обоснований таких сложных проектов, как инвестиции в разработку месторождений, то специалисты рассматривают самые сложные комбинации разных факторов, поскольку каждый раз сталкиваются с уникальным их набором. Передача в пользование новых участков недр осуществляется согласно закону «О недрах» на тендерной основе, а для действующих проектов – размер роялти уже был зафиксирован в лицензиях. Ну, нигде нет коррупционера-чиновника. Ради чего (или кого?) был придуман режим, которого нигде в мире нет? Весь опыт разработки месторождений против НДСП.

Осталось задать всего один вопрос: если бы кто-то предложил при продаже государственного имущества не проводить его оценку, выискивая независимых оценщиков, проводя аудит и т.п., не проводить аукционы, совершенствуя их процедуру, делая ее прозрачной, а просто установить единую цену на ЛЮБОЕ предприятие, что бы ответил на такое предложение Егор Тимурович? Эта цена, кстати, могла бы колебаться в зависимости от конъюнктуры рынка недвижимости. Просто чтобы сходство с идеями НДСП было полным... Никакой коррупции, никакого произвола чиновников. Думать вообще не надо. И гарантированные доходы в бюджет...

В июле 2001 года, под занавес весенней парламентской сессии Государственная Дума Российской Федерации приняла закон, который ввел в Налоговый кодекс новую Главу 26 «Налог на добычу полезных ископаемых». Этот же закон внес ряд изменений в уже действующие главы Налогового кодекса, существенно меняет содержание Раздела V «Платежи при пользовании недрами» Закона Российской Федерации «О недрах», уточнил нормы Законов Российской Федерации «Об исключительной экономической зоне Российской Федерации», «О континентальном шельфе Российской Федерации» и «О естественных монополиях», а также ввел в Закон Российской Федерации «О таможенных тарифах» шкалу предельных уровней экспортных пошлин на нефть в зависимости от ценовой конъюнктуры мирового рынка.

С 1 января 2002 года произошли радикальные изменения в системе платежей за пользование недрами. По форме – это консолидация двух основных регулярных платежей (роялти и отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы) в один налог на добычу полезных ископаемых (одновременно с введением нового налога был отменен и акциз на нефть, но акциз на газ оставался).

В результате произошла:

- примитивизация действующей системы платежей за пользование недрами во имя повышения «собираемости налогов» и в ущерб интересам рационального недропользования;
- перераспределение рентных платежей от субъектов федерации к Центру и, как следствие, блокирование региональных программ развития и оптимизации использования минерально-сырьевой базы;
- односторонний отказ государства от своих договорных обязательств перед недропользователями.

Чтобы смягчить удар, правительство пошло на компромисс с главами «сырьевых» регионов, которым была оставлена часть рентных платежей, и с нефтяными компаниями, которым законодательно гарантированы стабильные и приемлемые условия взимания экспортных пошлин. Но эти уступки не устранили, а лишь пригасили конфликт нынешней концепции налоговых преобразований со стратегическими интересами развития отрасли.

Уровень «замененного» роялти составлял от 6% до 16% от стоимости добытых полезных ископаемых и устанавливается индивидуально по каждому месторождению условиями лицензионных соглашений. Платежи на воспроизводство минерально-сырьевой базы взимались с нефтегазодобывающих компаний по единой ставке – 10% от стоимости добычи, но часть этих средств оставалась в распоряжении компаний, которые должны были расходовать их на финансирование геологических мероприятий.

Основная ставка нового налога на добычу полезных ископаемых была установлена для нефтегазодобывающих компаний на уровне 16,5% от стоимости первого товарного продукта. Эта стоимость определялась как произведение количества первого товарного продукта и стоимости единицы реализованного товарного продукта за вычетом НДС, акциза, таможенных пошлин и сборов, расходов по транспортировке от узла учета до получателя и расходов по обязательному страхованию грузов.

Однако в отношении нефтедобычи введение процентной ставки налога на добычу полезных ископаемых было отложено до января 2005 года. В течение трех лет правительство рассчитывало отработать алгоритм расчета реальной стоимости нефти, реализуемой на внутреннем рынке. Собственно, главной причиной радикального реформирования системы ресурсных платежей стало недовольство правительства тем, что, по его мнению, подавляющее большинство вертикально интегрированных компаний из года в год недоплачивают в бюджеты разных уровней десятки миллиардов рублей.

На переходный период (2002–2004 гг.) на всю добываемую нефть вводится единая рублевая ставка, по которой налогом на добычу полезных ископаемых будет облагаться вся добываемая нефть, вне зависимости от того, реализуется она на внутреннем рынке или идет на экспорт. Законопроект, принятый в первом чтении, предусматривал, что размер этой ставки будет жестко привязан к текущему рублевому эквиваленту среднемесячной цены нефти Dated Brent и составит 9,88% от цены тонны нефти. В окончательном варианте правила индексации рублевой ставки налога на добычу нефти усложнились еще больше: вводится прогрессивная процентная шкала, привязанная к среднемесячной цене нефти Urals, которая пересчитывается в рубли по среднемесячному курсу ЦБ России; при цене нефти, не превышающей \$8 за барр., ставка налога на добычу будет нулевой, а дальше она плавно растет (2% при цене \$9 за барр., 5% при цене \$11 за барр., 9,8% при цене \$17 за барр., 13% при цене \$27 за барр. и т.д.). В целом, новую шкалу можно было считать успехом отраслевых лоббистов. Они, во-первых, добились весьма существенного снижения налоговой нагрузки в условиях относительно невысоких доходов от экспорта, во-вторых, уговорили правительство привязать налоговую ставку не к ценам на нефть марки Brent, а к более дешевой и отражающей реальную ситуацию с доходами от российского экспорта нефти марки Urals.

Побочным эффектом унификации налоговой ставки на нефть, реализуемой на экспорт и на внутреннем рынке, может стать более активная динамика российских цен на нефтепродукты, учитывающая ценовые колебания на мировых рынках.

Несмотря на прогнозы относительно значительного увеличения налоговой нагрузки вертикально интегрированные компании не про-

явили большой настойчивости в том, чтобы решительно переломить ситуацию: с одной стороны, существовали небезосновательные опасения, что в случае жесткой конфронтации с правительством власти пойдут на более решительные и более болезненные для нефтедобывающих гигантов меры по устранению налоговых лазеек трансфертного ценообразования. С другой стороны, нефтяным «генералам» удалось «выторговать» у правительства гарантии стабильности уровня экспортных пошлин на нефть, а также условий допуска к магистральным нефтепроводам. Наконец, рост налоговой нагрузки оказался приемлемым для некоторых наиболее политически активных вертикально интегрированных компаний, структура месторождений которых позволяла им получать неплохую прибыль и после введения налога на добычу.

Главным достижением отраслевых лоббистов можно было считать включение непосредственно в закон «О таможенных тарифах» шкалы, регламентирующей предельный уровень экспортных пошлин на нефть. В соответствии с новой шкалой «порог» неприменения экспортных пошлин увеличен с \$12,5 до \$15 за баррель. При средней экспортной цене до \$18 за баррель ставки пошлин будут несколько ниже нынешних, а при более благоприятной для добывающих компаний ценовой конъюнктуре им придется оставлять на таможне большую, чем сейчас, часть доходов. Преимуществом новой шкалы является то, что она будет линейной, а не ступенчатой, что поможет избежать резких изменений уровня таможенных пошлин при относительно незначительных колебаниях цен в районе нынешних «пороговых» отметок. Самое важное – предельный уровень экспортных пошлин на нефть теперь зависит не от обещаний правительства, а от нормы закона. Это нововведение повысило стабильность «правил игры» и прогнозируемость фискальной нагрузки.

В дополнение к этому в законе «О естественных монополиях» появились оговорки, в соответствии с которыми экспортные квоты предоставляются производителям нефти исходя из принципа равнодоступности, пропорционально объемам добычи, без каких-либо ограничений и условий. Такое дополнение, во-первых, дает компаниям гарантии равного доступа к магистральным нефтепроводам и, соответственно, обеспечивает стабильные валютные доходы, во-вторых, отвергает возможность введения аукционного принципа распределения экспортных квот. По сути, были решены наиболее болезненные угрозы российским ВИНК, возникшие в 2000 г.

Федеральные власти не согласились с предложением полностью освободить от НДС инвесторов СРП, но применительно к нефти, добытой на условиях СРП, он был введен с коэффициентом, равным 0,5 НДС. С одной стороны, это уточнение подтвердило преюбилитность государственной политики в отношении СРП, инвесторы которых согласно закону «О СРП» освобождены от отчислений на воспро-

изводство минерально-сырьевой базы и от акцизов на минеральное сырье. С другой стороны, базовая ставка налога на добычу – 16,5% – является совершенно неподъемной ношей для инвесторов СРП, которые помимо уплаты основных налогов должны еще и делиться с государством прибыльной продукцией. Можно было бы и полностью освободить инвесторов СРП от уплаты нового налога, что соответствовало бы современным мировым тенденциям (условия примерно 85% реализуемых в разных странах СРП предусматривают освобождение инвестора от уплаты роялти). И все-таки достигнутый компромисс являлся более или менее приемлемым для инвесторов, а в отношении уже действующих СРП налоговые правила остались без изменения.

В соответствии с действующим законодательством, компании, разведавшие месторождения за свой счет или компенсировавшие государству средства, затраченные на геологоразведку, имели освобождение от отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы. Новый закон отчасти подтверждает право таких компаний на льготное налогообложение. Однако это преимущество не будет распространяться на месторождения, открытые после 1 июля 2001 года.

Особенно трудным был путь к компромиссу в отношении распределения налога на добычу между бюджетами разных уровней. Намерения российского правительства аккумулировать большую часть налоговых поступлений в федеральном бюджете вызвали категорические протесты со стороны администраций нефтегазодобывающих регионов, бюджеты которых в результате такой реформы теряли до 70% доходов. В результате сложных переговоров было решено делить доходы от налога на добычу углеводородного сырья в пропорции 74,5% – центру, 20% – округам, 5,5% – краям и областям, в состав которых входят нефтегазодобывающие субъекты федерации. В отношении месторождений, находящихся на территориях, не имеющих двойного административного подчинения, налог на добычу между центром и регионами будет делиться в пропорции 80: 20.

В целом усилия правительства в 2001 г. были направлены на то, чтобы через предельное упрощение налоговых правил добиться высокой собираемости налогов. Это видно на примере реформы налога на прибыль, когда правительство согласилось снизить ставку с 35% до 24% в обмен на отмену всех налоговых льгот, включая льготу на реинвестирование прибыли. Эта тенденция дала о себе знать и в случае с налогом на добычу полезных ископаемых, когда правительство решительно отказалось от дифференцированной ренты лишь ради того, чтобы перекрыть каналы уклонения от налогов.

Формально Глава 26 Налогового кодекса Российской Федерации «Налог на добычу полезных ископаемых» допускает возможность применения нулевой налоговой ставки в отношении добычи минерально-

го сырья при разработке некондиционных (остаточных запасов пониженного качества) или ранее списанных запасов полезных ископаемых. Однако эта льгота может применяться лишь с согласия Правительства Российской Федерации, а по опыту прошлых лет известно, что добиться такой льготы практически невозможно.

Между тем, уже при введении главы НК о НДСП ожидалось, что такая налоговая политика неизбежно приведет к отбору «сливок»: наиболее рентабельные месторождения будут разрабатываться в первую очередь, количество «законсервированных» малодобитных скважин резко возрастет. Практика выборочной эксплуатации наиболее рентабельных месторождений в краткосрочной перспективе выгодна вертикально интегрированным компаниям с большим фондом месторождений – им есть из чего выбирать. К тому же нефтегазовым гигантам, как и правительству, важен уровень средней величины налогового бремени, а не показатели фискальной нагрузки на то или иное месторождение. Не случайно именно представители ряда вертикально интегрированных компаний выступили против дифференциации ставок налога на добычу в зависимости от качества месторождений.

Другое дело средние и малые нефтедобывающие компании, имеющие в активе ограниченное число лицензий. Это зачастую «проблемные» месторождения, разработка которых рентабельна только при щадящей налоговой нагрузке. Для этих компаний настают трудные времена. К тому же они теряют право на налоговые льготы в части рентных платежей в региональные бюджеты. Известно, например, что за последние годы в Татарстане наблюдался значительный прирост нефтедобычи именно за счет стимулирующих льгот, предоставляемых республиканскими властями (см., Приложение 3). Теперь таких льгот не будет. Нет оснований ожидать, что горнодобывающие предприятия станут вкладывать больше собственных средств в геологоразведку. При таком подходе лет через 10–15 наиболее рентабельные месторождения будут исчерпаны.

Унифицированная налоговая ставка пришла на смену роялти, индивидуальный уровень которого зафиксирован в конкретных лицензионных соглашениях. По сути, государство в одностороннем порядке ужесточило правила, о которых договорилось с недропользователем, в одностороннем порядке пересмотрело условия соглашений. Тем самым был продемонстрирован государственный правовой нигилизм – неуважение к закону со стороны самого государства.

Правительственные чиновники любят оправдывать внедрение жесткого, примитивного и потому нежизнеспособного НДСП прямым указанием Президента Российской Федерации. Это не соответствует действительности: в послании Федеральному Собранию В.В. Путин назвал несколько иные ориентиры: «Сегодня наш стратегический приоритет – это рациональное, справедливое налогообложение природ-

ных ресурсов, основного богатства России». Именно такая налоговая реформа, вероятнее всего, будет развиваться в будущем, когда отрасль исчерпает внутренний запас прочности.

Экономический аспект. С 1 января 2002 г. круто и, по мнению многих специалистов, отнюдь не в лучшую сторону изменилась система платежей за пользование недрами. В частности, была отменена 50%-ная льгота по налогу на прибыль, направляемую на капитальные вложения, а ставка основного платежа за добытые из недр на территории Российской Федерации полезные ископаемые – налога на добычу полезных ископаемых (далее – НДПИ), предусмотренного главой 26 Налогового кодекса Российской Федерации (далее – НК РФ), – стала одинаковой для всех месторождений, вне зависимости от их горно-геологических и экономико-географических условий. Этот налог стал способом «наказания невиновных и поощрения не причастных». Одинаковое налогообложение разных стадий разработки месторождений приводит к тому, что добывать стало выгодно только на пике добычи, что заставляет преждевременно прекращать разработку действующих месторождений, бросая «хвосты», и делает невыгодным разработку новых проектов. НДПИ не решает ни одной налоговой задачи: те, кто может платить больше – не платят, а те, кто не может окупить проект, – не платят тем более.

Налог на добычу полезных ископаемых является центральным элементом новой системы налогообложения природных ресурсов, заменивший взимавшиеся с разработчиков недр платежи на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) и за право пользования недрами (роялти), а также акциз на нефть. Одновременно государство в одностороннем порядке фактически пересмотрело все выданные лицензии. Кроме того, увеличилось налоговое бремя для месторождений, разрабатываемых на основе соглашений о разделе продукции (далее – СРП). Нужно иметь в виду, что Федеральным законом от 30.12.95 № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» инвестор был освобождён от двух из трех исчезнувших налогов, то есть НДПИ на две трети – не для СРП. Поэтому введение даже половинной ставки НДПИ для СРП – нарушение Закона «О соглашениях о разделе продукции» и явное ужесточение по отношению к инвестору, то есть условия для него ухудшаются еще до того, как инвестор приступит к разработке месторождения.

Добавочная прибыль, формирующаяся в отраслях, связанных с использованием ограниченных и дифференцированных по качеству природных ресурсов, называется рентой. Поэтому рентные платежи компании платят в качестве дополнительных «налогов» – они маскируются «под налоги», если применяется налоговая техника её изъятия. Ренту при прочих равных условиях присваивает собственник недр, а доход от дополнительных вложений капитала должен принадлежать

компании-инвестору. В противном случае этих «дополнительных вложений» не будет... Поэтому важно, чтобы при попытках ввести систему дифференцированных платежей в недропользовании, «не пострадал» бы предпринимательский доход инвесторов.

С 1 января 2002 г. на все полезные ископаемые введены адвалорные (процентные) ставки НДС. Предполагалось, что с нефтяных компаний этот налог будет взиматься с 1 января 2005 г. по ставке в размере 16,5 процента. А до этого момента на нефть устанавливается ставка в размере 340 р. за тонну с учетом коэффициента, который ежеквартально должны рассчитывать сами налогоплательщики (в зависимости от динамики мировых цен на нефть).

Долгосрочная государственная стратегия в топливно-энергетическом комплексе исходит из того, что нефть должна быть дешевой, а для этого ее надо добывать наиболее дешевым способом. В рамках этой идеи стимулирование добычи трудноизвлекаемых запасов становится невозможным, а разработка таких запасов будет отложена до тех пор, пока за счет внедрения новых технологий издержки их разработки не станут приемлемыми. Это означало начало поэтапного вытеснения из бизнеса многих мелких и средних компаний, а также ряда региональных вертикально-интегрированных компаний в традиционных, так называемых «старых» нефтедобывающих регионах страны.

Несовершенство налоговой системы усугубляется несовершенством системы правовой.

Правовой аспект. Федеральным законом от 08.08.01 № 126-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации» (далее – Закон № 126-ФЗ) введена в действие глава 26 «Налог на добычу полезных ископаемых» НК РФ. Названной главой (в соответствии с п. 1 ст. 17 НК РФ) определены налогоплательщики и необходимые элементы налогообложения, к которым относятся, в частности, налоговая база (ст. 338), налоговая ставка (ст. 342), порядок исчисления и уплаты данного налога (ст. 343).

Согласно п. 1 ст. 343 НК РФ сумма налога по добытым полезным ископаемым (в отношении которых п. 2 ст. 342 установлены адвалорные налоговые ставки), исчисляется как соответствующая налоговой ставке процентная доля налоговой базы (которая в соответствии с п. 2 ст. 338 определяется как стоимость добытых полезных ископаемых). Вместе с тем, Закон № 126-ФЗ вне всякой связи с рассмотренными выше положениями главы 26 НК Российской Федерации установил в отношении нефти и газового конденсата временно, на период с 1 января 2002 г. до 31 декабря 2004 г. принципиально иной порядок исчисления налога на добычу полезных ископаемых, основанный на иной на-

логовой базе и на иной налоговой ставке. Согласно ст. 5 Закона № 126-ФЗ сумма налога исчисляется по-другому, а именно – как произведение соответствующей налоговой ставки – твердой (специфической) ставки, то есть в абсолютной сумме на единицу измерения (которая при добыче нефти и газового конденсата составляет 340 р. за тонну), – исчисленной с учетом коэффициента, и величины налоговой базы, которая в соответствии с этой статьей определяется как количество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении (а не как стоимость добытых полезных ископаемых согласно ст. 338 НК РФ).

Данная норма Закона № 126-ФЗ, по существу, изменяет соответствующие положения главы 26 НК РФ, касающиеся налоговой базы, налоговой ставки и порядка исчисления и уплаты налога. При этом необходимо особо подчеркнуть, что эти изменения приняты в нарушение таких основных положений НК РФ, в частности, как:

- федеральные налоги и сборы устанавливаются, изменяются или отменяются только НК РФ (п. 5 ст. 3);
- налоговая база и порядок ее определения, а также налоговые ставки по федеральным налогам устанавливаются только НК РФ (п. 1 ст. 53).

Таким образом, начиная с 1 января 2002 г. действуют параллельно два различных порядка исчисления одного и того же налога, урегулированные двумя, не увязанными между собой нормативными правовыми актами: Налоговым кодексом Российской Федерации и Федеральным законом от 08.08.01 № 126-ФЗ. В результате этого налогоплательщики налога на добычу полезных ископаемых (каковыми являются, главным образом, нефтяные компании), а также и налоговые органы оказались в двусмысленном в правовом отношении положении.

Такая ситуация недопустима, поскольку нарушено одно из основных начал законодательства о налогах и сборах (установленное в п. 6 ст. 3 НК РФ), которое гласит, что «акты законодательства о налогах и сборах должны быть сформулированы таким образом, чтобы каждый точно знал, какие налоги (сборы), когда и в каком порядке он должен платить».

В конце сентября 2003 года Министр экономического развития и торговли Г.О. Греф раскритиковал нынешнюю систему налогообложения нефтяной отрасли. Его подчиненные разработали модель расчета налога, которая позволит собирать с нефтяников дополнительные \$1,5–3 млрд. налогов в год. Механизм установки разного налога для месторождений разного качества задумывался, чтобы поддержать добычу на «трудных» скважинах, а в итоге налог для «молодых» месторождений может вырасти на 30%. За январь – сентябрь 2003 г. в федеральный и региональные бюджеты собрано 240,4 млрд. руб. НДС. Год назад за эти же месяцы доход от налога составил 183,8 млрд. руб.

Ставка налога на добычу нефти единая, сейчас – 357 руб. с 1 т. Налог привязан к мировой цене нефти независимо от того, вне или внутри страны реализуется добытое сырье.

Начальник управления экономики природных ресурсов Минэкономразвития Всеволод Гаврилов заявил, что его ведомство создало экономическую модель, позволяющую дифференцировать НДС в зависимости от свойств месторождения: «В зависимости от задачи мы можем корректировать параметры НДС, варьируя тем самым и налоговую нагрузку». По его словам, половину дополнительных доходов обеспечат месторождения, которые невыгодно разрабатывать в нынешних условиях. Таких, по данным Гаврилова, в стране около 400 и еще 3–4% ежегодно «выбывают из работы». Другую половину дополнительных поступлений даст рост налогов для «легких» скважин. При определении ставки налога будут учитываться глубина залегающих месторождений и другие характеристики числом не более 10. А итоговый коэффициент может колебаться от 0,7 до 1,3 к ставке, рассчитанной по нынешней методике. Другое дело, что полномочия Минэкономразвития в разработке налоговых законов до конца не ясны.

Правительство Российской Федерации уже принимало решение о переходе к дифференцированным ставкам налога. На совещании в Правительстве Российской Федерации 5 ноября 2002 года было решено рассмотреть целесообразность введения коэффициентов к ставке НДС и решить проблемы более полного извлечения запасов разрабатываемых месторождений, которые были обозначены при подготовке проекта Налогового Кодекса.

Еще при обсуждении главы Налогового Кодекса «Налог на добычу полезных ископаемых» предлагалось учесть ряд коэффициентов:

1. Базовые коэффициенты:
 - коэффициент выработанности запасов;
 - коэффициент сложности геологического строения;
 - коэффициент районирования территорий работ;
2. Дополнительные (специально для нефтедобычи) коэффициенты:
 - коэффициент извлечения нефти (КИН);
 - коэффициент качества нефти (для тяжелой, средней и легкой нефти);
 - коэффициент экономических условий (учитывающий мировые цены на нефть).

Работающий сегодня механизм НДС не учитывает различия в фактических условиях добычи компаний, разрабатывающих «старые» месторождения (например, в Татарии, Башкирии, Краснодарском и Ставропольском краях, на Сахалине и др.) и компаний, имеющих доступ к лучшим месторождениям. В этом плане он выгоден для крупных компаний, которые владеют множеством лицензий и могут выбирать

наиболее продуктивные и легкоизвлекаемые запасы, и неприемлем для мелких нефтедобывающих организаций, владеющих ограниченным набором лицензий. Таким образом, закон стимулировал нерациональную выборочную отработку наиболее продуктивных залежей и месторождений, создал предпосылки для поглощения мелких компаний крупными ВИНК.

Для России с ее огромным разнообразием месторождений и федеративным устройством государства введение НДС привело к острым конфликтам и тяжелым социально-экономическим последствиям. Сугубо корпоративная тактика ликвидации нерентабельных филиалов плохо сочетается с государственной задачей развития российских регионов. Многие производства НГК являются градообразующими. Запретительно-высокие налоги в районах падающей добычи неизбежно ведут к потере для разработки трудноизвлекаемых и малодебитных запасов и увольнению персонала. Пополнение числа безработных, в свою очередь, усиливает экономическую нагрузку на государство по линии соцобеспечения (пособия по безработице, расходы на переквалификацию и т. п.), с одной стороны, и создает серьезные социальные проблемы в этих районах, с другой. Кроме того, отсутствие работы усиливает поток вынужденных переселенцев из северных и восточных районов страны на Большую землю, а это – дополнительные затраты, ложащиеся на бюджеты разных уровней (примерно 25 тыс. долл. в расчете на одного переселенца).

Еще в 2002 году министр Минэнерго И.Х. Юсуфов неоднократно заявлял, что необходимо незамедлительно внести изменения и дополнения в главу 26 Налогового кодекса в части дифференциации ставки НДС в зависимости от горно-геологических и экономико-географических условий разработки месторождений нефти и газа. В 2003 году о том же самом заговорил и министр МЭРТ Г.О. Греф. Минфин готовит предложения по налогу на дополнительный доход (НДД), увязанные с изменением НДС. Очевидно, проблема перезрела и какое-то решение будет предложено. А как должен себя чувствовать в этих условиях любой потенциальный инвестор? В условиях неопределенности с будущими налогами ни о какой нормальной предпринимательской деятельности не может быть и речи.

В 2003 году Правительство после долгих колебаний, дискуссий и согласований объявило о продолжении налоговой реформы. При этом резерв для пополнения бюджета, для снижения налогов, для стимулирования экономического роста правительственные чиновники увидели в увеличении налоговой нагрузки на нефтяную отрасль, понимая, что далеко не полностью используются преимущества благоприятной мировой конъюнктуры. Да и миссия МВФ в конце января выдала им аналогичную рекомендацию. Представители нефтяных компаний немедленно возразили: если дополнительные конъюнктурные доходы

изъять у нефтяников сейчас, завтра, когда цены упадут, компании останутся без необходимых инвестиционных ресурсов, и «дойная королева» бюджета сама останется на голодном пайке. При этом пострадают развитие ресурсной базы, инфраструктуры, и о мечтах относительно российской нефтяной экспансии на мировом рынке можно будет забыть. В свою очередь, обрабатывающие отрасли, о которых заботится правительство, от дополнительного налогового «угнетения» нефтянки вряд ли вздохнут свободнее.

До сих пор и правительство представители ведущих нефтяных компаний предпочитают говорить о налоговом бремени, но куда меньше – о стабильности. Одни компании привыкли к патернализму государства и рассчитывают «договариваться» и впредь, другие – ему не верят и опасаются, что при фиксации взаимных прав и обязательств, государство навяжет неподъемные условия «на всю оставшуюся жизнь». В результате обсуждение специальной части Налогового кодекса напоминает басню про Тришкин кафтан. Изменить эту опасную ситуацию можно только изменив правила игры, а изменить правила игры может только государство.

Самый естественный путь – возвращение к роялти. При этом все семейство традиционных рентных платежей – бонус, рентализ и роялти – следует вернуть «на место», т.е. в закон «О недрах». Это отвечало бы и элементарной логике – неналоговые платежи (а именно так платежи за право пользования государственным имуществом определяются Бюджетным кодексом) неуютно чувствуют себя в Налоговом кодексе, и вместе с тем позволило бы упростить процедуру формирования вменяемой системы рентных платежей.

Если обратиться к мировому опыту взимания роялти, то он весьма разнообразен: одни страны используют роялти, другие вообще обходятся без этого платежа; используется фиксированная ставка роялти или шкала роялти; критерии для определения ставки роялти также различаются, т.е. роялти варьируются в зависимости от того, находятся ли месторождения на суше или на шельфе, от уровня добычи, от учетной прибыли; в Египте в начале 80-х гг. роялти для инвестора не было, но зато его выплачивала национальная компания; наконец, существуют еще и так называемые «каникулы роялти», т.е. роялти как бы и есть, но на старте проекта не выплачивается. А уж хоть какой-то аналог уплаты роялти в рублях на тонну (а для нефтяников именно в такой форме до 2005 г. был введен НДС) можно найти разве что в Колумбии – так называемый «военный налог 1990 гг.» (1 долл. на баррель в первые 6 лет добычи, т.е. по сути, это скорее можно классифицировать как «неполные каникулы» роялти).

Раз уж речь зашла об опыте США, то там для увеличения производства нефти, поддержания разработки нерентабельных или низко рентабельных при обычной практике месторождений (глубоководных,

с истощенными запасами и т.д.) активно используется снижение размера роялти. В докладе о национальной энергетической политике, подготовленном в 2001 г. комиссией по руководством вице-президента США Д. Чейни, говорится, что Закон о снижении роялти при разработке глубоководных месторождений 1995 г., обеспечивающий (при выполнении ряда условий) снижение роялти при заключении новых арендных соглашений, внес существенный вклад в значительное увеличение глубоководного лизинга в центральной и западной зоне Мексиканского залива в течение последних пяти лет.

Этот закон и последующие поправки к нему помимо освоения новых участков имеют также целью увеличить производство на уже разрабатываемых глубоководных месторождениях и возобновить его на участках, где оно прекращено ввиду нерентабельности. Он охватывает лизинговые соглашения во внешней континентальной шельфовой зоне с глубиной залегания месторождений в 200 м и более в Центральной, Западной и части Восточной зоны Мексиканского залива. При выполнении определенных условий снижение роялти может достигать 50% или взимание роялти в течение определенного периода может быть полностью отменено.

Более того, для нерентабельных месторождений снижение роялти может составить (например, в случае если величина роялти превышала 75% чистого годового дохода, а уровень цен на нефть на нью-йоркской бирже за последние 12 месяцев на 25% превысил соответствующий уровень в течение 12 месяцев, взятых в качестве базы для сравнения) 50% при условии сохранения месячной добычи на уровне, достигнутом в базовый период. При превышении инвестором базового уровня производства с объема дополнительной продукции роялти взимается в полуторном размере до достижения уровня добычи в два раза превышающего базовый. Для объемов прироста добычи сверх двойного базового уровня применяется прежняя ставка роялти. И т.п.

Решение о снижении роялти принимает министр внутренних дел на основании информации, подготовленной службой по управлению минеральными ресурсами. Для борьбы с коррупцией оказывается вполне достаточно наличие антикоррупционного законодательства, спецслужб и развитой системы предварительной экспертизы!

3.3. ПРИГОВОР СРП

Многолетняя эпопея с подготовкой и принятием главы Налогового кодекса о СРП в конце-концов вылилось в кардинальную ревизию основных принципов режима СРП в России. Вступивший в силу Федеральный закон от 6 июня 2003 г. N 65-ФЗ «О внесении дополнения в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации, внесении изменений и дополнений в некоторые другие законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации» сделал заключение новых СРП весьма проблематичным. Рассмотрим хотя бы некоторые существенные элементы новой налоговой конструкции СРП, которые не могут не вызвать озабоченность у потенциальных инвесторов.

При реализации СРП цена нефти привязана законодателем к мировой цене сорта «Юралс». Однако, потенциальные инвесторы СРП, как и другие недропользователи, не имеют равный доступ к системам транспорта нефти и в большинстве случаев смогут экспортировать не более 25–30% добытой нефти. Между тем, внутренняя цена на нефть колеблется на уровне 25–30% от мировой цены, соответственно, финансовые результаты деятельности инвестора должны рассчитываться исходя из реальных цен внутреннего и мирового рынка.

Закон содержит ныне значительно более широкий перечень налогов, чем предусматривала предыдущая редакция закона «О СРП». Инвестор должен уплачивать следующие налоги и сборы:

1. Налог на добавленную стоимость;
2. Налог на прибыль организаций;
3. Единый социальный налог;
4. Налог на добычу полезных ископаемых;
5. Платежи за пользование природными ресурсами;
6. Плату за негативное воздействие на окружающую среду;
7. Плату за пользование водными объектами;
8. Государственную пошлину;
9. Таможенные сборы;
10. Земельный налог;

11. Акциз, за исключением акциза на подакцизное минеральное сырье, предусмотренное подпунктом 1 пункта 2 статьи 181 Налогового кодекса,

Рост числа налогов вносит дополнительный элемент нестабильности – чем больше налогов, тем больше рисков: кто может поручиться, что завтра они не станут весомее, чем сегодня? **Смысл закона «О СРП» в замене налогов на раздел продукции.** Зачем было заменять налоги разделом, чтобы после этого начинать движение вспять: заменять раздел – на налоги? Подобные законотворческие метания служат иллюстрацией к сохраняющейся налоговой нестабильности.

Компенсация инвестору уплаченных региональных налогов происходит по разному – при «прямом разделе» и при стандартном. В первом случае возмещение осуществляется из произведенной продукции, а во втором – из компенсационной, что означает дискриминацию стандартного механизма раздела продукции.

Особое значение для инвесторов имеет проблема взимания налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Сама по себе замена роялти на НДПИ – замена для инвесторов СРП неравноценная. И не спасает положение решение о том, что налоговые ставки применяются с коэффициентом 0,5 и не изменяются в течение всего срока действия соглашений. Причин несколько. Во-первых, НДПИ был введен вместо трех платежей: роялти, акциза и налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ), а инвестор согласно закону «О СРП», от последних двух налогов был и так освобожден. Следовательно, в неявном виде теперь ему добавляются два старых налога, хотя и в урезанном размере.

Во-вторых, в свое время, ставка роялти могла определяться в соглашении в диапазоне 6–16%, а налог на добычу установлен равным для всех субъектов хозяйственной деятельности, т.е. ведущих ее в совершенно разных горно-геологических условиях. Значит, для сложных проектов и предельная половинная ставка будет носить запретительный характер – она закроет возможность реализации малорентабельных проектов, оставит многие месторождения неразработанными.

В-третьих, по закону «О СРП» инвестор возмещает затраты государства на геологоразведочные работы и подготовку участка к пользованию, а глава 26 Налогового кодекса предусматривала для недропользователя в этом случае или при проведении подобных работ за счет собственных средств ставку налога на добычу с коэффициентом 0,7. Увеличение до 100% ставки налога на добычу нефти и газового конденсата при достижении проектного коммерческого уровня добычи приводит к дискриминации инвестора по отношению к обычным недропользователям.

В-четвертых, раз этот предельный уровень коммерческой добычи нефти и газового конденсата устанавливается соглашением, то это оз-

начает, что де факто ставка налога становится предметом переговоров государства и инвестора.

Наконец, с момента достижения предельного уровня коммерческой добычи раздел продукции фактически сводится к замене одной таможенной пошлины. Фактически схема раздел продукции вместо налогов заменяется формулой раздел продукции плюс налоги.

Помимо возвращения почти всех налогов в качестве подлежащих уплате появились новые ограничения:

- 32% произведенной продукции – нижний предел доли государства при «прямом разделе»;
- 75% и 90% – уровень компенсационной продукции, соответственно, для добычи на суше и для континентального шельфа;
- налоговая ставка с коэффициентом 1 для налога на добычу после достижения «предельного уровня коммерческой добычи» нефти;
- не более 2% возмещаемых затрат – на управленческие расходы и др.

Принятая поправка в закон «О СРП» гласит, что «оборудование, технические средства и материалы считаются российского происхождения при условии, что они изготовлены из узлов, деталей и комплектующих, не менее чем на 50% в стоимостном выражении произведенных на территории Российской Федерации». Если условие о 70% российского участия будет нарушено, инвестор теряет право компенсировать приобретение такого оборудования из прибыльной продукции и автоматически переходит на обычный режим уплаты налогов. Наконец, отныне еще и указан срок, в течение которого инвестор должен привлечь российских подрядчиков: приобретение оборудования, технических средств и материалов российского происхождения должно быть в объеме не менее 70 процентов общей стоимости приобретенных (в том числе по договорам аренды, лизинга и по иным основаниям) в каждом календарном году (!) для выполнения работ по соглашению оборудования.

В этой связи примечательна такая оговорка законодателя: «Положения настоящей статьи, вступающие в противоречие с принципами Всемирной торговой организации, в случае присоединения Российской Федерации к Всемирной торговой организации теряют свою силу или должны быть приведены в соответствие с этими принципами». Таким образом в современное российское законодательство включаются положения, которые заведомо неприемлемы для любого нормального инвестора. Напомним, что, например, перед дефолтом доля российского оборудования в нефтегазовой промышленности России составляла только около 55%. Как мы знаем, и сейчас некоторые нефтяные компании (ЮКОС, Сибнефть и др.) делают ставку на использование зарубежных сервисных компаний и импортного оборудования.

По данным Минэкономразвития, в 2002 г. по проекту «Сахалин-1» было заключено контрактов и размещено заказов на товары и услуги на \$2,1 млрд, из которых лишь 34,2% пришлось на долю российских компаний. Несколько лучше ситуация у «Сахалина-2», который в прошлом году отдал российским подрядчикам 48,2% из общего портфеля заказов на сумму \$614,7 млн, и у «Харьядги» – 57% из \$162,5 млн. Итого – на \$1,5 млрд. заказов за год! И это только начало, судя по планам инвесторов (табл. 22).

Таблица 22

**Инвестиции в сахалинские проекты на основе СРП,
млн. долл. США**

Годы	«Сахалин-1»	«Сахалин-2»
1996	33,8	43,3
1997	160,3	254,0
1998	72,9	450,6
1999	52,0	261,3
2000	57,3	265,1
2001	180,2	434,7
2002	725,7	784,3
2003 (смета)	1 244,3	1 721,8
2004 (план)	1 165,0	2 779,7
2005 (план)	1 265,0	2 128,0

Источник: Администрация Сахалинской области

У истории с ужесточением законодательства «О СРП» – весьма поучительное продолжение: в начале ноября 2003 года группа депутатов Государственной Думы направила в Конституционный суд запрос о соответствии Конституции п. 7 ст. 2 закона «О СРП», принятого в конце 1995 г., так называемой «дедушкиной оговорки», которая обеспечивает правовую стабильность по трем действующим проектам – «Сахалин-1», «Сахалин-2» и Харьягинскому проекту. Главной задачей своего запроса его инициаторы назвали подведение этих соглашений под требование закона, согласно которому при реализации проектов инвесторы должны использовать не менее 70% продукции и услуг российского происхождения.

Представитель Трубной металлургической компании (ТМК) Дмитрий Жеглов вполне серьезно заявил газете «Ведомости», что российские металлурги должны получать преференции при выборе подрядчика еще и потому, что их предприятия весьма удалены от Сахалина и заведомо проигрывают японцам и корейцам из-за более высоких транспортных расходов. Во-первых, и 1,5 миллиарда – тоже деньги, а во-вторых, кто мешал развивать проекты у себя «под боком» – в Запад-

ной и Восточной Сибири, на шельфе Арктики? Именно представители металлургов в Государственной Думе чрезвычайно активны в своей непримиримой борьбе с режимом СРП. Однако они до сих пор так и не поняли: нет проектов – нет заказов!

«Оценить стоимость всех проектов, которые в ближайшие годы будут разрабатываться на условиях СРП, сложно», – утверждал после принятия новой редакции закона «О СРП» аналитик ИК «Атон» Стивен Дашевский. Но, по его словам, в любом случае речь идет о десятках миллиардов долларов, 70% из которых достанется российским производителям. Заключение эксперта, как минимум, наивное. Новых проектов на условиях СРП просто не будет. Поэтому и подрядов не будет. Неумелое лоббирование российских подрядчиков привело к печальному итогу.

По действующему закону о СРП, переговоры о заключении соглашения Правительство Российской Федерации может начинать по тем проектам, которые включены в разрешительный перечень, формируемый специальными федеральными законами. За шесть последних лет парламент принял 17 федеральных законов, разрешающих переводить на режим СРП 28 проектов. Принятию каждого такого закона предшествовала длительная кропотливая работа. Теперь перечеркнуты оказались результаты этой работы, в которой были задействованы десятки, если не сотни, экспертов, федеральные министерства, региональные администрации, нефтегазовые компании, обе палаты парламента и президент Российской Федерации. При этом не предусмотрен механизм компенсации для инвесторов, понёсших определённые затраты.

Для того чтобы перепроверить отсутствие возможности разрабатывать участок недр на обычных условиях, предложена новая система: перспективы разработки участка недр на условиях СРП обсуждаются лишь в том случае, если на аукционе, на котором этот участок недр предлагался в пользование на лицензионных условиях, так и не нашлось ни одного откликнувшегося на это предложение претендента. После этого правительство может (но вовсе не обязано) внести в Думу законопроект о включении данного инвестиционного проекта в перечень участков недр, по которым могут заключаться СРП. Принятый закон позволяет правительству начать подготовку нового аукциона теперь уже на право разрабатывать месторождение на условиях СРП. При этом переговорная комиссия должна быть сформирована правительством в течение полугода после подведения итогов аукциона и обязана подготовить соглашение к подписанию за один год. Об ответственности Правительства Российской Федерации за нарушение этих сроков в законопроекте ничего не говорится.

Более того, «в случае несогласия лица, подавшего заявку на участие в аукционе, с представленной в отчете оценкой имущественного комплекса, неразрывно связанного с осуществлением права пользования не-

драми, и (или) иными условиями договора о продаже имущественного комплекса в целом или его части окончательные условия указанного договора устанавливаются в судебном порядке». Если в суд обратится «лицо, подавшее заявку», то по-видимому, законодатель предполагает, что этот вопрос должен быть решен до проведения аукциона. Можно ли рассчитывать при этом на то, что аукцион вообще состоится.

Принятый закон предлагает новую редакцию оснований для включения в перечень объектов, которые можно разрабатывать на условиях СРП. «В случае подтверждения отсутствия возможности геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых на условиях пользования недрами, не предусматривающих заключения соглашения, участок недр может быть включен в перечень участков недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях раздела продукции, при наличии определяемых Правительством Российской Федерации следующих условий:

- если разработка данного участка недр может обеспечить сохранение рабочих мест для градообразующей организации, а прекращение разработки данного участка недр приведет к негативным социальным последствиям;
- если разработка данного участка недр является необходимой для вовлечения в хозяйственный оборот полезных ископаемых, которые находятся на континентальном шельфе Российской Федерации и в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и залегают в областях, где отсутствуют населенные пункты, транспортная и иная инфраструктура;
- если разработка данного месторождения требует использования специальных высокотехнологичных технологий для добычи трудноизвлекаемых значительных по объему запасов полезных ископаемых, находящихся в сложных горно-геологических условиях.»

Выбрана правовая конструкция «и... и», а не «или... или». Следовательно, участок недр может быть включен в перечень, если одновременно он является градообразующим, и находится на шельфе... Абсурд?! Очевидно, законодатель имел в виду наличие одного условия, а не все три одновременно, но изложено, так, как изложено. Кроме того, подобные аргументы уже были основанием для принятия соответствующих федеральных законов, которые теперь подвергнуты остракизму. Проекты, целесообразность перевода которых на режим СРП уже подтверждена федеральными законами, принятыми, кстати, по рекомендации правительства, отныне должны переводиться на режим СРП на общих основаниях. Правительство готово без повторных аукционов готовить соглашения по участкам недр, расположенным на континентальном шельфе и в пределах исключительной экономической зоны Российской Федерации, а также по участкам недр, возможность раз-

работки которых на условиях раздела продукции установлена международными договорами.

Таким образом, действие законодательства «О СРП» не будет распространяться на три уже действующих проекта – «Сахалин-1» и «Сахалин-2», а также Харьягинское месторождение. В списке кандидатов на СРП, которые попробуют играть по новым правилам, осталось, таким образом, всего четыре-пять месторождений: Приразломное и Штокмановское месторождения (Роснефть и Газпром), Центральный и Яламо-Самурские участки Каспия (ЛУКОЙЛ) и, может быть, «Сахалин-3» – Киринский блок (ExxonMobil, Роснефть, ChevronTexaco).

Пытаясь выстроить новую конструкцию закона о СРП, законодатели запретили безаукционный выбор инвестора в тех случаях, когда «интересы обороны и безопасности государства требуют заключения соглашений с конкретным инвестором». Признавая на словах актуальность перевода на СРП месторождений градообразующего значения, остановка работы на которых приведет к негативным социальным последствиям, тем не менее, предлагается сначала прекращать разработку таких месторождений, чтобы, возможно, возобновить работы на них на условиях СРП через несколько лет.

Предлагаемый алгоритм является по своей сути запретительным:

- во-первых, маловероятно, чтобы недропользователь добровольно сдал лицензию в надежде получить ее повторно. В этом случае недропользователь должен за свой счет провести ликвидационные работы на месторождении. В то же время государство не гарантирует недропользователю возмещения уже понесенных по проекту затрат. Более того, из текста закона следует, что аукцион на СРП может состояться только после предварительного аукциона на лицензию, но если лицензия выставлена не на аукцион, а на конкурс, то заключение СРП вообще становится невозможным;
- во-вторых, практика показывает, что любое крупное месторождение, выставленное на аукцион, всегда вызывает интерес нефтяных компаний. Не все из них готовы инвестировать крупные средства в разработку месторождения, но очень многие хотят пополнить запасы для повышения капитализации. Поэтому трудно представить, что такой «предварительный» аукцион окажется безрезультатным;
- в-третьих, и без того забюрократизированную процедуру подготовки СРП новый закон превращает в абсолютно неподъемную. По шельфовым проектам положение усугубляется еще и тем, что текст уже готового соглашения и любые изменения и дополнения к нему придется утверждать отдельными федеральными законами.

Летом 2002 года закон о СРП был дополнен упрощенной моделью СРП, которая известна как «прямой» раздел продукции: инвестор получает полное освобождение от любых налогов, но зато делит с государством не прибыльную, а всю произведенную продукцию. Инициатором концепции «прямого раздела» выступила ТНК, имея в виду перевод на новую модель уже подписанного СРП по Самотлору. Это месторождение разрабатывается в течение нескольких десятилетий и учитывать по нему исторические затраты крайне сложно. В законе о СРП появилась норма, запрещающая перевод СРП с одной модели на другую. При этом соглашение, налоговые условия которого не вступили в силу в течение года после подписания, прекращает свое действие в безусловном порядке. Это означает, что ТНК в течение года после включения в закон о СРП данных поправок должна либо начать работать на условиях подписанного в конце 1999 года соглашения по Самотлорскому месторождению, либо забыть о СРП раз и навсегда.

После всех разговоров о необходимости поддержки малого бизнеса, закон нанес еще и тяжелый удар по его развитию в ТЭК на основе СРП. Ведь по рекомендации Правительства из закона о СРП были исключены положения, упрощающую процедуру начала переговоров по месторождениям с извлекаемыми запасами нефти до 25 млн. тонн и газа до 250 млрд. м³, в то время как ранее переговоры по малым СРП можно было начинать без предварительного принятия соответствующих федеральных законов – для этого достаточно было совместного решения Правительства Российской Федерации и региональных властей.

Понятно, что принятая в виде поправок в законодательство о СРП правовая конструкция эффективно работать не сможет и заключение новых проектов на условиях раздела продукции маловероятно. Исполнительный директор Нефтяного совещательного форума Владимир Коновалов заявил, что в ближайшее время заключение новых СРП вряд ли состоится из-за ужесточившихся норм законодательства. Очевидно, придется ждать начала следующего года, когда вслед за выборами в Государственную Думу произойдет реформирование кабинета министров. Новому Правительству Российской Федерации придется вернуться к режиму СРП, поскольку инвесторам в 2003 году никакой разумной альтернативы ему так и не было предложено, а инвестиции, рабочие места и платежи в бюджеты всех уровней очень нужны.

Парализовав режим СРП, Правительство и Государственная Дума серьезно подорвали конкурентные позиции ряда компаний, которые собирались наращивать запасы, а затем и добычу. В свою очередь, эксплуатация действующих месторождений неизбежно приведет к стремлению нефтяных компаний сконцентрироваться на разработке наиболее рентабельных объектов при одновременном сокращении фонда работающей скважин и сокращении рабочих мест. Парадоксально, но факт: Правительство, настаивая на том, что режим СРП – для наибо-

лее сложных месторождений, фактически предложило Думе его ужесточить. Сложный режим недропользования требует сложного правового режима?! Фактически запретительного? Помимо всего прочего ужесточение режима СРП и замораживание новых инвестиционных проектов на условиях СРП подрывает репутацию России в глазах иностранных инвесторов.

Правительство и Дума, отбросив все договоренности, провели радикальную ревизию главы НК о СРП, ужесточив налоговый режим, усложнив процедуру заключения соглашений, отказавшись от предлагавшихся механизмов осуществления налоговой стабильности. Тем самым, стороны грубо нарушили свои обязательства, взятые ими на себя при голосовании главы о СРП в первом чтении. В процессе принятия нового законодательства «О СРП» оказались искажены все процедуры: предложенные ко второму чтению поправки кардинально изменили концепцию налогового законопроекта, принятого в первом чтении, а поправки к закону о СРП, минуя профильный комитет по природным ресурсам и недропользованию, пошли через бюджетный комитет.

Наиболее откровенно суть произошедшего сформулировал при обсуждении в Совете Федерации нового законодательства «О СРП» председатель сенатского комитета по промышленной политике Валентин Завадников – автор радикальной законодательной инициативы, упраздняющей режим СРП в России: «Режимы СРП – это дискриминационные режимы для всех других видов деятельности, а данный закон ухудшает режим СРП, делая его неэффективным с экономической точки зрения, поэтому его в любом случае надо одобрить».

Замораживание СРП обостряет борьбу по переделу распределенной ресурсной базы из-за необходимости проведения новых аукционов на право пользования недрами на условиях действующей налоговой системы в отношении месторождений и участков недр, право пользования которыми было предоставлено на условиях раздела продукции. Кроме того, по итогам совещания в Правительстве Российской Федерации предлагалось поручить МПР России провести проверку выполнения владельцами указанных участков недр текущих лицензионных условий – очевидно, для того, чтобы в отношении некоторых из них можно было бы инициировать процедуру отзыва лицензии. Таким образом, под прикрытием борьбы с СРП налицо стремление некоторых компаний ослабить или убрать конкурентов и получить доступ к новым месторождениям, за счет приобретения которых можно было бы повысить собственную ресурсную базу и капитализацию.

К числу пострадавших можно отнести и некоторые российские регионы, которые без СРП лишатся многих рабочих мест и инвестиций, – это Сахалин, Мурманская и Тюменская области, Ненецкий округ, Крас-

ноярский край и многие другие. Новое законодательство о СРП наносит серьезный ущерб интересам многих российских и иностранных инвесторов, действующих в России. Из российских компаний, помимо ТНК, потери понесут Роснефть, ЛУКОЙЛ, Татнефть, а также Зарубежнефть, которую правительство в прошлом году назначило, совместно с Роснефтью, представлять интересы государства в проектах на условиях раздела продукции. Поправки негативно скажутся на проектах ConocoPhillips, ExxonMobil, ChevronTexaco, Shell, TotalFinaElf и ряда других иностранных гигантов, рассматривающих возможность инвестиций в России именно на условиях раздела продукции. Их прямые убытки могут составить сотни миллионов долларов, уже затраченных на продвижение соответствующих проектов.

Пострадает ВР, которая пошла на совместный проект на базе активов Тюменской нефтяной компании не в последнюю очередь потому, что ресурсная база ТНК – это по большей части набор СРП в различной степени готовности – Самотлор, Уватский проект, участки недр на шельфе Сахалина, Краснотенинское и Ковыктинское месторождения. Возможно, противодействие СРП преследовало цель попытаться воспрепятствовать совершению указанной сделки. Теперь ВР, если она все же согласится не просто приобрести акции, но и вкладывать прямые инвестиции в проекты в России, придется заниматься освоением активов ТНК на условиях действующей налоговой системы.

Много ли стоят разговоры о государственной экономической политике, если пиар-усилиями буквально одной компании и преданного ей депутатского лобби страна лишилась эффективного механизма для привлечения инвестиций, эффективного освоения запасов минерального сырья? Как было заявлено в одном из интервью, опубликованном в период «реконструкции» СРП: «По своему негативному значению для инвестиционного климата в России история с СРП со временем займет свое законное место в одном ряду с залоговыми аукционами или приватизацией Славнефти».

Новое законодательство о СРП отодвигает на неопределенное время устремления государства навести порядок в сфере недропользования, перевести взаимоотношения власти и бизнеса на условия развернутых контрактов с четко очерченными правами и обязанностями сторон, провоцирует новый раунд лоббистских усилий компаний по получению налоговых льгот.

Посланный императором Петром I на Кавказ доктор Готлиб Шобер в своем описании в 1717 году указывал, что из «некоторой горы нефть, или петролеум вытекает, и никто ее не собирает». Теперь времена изменились – «ее собирают» все, кто может. Для многих чеченцев в наши дни хищение сотен тонн нефти – единственный способ прокормить семью, способ выживания. Чеченская нефть залегает неглубоко, идет сама и поэтому добывать ее можно без особого труда.

Инженерно-технические службы Грознефтегаза ежедневно устраняют десятки несанкционированных врезок в нефтепроводы. Кроме сырья, «летучие отряды» воруют оборудование и транспорт. Лишать террористов источников финансирования – дело необходимое, но не достаточное. Нужно создавать стимулы к мирной жизни в самой республике, создавать условия для привлечения инвестиций даже в нынешнее беспокойное время, частным инвесторам нужны коммерчески выгодные предложения.

В Чечне, как, впрочем, и во многих других, куда более спокойных районах нашей страны, до сих пор есть немалые потенциальные запасы нефти, которым давно пора служить людям. Сколько – точно никому не известно, так как уже лет десять никаких исследований не проводилось. Россия придает большое значение восстановлению нефтяной промышленности Чечни, которая серьезно пострадала за годы войны. Бывшее производственное объединение Грознефтеоргсинтез сегодня лежит в руинах. Да и нет в республике такого количества нефти, чтобы его загрузить, а рассчитывать на поставки из других районов России вряд ли реалистично. При этом многие эксперты считают, что разработка большинства нефтяных скважин в республике сегодня нерентабельна. Тем не менее, речь может идти о восстановлении нормального производственного процесса в нефтедобывающей промышленности Чечни. Помимо решения этой задачи Россия укрепила бы свое геополитическое влияние во всем регионе – здесь и доступ к Каспию, и нефтепровод Баку-Новороссийск, а Чечня – в эпицентре событий.

Так совпало, что именно НК Роснефть, работающая в Чеченской Республике, является пионером создания в России системы раздела продукции. Месторождения Сахалинского шельфа (Лунское, Пильтун-Астохское, Чайво, Одопту, Аркутун-Даги), открытые ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» в 1984 и 1986 годах стали полигоном для СРП в России (проекты – «Сахалин-2», «Сахалин-1» и др.). Роснефть до недавних решений Правительства и Думы была намерена широко использовать систему раздела продукции кроме «Сахалина-1», где уже действует СРП, еще и на многих других возможных проектах: «Сахалин-3» (Кириинский блок), «Сахалин-3» (Восточно-Одоптинский и Аяшский), «Сахалин-4», «Сахалин-5», а также при освоении Харампурского, Комсомольского и Северо-Комсомольского месторождений в Западной Сибири. И в этом списке особое место должны были бы занять и чеченские СРП – реальный путь возрождения экономики республики и налаживания в ней мирной жизни.

Для государственной компании Роснефть, которая действует в Республике, Постановление Правительства перевешивает соображения выгоды или расчета, хотя, конечно, добывать сырье в Сибири и на Дальнем Востоке, по крайней мере, куда безопаснее, чем в Чечне. Чрезвычайная обстановка требует вмешательства государства и на определен-

ном этапе в таких нестандартных условиях может работать только государственная компания. Без каких-либо оговорок, которые были бы обязательны при ведении переговоров с частными структурами. Но мирная жизнь несовместима с чрезвычайщиной – нужны экономические методы.

Более того, перспективным могли бы стать проекты, увязывающие по несколько участков недр в рамках отдельных СРП – с единой инфраструктурой или по географическому принципу. Опыт так называемого «удмуртского проекта», в рамках которого рассматривалась возможность разработки сразу 11 месторождений и участков недр, могла бы быть полезной для Чеченской республики. Да вот беда, сегодня в России совсем другой режим СРП, который, как небо и земля, отличается от существовавшего до начала 2003 года. Парализовав режим СРП, Правительство и Дума серьезно подорвали конкурентные позиции ряда компаний, которые собирались наращивать запасы, а затем и добычу. Если СРП не сумела оценить Россия, может быть систему раздела продукции оценят регионы? Стране нужны не оффшоры, не налоговые льготы, а проверенные временем и пространством, признанные в мире инвестиционные режимы – концессии, СРП... Пример Сахалина показывает, что главное не изменять своим принципам и упорно работать, и инвестиции придут в регион, создадут новые рабочие места. Но для этого нужны и воля, и мужество, и дипломатия местных властей, а главное – понимание экономических механизмов.

Парадоксально, но факт: Правительство, настаивая на том, что режим СРП – для наиболее сложных месторождений, фактически предложило Думе его не смягчить, а ужесточить. Для и без того тяжелых условий недропользования – усложненный, жестокий, и как показывает практика Приразломного месторождения – не лишенный внутренних противоречий, налоговый фактически запретительный режим. А ведь сегодня в России сплошь и рядом возникает потребность в использовании режима СРП для решения неотложных социально-экономических проблем и при этом не платить деньги из бюджета, а привлекать частный капитал. Конечно, использовать СРП можно с успехом во всех случаях, но уж если быть последовательным и настаивать на некой его эксклюзивности, то, очевидно, что в первую очередь речь должна идти о таких особых регионах, как Сахалин, Калининградская область и Чечня. Да вот беда – нынешний режим СРП не облегчает жизнь недропользователя, а наоборот – осложняет ее. Эту нелепость нужно срочно исправлять!

3.4. РЕФОРМА ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА О НЕДРАХ

Как известно, в результате экономической реформы в области недропользования государственный фонд недр как часть государственного имущества состоит в настоящее время из трех частей: распределенный фонд недр, нераспределенный фонд недр и резервная часть. Распределенная часть государственного фонда недр образовалась в два этапа. В начале рыночной реформы в соответствии с законодательством того времени практически все объекты недропользования, находящиеся в промышленном освоении, в основном бесплатно и без конкурсов были закреплены за прежними владельцами. В дальнейшем права пользования объектами минерально-сырьевой базы передавались на основе конкурсов и аукционов, эффективность которых была весьма невысока.

Нераспределенная часть государственного фонда включает в себя как участки недр с запасами, учтенными государственным балансом, так и участки недр с прогнозными ресурсами. При этом более половины участков недр с запасами, учтенными государственным балансом, в новых экономических условиях являются нерентабельными (из-за низкого качества полезных ископаемых, высокой себестоимости отработки, отсутствия или неразвитости инфраструктуры и др. факторов). Примерно треть участков имеет низкий уровень рентабельности. Введение их в хозяйственный оборот на сегодняшний день возможно только при применении специального льготного налогового режима, а в будущем – или при изменении социально-экономических условий, или при появлении новых научно-технологических разработок в сфере их отработки. И лишь небольшая часть участков является рентабельной и представляет интерес для потенциальных инвесторов.

Следует отметить в нераспределенной части государственного фонда наличие дефицита участков недр с оцененными прогнозными ресурсами, которые являются основным резервом воспроизводства минерально-сырьевой базы страны и совершенствования структуры недропользования. Это связано с резким сокращением в последние годы объемов геологоразведочных работ, направленных на поиски и разведку месторождений полезных ископаемых. Часть месторождений

федерального значения, включая освоенные и подготовленные к добыче полезные ископаемые, формирует федеральный фонд резервных месторождений.

В ходе инвентаризации, проведенной год назад МПР, было установлено, что на 1 января 2002 г. более 1600 лицензий на проведение поисково-оценочных работ закончили свои сроки действия. В соответствии с законодательством страны, если в результате геологоразведочных работ были обнаружены природные запасы, то недропользователи должны получить взамен другие лицензии – на право разработки и добычи полезных ископаемых, а лицензии на проведение поисково-оценочных работ должны быть ликвидированы. На практике этого часто не происходит. Как известно, российская горнодобывающая практика грешит неэффективным отношением к объектам недропользования и другим природным ресурсам. Нередки случаи, когда владельцы лицензий занимаются «снятием сливок» с горнодобывающих предприятий – выработывают богатые пласты и закрывают шахты. Высокая обеспеченность запасами позволяет, некоторым нефтяным компаниям добывать всего 40—50 процентов запасов нефти, после чего бросать скважины.

В ходе отработки месторождений наносится непоправимый ущерб окружающей среде: водным, лесным и другим ресурсам. Отрасль, которая дает более 60 процентов валютных поступлений в стране, должна иметь эффективную систему государственного регулирования недропользования. Сложившееся положение настоятельно требует совершенствования существующей системы лицензирования в области недропользования. В настоящее время ведется (и на уровне Правительства Российской Федерации, и Государственной Думы, и научной общественностью) большая работа по совершенствованию сложившейся в стране системы лицензирования.

Законодательно прорабатываются такие важные вопросы, как механизм отзыва лицензий (отмена принципа «двух ключей» для передачи участка недр в пользование), расширение списка оснований для предоставления месторождений в пользование: к действующим ныне лицензиям необходимо добавить еще и соглашения о разделе продукции (СРП), а также договоры концессии, аренды и подряда. Это позволит осуществить использование в недропользовании не только административных, но и гражданско-правовых форм соглашений.

За исключением режима СРП, который предусматривает обязательное формирование Ликвидационного фонда по каждому проекту, государство не имеет в настоящее время в своем распоряжении адекватного экономического механизма, позволяющего не допускать или компенсировать нанесенный горнодобывающими предприятиями ущерб окружающей среде и объектам природопользования. У нерадивых хозяев недр сегодня ничего нельзя отобрать, кроме лицензии, да и

это получается у федеральных властей крайне редко из-за действия принципа «двух ключей». Отсутствует система штрафов и других наказаний. Налицо слабый контроль и минимальные санкции за неисполнение лицензионных соглашений в области эффективного использования объектов недропользования и охраны окружающей среды (не создана экономическая защита от избирательной отработки лучших частей месторождений (пластов, залежей, крыла, его части, блоков и др.), которая подчас катастрофическим образом отражается на качестве всех запасов и часто приводит к невозможности их дальнейшей отработки.

По данным Главного контрольного управления Президента Российской Федерации (далее – ГРУ), в 1998—1999 гг. была проведена проверка 2,9 тыс. лицензий, выданных на наиболее важные месторождения, и в 75 процентах случаев выявлены нарушения, которые не устранены до настоящего времени. Только невыполнение владельцами лицензий графика добычи полезных ископаемых привело, по мнению ГРУ Президента, к тому, что упущенная выгода по самым скромным оценкам государства составила более 70 млрд руб. В ряде лицензионных соглашений вообще отсутствуют согласования с органами управления земельными ресурсами и землеустройству, государственного горного надзора, а также данные об уровнях добычи минерального сырья, сроках выхода на проектную мощность и другие условия, что несомненно требует их переоформления.

Однако, повышение эффективности использования государственного фонда недр требует не столько внедрения комплекса организационных мер, хотя без этого не обойтись, сколько разработки экономического механизма, стимулирующего владельцев лицензионных соглашений к безусловному выполнению их условий. В противном случае выведенные из хозяйственного оборота значительные объемы запасов основных видов полезных ископаемых так и останутся в виде омертвленных государственных средств, вложенных в свое время в поиски и разведку данных месторождений.

Закон «О недрах» был принят 21 февраля 1992 г. № 2395–1 (с дополнениями и изменениями, произошедшими в нем в 1995, 1999, 2000, 2001 гг.). В него было внесено огромное количество поправок, но закон не стал более совершенным. Скорее наоборот. Летом 2002 г. о желании его существенно модернизировать синхронно заявили и парламентарии, и президентская администрация в лице «комиссии Д.Н. Козака», и Министерство природных ресурсов. МПР завершило и внесло в Правительство проект Кодекса Российской Федерации о недрах, который представляет собой лишь один элемент огромного числа предложений, которые готовятся в министерстве: всего в течение 3 лет МПР планирует предложить к принятию 300 новых нормативных актов, в том числе 142 закона.

Не отстают и парламентарии. Сначала появился Кодекс о недрах, внесенный депутатами и членами Совета Федерации А.Скочем, Н.Азаровым, В.Климовым, А.Аристовым и другими, а затем и законопроект «О внесении изменений и дополнений в закон «О недрах» (депутатов А.Баранникова, Г.Бооса, В.Володина, С.Гвоздевой и др.). Все эти документы закрепляют действующий административный порядок пользования недрами, направлены на совершенствование лицензионной системы. Хотя совершенствование это обставлено довольно механистически: принципиальные вопросы привлечения инвестиций не решены (основные черты лицензионных соглашений, налогообложение, стабильность, переуступка прав и т.п.), но многие разработки, уточняющие многие процедурные вопросы были систематизированы. При этом остался без ответа вопрос о необходимости предложенной кодификации. Многие специалисты считают, что необходимо совершенствовать сам закон «О недрах».

В свою очередь, достоянием средств массовой информации стали предложения об изменении закона «О недрах», подготовленные комиссией по разграничению полномочий между различными уровнями власти во главе с заместителем руководителя администрации президента Д.Н. Козаком (а затем в их русле и концептуальные предложения МЭРТ). Поначалу они вызвали шок – пресса запестрела сообщениями о том, что «сырьевые олигархи лишатся своих лицензий на месторождения, а добываемые ими полезные ископаемые станут собственностью государства». Руководители некоторых компаний назвали это национализацией. При ближайшем рассмотрении, правда, выяснилось, что, по крайней мере, намерения разработчиков соответствующих предложений были благими – ввести в закон «О недрах» такие изменения, которые сделали бы его гораздо более либеральным, чем ныне. Речь идет о замене существующего административного характера лицензионных соглашений на гражданско-правовой, практики лицензирования – на концессионные договора.

В известном смысле это предложение – дежавю: в первых редакциях закона «О недрах» была формулировка относительно того, что «лицензия на право пользования недрами закрепляет... форму договорных отношений недропользования, в том числе на условиях концессии, договора о разделе продукции, контракта на предоставление услуг (с риском и без риска)». Однако с 1995 года термин «концессия» из ст.12 закона «О недрах» был изъят окончательно и бесповоротно, а раздел продукции вернулся в этот закон только в 1999 г.

В чем смысл поступивших предложений? В Пояснительной записке к предлагаемым изменениям и дополнениям закона «О недрах», разработанной Комиссией при Президенте Российской Федерации по разграничению полномочий между федеральной властью и субъектами федерации, а затем и в Концепции МЭРТ в отношении новой ре-

дакции закона «О недрах» по поручению Правительства Российской Федерации в связи с документом «комиссии Д.Н. Козака» содержится ряд принципиальных положений, цель которых – сформировать новую систему недропользования в стране:

1. Отнести недра к федеральной государственной собственности, за исключением месторождений общераспространенных полезных ископаемых;

2. Отказаться от лицензирования недропользования;

3. Отделить разведку участков недр от добычи полезных ископаемых:

- разведочный этап (и все стадии ВМСБ) осуществлять на основании договоров подряда;
- добычу полезных ископаемых осуществлять на основании договоров концессии;

4. Добывающей организации на основании договора концессии возмещать обоснованные затраты и нормальную прибыль;

5. Плату за разведочный этап по договору подряда осуществлять за счет бюджетных средств; возможно возмещение недропользователю собственных средств, затраченных на разведку, с получением преимущественного права на концессию.

Некоторые исследователи расценили появление этой конструкции, как свидетельство того, что государственная политика недропользования в России зашла в тупик, для выхода из которого властям необходимо предпринять нечто революционное, например, переход на концессии. В частности, заместитель Генерального секретаря Секретариата Энергетической Хартии А.Конопляник утверждает: «Факт предложения такого перехода может свидетельствовать о признании властью невозможности кардинально улучшить действующую лицензионную систему недропользования и желание начать строить новую систему недропользования, что называется, «с чистого листа». Сам же переход таит в себе много подводных камней, и интересы некоторых недропользователей обязательно пострадают. Однако он является основным (если не единственным) позитивным моментом в предложениях Комиссии, поскольку предлагает перевести все недропользование на гражданско-правовую основу».

И даже возражения против подобной операции с законом «О недрах» часто только укрепляют позиции сторонников перехода на концессионных договоры. Так М.К. Клубничкин, партнер компании «ПрайсуотерхаузКуперс», считает, что «разумным кажется просто навести порядок в лицензионной системе. Более четко определить, что такое лицензионное соглашение, ответственность сторон при выполнении этих лицензионных соглашений, поправить законодательство в области налогообложения и изменить систему государственного управления». Из чего следует, что сегодня в российской лицензионной

системе мало что есть: ни тебе налогов, ни стройной системы государственного управления, ни нормального контракта между государством и недропользователем, где были бы определены права и обязанности сторон...

Однако, термины «концессия», «концессионные соглашения» важны не сами по себе, а то какой экономический смысл вкладывают в них разработчики законодательства. Предложения «комиссии Д.Н. Козака» насторожили общественность, компании. Последние, прослышав про договор концессии, который вместо получения ими совмещенных лицензий приведет к их отлучению от разведки, стали выступать против внедрения гражданско-правовых отношений в недропользование. Хотя, казалось бы, где имение, а где наводнение...

К чему может привести попытка внедрить экономическую модель «комиссии Д.Н. Козака» в российскую практику недропользования? Для оплаты разведки месторождений за счет бюджетных средств требуются огромные расходы государства. Но это еще полбеды. Нет никаких гарантий, что такая разведка будет вестись государством эффективно, а не станет механизмом пресловутого «освоения средств». Затем, когда эти бюджетные деньги будут «освоены», оплатить все осуществленные работы предстоит компаниям, которые должны будут прийти следом – уже на стадии добычи. Т.е. они не будут готовить месторождение для собственной разработки, а как правило будут лишь подхватывать эстафету у государственных структур. Вот такая рыночная экономика... Если у государства в бюджете есть достаточные деньги на разведку полезных ископаемых, то можно было бы начать хотя бы с восстановления государственной службы геологической разведки недр, а не замахиваться вообще на всю разведку в стране. Кроме того, нужно иметь в виду, что закон «О концессионных соглашениях» создает условия для заключения разных видов договоров, а поэтому такие контракты могут иметь, в том числе, и вид подрядного договора. Следовательно, выделение договора подряда из концессионного соглашения не имеет никакого смысла.

Опасной представляется и попытка осуществления ускоренного перевода с лицензий на договора концессии. Сначала можно перевести на концессионные соглашения новые участки (новые проекты), затем на добровольной основе дать компаниям возможность выделять наименее рентабельные или нерентабельные в действующих условиях месторождения и переходить на СРП или концессионные соглашения без конкурса. Уже это потребует огромной подготовительной работы, настоящей институциональной реформы: создания системы государственной экспертизы, системы аудита (горного, финансового, таможенного) и т.п. Необходимо подчеркнуть, что если этот процесс перехода к концессионным соглашениям будет поэтапным, если он будет осуществлен на добровольной основе и т.п., то это позволит ком-

паниям не бросать «хвосты» месторождений, обеспечить рациональное недропользование, привлечь необходимые инвестиции в отрасль.

Концепция «комиссии Д.Н. Козака» в ее нынешнем виде неизбежно приведет к ограничению частной инициативы, инициативы регионов, разбазариванию государственных средств, ликвидации системы разведки месторождений самими компаниями, подрыву фондового рынка и т.п. Если к тому же государство само будет определять еще и возмещаемые затраты компаний, да устанавливать нормальную для них прибыль... Академик Д.С. Львов предлагает: «Необходимо принять закон, в соответствии с которым провести финансовую оценку природных ресурсов каждой компании. Впишем ее в лицензию. После проведения оценки стоимости природных ресурсов производится дополнительный выпуск акций компаний, которые передаются государству. Вы скажете, что это национализация? Да, но это не национализация по-советски, а акт признания государства как собственника природных ресурсов, которые ранее были недооценены».

В результате, Комиссия, возглавляемая Д.Н. Козаком, рассмотрела поправки к закону «О недрах», согласовала их и представила Президенту, который дал поручение премьеру и Правительству в соответствии с этими предложениями подготовить законопроект. В свою очередь, премьер и Правительство дали соответствующие поручения министерствам и ведомствам. При этом главным исполнителем считается в данном случае Минэкономразвития. Ситуация сложилась так, что вместо одного законопроекта, который вобрал бы в себя наиболее перспективные направления развития правового регулирования в сфере недропользования, были подготовлены два абсолютно разноплановых – Минэкономразвития и МПР, на основе которых невозможно разработать единый законопроект. И весь 2003 год прошел под знаком этого противостояния.

Бывает так, что в спорах истина не рождается – она в них умирает. Хочется надеяться, что нынешние острые дискуссии о путях реформирования системы недропользования не станут иллюстрацией к этому афоризму. В свое время с принятием закона «О соглашениях о разделе продукции» в России был сформирован режим конкуренции лицензионного и договорного режимов недропользования. Более того, предполагалось, что со временем совершенствование этих двух правовых инструментов пойдет по пути заимствования лучшего друг у друга. Однако, события последних двух лет не похожи на сближение позиций. Фактически произошло противопоставление гражданско-правового пути реформирования и административного.

А проблемы совершенствования системы недропользования никуда не делись. Правда, по поводу того, что же следует делать, взгляды разные. Одни считают, что главным недостатком закона «О недрах» является отсутствие в нем норм прямого действия, крайняя нечеткость

формулировок, делающая сложным, а порой и невозможным применение основных положений закона в конкретных ситуациях. Закон «О недрах», принятый в 1992 г., изначально был задуман рамочным, чтобы заложенные в нем принципы госрегулирования недропользования по мере накопления опыта практической работы уточнялись посредством нормативных актов МПР России. Однако, более чем за десятилетний период действия закона ни по одному из направлений, за исключением прав пользования недрами и порядка осуществления платежей за их использование, законченной системы правоприменительных документов создано не было.

Екатерина Богатырева из ЮКОСа, считает, что в законе не определен порядок взаимоотношений недропользователей в случае одновременной подачи заявок на геологическое изучение недр. «В этом случае возникает несколько вопросов: кто имеет преимущество при такой ситуации, возможно ли одновременное изучение участка несколькими недропользователями и что произойдет в случае открытия ими запасов? Уже сейчас существуют неоднократные случаи наложения участков геологического изучения, предоставленных разным компаниям, что может послужить основой для будущих конфликтов между ними». Обычно такие споры МПР решает самым простым путем: откладывает принятие решения в пользу той или иной стороны на неопределенный срок.

Вызывает опасения недропользователей статья, определяющая основания, по которым претендентам может быть отказано в участии в конкурсе или аукционе на получение лицензии на пользование недрами. Попадают ли, например, под определение «умышленно предоставивший о себе неверные сведения» технические ошибки? Необходимо более четко определить критерии, по которым будет устанавливаться, что заявитель «обладает финансовыми и техническими средствами для эффективного и безопасного ведения работ. Если компания подаст заявку на освоение шельфа, не имея буровой платформы, имеет ли МПР право отказать ей в выдаче лицензии?

Срок лицензии на добычу природных ископаемых по действующему закону «О недрах» не ограничен, но большинство лицензий выдано МПР на десять лет. Каким образом будет разрешено это противоречие? По крайней мере, должны быть определены сроки, в течение которых недропользователь должен подать заявку на продление лицензии, а регулирующий орган принять ее и рассмотреть. Иначе компании не могут проводить дорогостоящие мероприятия по полному извлечению запасов месторождения, поскольку их правовой статус до конца не определен и несет в себе дополнительные риски. Адвокат коллегии адвокатов ТЭК Вера Бочкарева обеспокоена тем, что «компания, открывшая новое месторождение, не может автоматически стать его недропользователем – по этому вопросу необходимо отдельное

решение Правительства Российской Федерации, однако процедуры его принятия не существует». Одним словом, проблем в системе недропользования назрело немало и решать их нужно незамедлительно. И при этом умело использовать все правовые и налоговые инструменты, включая и «уходящую натуру» – лицензирование, и концессию, и СРП. Необходимо предоставить свободу выбора и инвестору, и государству.

Разумно построенная система взимания природной ренты не только откроет возможности для совершенствования механизма лицензирования, но и позволит решить ряд других важнейших проблем, связанных с рациональным использованием минерально-сырьевой базы страны:

- лишить держателей лицензий заинтересованности в «накоплении запасов» полезных ископаемых, если они не располагают соответствующими возможностями по их освоению;
- создать конкурентную среду для инвесторов при освоении существующей минерально-сырьевой базы страны;
- соблюдать сроки завершения опытно-методических или опытно-промышленных работ, сроки строительства и ввода в эксплуатацию добывающих предприятий, вывода их на проектную мощность;
- компенсировать экологический ущерб окружающей среде (водным, лесным и другим ресурсам) и недрам;
- осуществить компенсацию произведенных государственных затрат на поиски и разведку месторождений полезных ископаемых;
- больше вовлекать месторождений в хозяйственный оборот страны за счет возврата понесенных государством затрат;
- пополнить региональные и федеральные бюджеты, в первую очередь, для дальнейшего развития геолого-разведочных работ и др.

Новое законодательство о недрах должно создать условия для привлечения частных инвестиций, для действенной защиты интересов государства, обеспечить эффективное использование ресурсов недр России. Парадокс состоит в том, что несмотря на 10 лет реформ в стране сохраняется положение, которое никого не устраивает: бизнес не имеет определенности относительно своего будущего, стабильности взаимоотношений с властью, но и правительство год от года утрачивает рычаги влияния на бизнес. Результаты последних действий МПР, связанных с контролем за выполнением условий лицензий и попытками применения мер воздействия к нарушителям, показывают, что ситуация стала сложной как для недропользователей, так и для регулирующих органов и порождает острые конфликты.

Очевидно, стороны постепенно приходят к осознанию необходимости заключения контракта, который четко определил бы права и обязанности и государства, и инвестора – пользователя недр.

3.5. ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ КОНКУРЕНТНОЙ СРЕДЫ В НЕФТЯНОМ СЕКТОРЕ

Характерной особенностью структурных преобразований в российском нефтяном секторе является ориентация в основном на формирование вертикально-интегрированных компаний. Усиление позиций крупных компаний, повышение экстерриториальности их деятельности, увеличение их финансово-экономического потенциала в целом отвечает интересам нефтяного бизнеса. Однако с точки зрения интересов сырьевых территорий происходящие в организационной структуре изменения не являются адекватными, так как они ведут к усилению уровня монополизации и ужесточению условий функционирования мелких неинтегрированных компаний.

В течение последнего десятилетия в российском нефтяном секторе происходили глубокие структурные изменения. К настоящему времени в основном закончен этап принципиальных преобразований его организационной структуры. Ее безусловную основу составляют вертикально-интегрированные нефтяные компании, построенные по принципу «от скважины до бензоколонки». С одной стороны, сформированная в процессе реструктурирования организационная структура нефтяного сектора в масштабах России в целом не дала монопольных преимуществ ни одной из вертикально-интегрированных нефтяных компаний. Однако, с другой стороны, российский рынок нефти и нефтепродуктов в действительности представляет собой совокупность региональных рынков, где компании реально сталкиваются друг с другом и конкурируют за доступ как к факторам производства (прежде всего к ресурсам углеводородов, а также к системам магистрального транспорта по наиболее эффективным направлениям), так и к конечным эффективным потребителям.

Региональный принцип деятельности интегрированных компаний был заложен изначально, поскольку они создавались на базе бывших производственных объединений (ПО), тяготеющих к определенному району нефтедобычи. Формирование вертикально-интегрированных нефтяных компаний на основе существовавших ПО привело к тому, что в состав компаний помимо собственно добывающих предприятий (НГДУ), вошли практически все смежные и вспомогательные подраз-

деления (буровые организации, ремонтные подразделения и иные структуры) обслуживающие основной процесс, а также системы внутри- и межпромысловых трубопроводов, станции подготовки нефти, товарные парки и другие объекты инфраструктурного назначения.

Таким образом, вертикально-интегрированные компании (или их добывающие подразделения) являются на данный момент крупными региональными монополиями, контролирующими всю отраслевую инфраструктуру и посредством этого регулируемыми возможность доступа в нефтедобычу для конкурирующих производителей. Даже в ХМАО, где добывают нефть все крупнейшие нефтяные компании России ситуацию можно охарактеризовать скорее как олигопольную, потому что реально вертикально-интегрированные компании совершенно не склонны к конкуренции между собой. Дело в том, что вся сфера нефтедобычи фактически разделена на «зоны влияния» крупных компаний. И каждая из них является монопольным оператором практически всех месторождений, расположенных в границах подконтрольных им территорий. На их долю приходится более 80% всех текущих запасов ХМАО. Почти 2/3 этих запасов они получили в начале 1990-х годов на бесконкурсной основе и бесплатно. Открытыми для конкуренции остались в основном только слабо освоенные территории, где преобладают мелкие месторождения с трудноизвлекаемыми запасами и неразвитой инфраструктурой. Освоение такого класса месторождений и нефтеносных площадей связано с крупными затратами и высоким финансовым риском, что также является довольно серьезным барьером особенно для небольших компаний (как российских, так и иностранных).

Экономическая эффективность вертикально-интегрированной компании обеспечивается, прежде всего, за счет двух основных факторов:

- экономии издержек, обусловленной масштабами производства;
- экономии на трансакционных издержках, связанных с заключением и сопровождением контрактов со сторонними подрядчиками и соисполнителями, получением необходимой информации о рынке и проч.

Помимо этих чисто экономических факторов, в связи с вертикальной интеграцией часто упоминаются следующие специфические обстоятельства:

- обусловленная природными и экономическими факторами необходимость планомерной организации производства и сбыта в столь сложном хозяйстве, как нефтяное;
- большие финансовые возможности – прежде всего с точки зрения реализации капиталоемких проектов и научно-технических программ;
- возможность контролировать и перераспределять материальные и финансовые ресурсы вдоль всей цепочки производства добавленной стоимости;

- большая устойчивость и меньшая подверженность превратностям экономической конъюнктуры.

Отмеченные выгоды вертикальной интеграции дают конкурентные преимущества крупным интегрированным компаниям, которые при достижении определенного масштаба операций начинают оказывать значительное влияние на рынок, создавая барьеры входа. Вертикальная интеграция в нефтяном бизнесе всегда соседствовала с монополизмом. Узкоспециализированный характер материальных активов нефтяного сектора, высокая капиталоемкость производства, наличие экономии масштаба создают определенные препятствия входа на рынок мелким неинтегрированным компаниям. Кроме того, в силу технологической взаимосвязанности и взаимозависимости между всеми фазами нефтяного цикла вертикально-интегрированные нефтяные компании получают возможность расширять до определенных границ свой контроль рынка от одной стадии к другой.

Стремление крупных нефтяных компаний к монополизации основных сегментов нефтяного сектора может вести к неэффективному (с точки зрения интересов общественного благосостояния) использованию всех видов ресурсов. Чтобы преодолеть эти негативные явления государство обычно стремится способствовать достижению и поддержанию определенного уровня конкурентной среды, а также прозрачности операций в рамках сектора. При этом в разных странах участие государства в решении проблем нефтяного сектора имеет свою значительную специфику. Выбор форм и методов государственного вмешательства в нефтяном секторе с целью формирования конкурентной среды зависит как от системных факторов (например, уровня развития рыночных отношений, приоритетов экономической политики, исторических и других аспектов), так и специфических факторов (уровня обеспеченности нефтегазовыми ресурсами, стадии их освоения, сложившейся институциональной структуры нефтяного сектора и др.).

Стремление вертикально-интегрированных компаний к монополии на природные ресурсы (месторождения, перспективные нефтеносные площади) и фактический контроль всей региональной технологической инфраструктуры, ведет к ограничению конкуренции в нефтедобыче с их стороны. Это объективно противоречит интересам территорий, так как значительно сужает их возможности регулирования процессов освоения нефтяных ресурсов.

По мере исчерпания лучших месторождений и перехода ко все более сложным и более выработанным объектам постепенно утрачивается эффект экономии масштаба. При отсутствии гибкого налогообложения крупным компаниям становится невыгодно вкладывать средства в разработку малорентабельных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Снижение эффективности операций в старых нефтедобывающих районах приводит к объективной смене при-

оритетов у крупных компаний. Основной стратегией становится перенесение геологоразведочных работ в новые регионы (например, Тимано-Печора, Прикаспий, Восточная Сибирь, Дальний Восток) с перспективой дальнейшего освоения и разработки открываемых там месторождений, на которых они могут в полной мере реализовать свои преимущества.

Естественные необратимые изменения сырьевой базы в рамках отдельных нефтеносных провинций, определяют объективную неизбежность эволюции организационной структуры нефтяного сектора в направлении постепенного ослабления роли и значения крупных вертикально-интегрированных компаний. Им на смену приходят небольшие узкоспециализированные компании. Тем самым постепенно появляются предпосылки для формирования более гибкой и конкурентной среды. Это объективная тенденция характерна практически для всех нефтедобывающих стран.

Специфика развития малого и среднего бизнеса в российском нефтяном секторе определяется двумя основными факторами. Во-первых, особенностями реформирования всей экономической системы, т.е. изменение общих норм и правил создающих условия для формирования конкурентной среды в экономике в целом. Во вторых, технологическими особенностями созданной в советское время инфраструктуры нефтяного сектора, а именно, ограниченное число альтернативных вариантов подготовки, транспортировки и переработки добытых углеводородов.

Отличительной особенностью современного российского нефтяного сектора являются чрезвычайно высокие барьеры входа для новых хозяйственных единиц. Высота барьеров обусловлена не только необходимостью осуществления высоких первоначальных инвестиций, связанных с освоением месторождений (особенно в малоосвоенных и удаленных районах), но и отсутствием целенаправленной поддержки со стороны государства (применение общего налогообложения) и регулирования недискриминированного доступа новых предприятий-недропользователей к объектам производственной и транспортной (общерайонной) инфраструктуры.

Еще одной характерной особенностью российского нефтяного сектора, препятствующей развитию малого бизнеса, является отсутствие конкурентного рынка сервисных и вспомогательных работ и услуг. Проблема в том, что вся производственная инфраструктура в регионах сосредоточена у крупных нефтяных компаний. В состав вертикально-интегрированных компаний входят до 100 и более обслуживающих подразделений и структурных единиц, напрямую не связанных с основным видом деятельности – добычей нефти. По мере отхода от этого «натурального хозяйства» к свободному рынку подрядных услуг для нефтяных компаний станет возможным свободный доступ в нефтяные районы.

Преодоление барьеров входа, становление и развитие новых хозяйственных единиц возможно только при наличии:

- поддержки со стороны органов государственной власти и управления;
- производственных связей и контактов с уже оперирующими в рамках сектора нефтяными компаниями.

С ростом мировых цен на нефть, наиболее эффективно работающие малые и средние нефтяные компании все чаще становятся объектом пристального внимания со стороны крупных вертикально-интегрированных компаний. Последние рассматривают мелкие компании в качестве резерва для быстрого увеличения своих объемов добычи. В последние годы практические повсеместно наметилась тенденция к поглощению средних и малых компаний вертикально интегрированными. В результате еще больше усиливается степень монополизации сферы нефтедобычи в регионах.

Такое поведение вертикально-интегрированных компаний можно объяснить с позиций преобладания у них краткосрочных критериев деятельности над долгосрочными, а также уменьшением жесткости бюджетных ограничений вследствие благоприятной ценовой конъюнктуры на мировых рынках. Становится же возможным такое поглощение из-за отсутствия, прежде всего на региональном уровне, необходимых норм и правил, обеспечивающих возможность реального функционирования малых компаний.

Отсутствие гарантии недискриминированного доступа к инфраструктурным объектам для мелких и средних компаний является одним из существенных факторов, сдерживающих развитие конкурентной среды и формирование эффективной производственной структуры в нефтяном секторе. В настоящее время многие из малых производителей по сути поставлены в условия «сопоставляемости» на равных с крупными компаниями. Учитывая разницу в «весе», «победа» последних не вызывает сомнений.

Таким образом, процесс вертикального интегрирования в нефтяном секторе российской экономики внутренне противоречив. С одной стороны, происходит укрупнение вертикально-интегрированных компаний, увеличение их финансово-экономического потенциала, позволяющего им реализовывать крупные проекты и конкурировать с ведущими нефтяными компаниями мира. С другой стороны – усиливается тенденция к монополизации в сфере нефтедобычи особенно на региональном уровне.

Отсутствие регулирующего механизма, обеспечивающего развитие и поддержание определенного уровня конкурентной среды в нефтяном секторе, представляет опасность для самих ВИНК. В обществе неизбежно нарастает стремление к ужесточению государственного регулирования деятельности ведущих компаний, которые проявляются в самых разных формах: от острых дискуссий по поводу природной ренты – до попыток перераспределить лицензии и пересмотреть итоги приватизации.

ГЛАВА 4

МЕХАНИЗМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОЙ РЕНТЫ

Действовавшая в период с 1992 по 2001 год система налогообложения нефтедобывающих предприятий носила вполне очевидную рентную природу.

Ставки регулярных платежей за добычу нефти (роялти) с 1992 г. (после вступления в силу Закона Российской Федерации «О недрах») были установлены в пределах от 6 до 16% от стоимости добытой нефти. Это позволяло по каждому лицензионному участку устанавливать размер платежа с учетом горно-геологических, природно-географических и экономических показателей его освоения. Средняя ставка про России составляла 8,9%. Кроме того, законом Российской Федерации «О недрах» было предусмотрено, что ставка роялти может быть и меньше 6%, если недропользователь разрабатывает трудноизвлекаемые запасы.

В целях разработки методики отнесения запасов нефти к трудноизвлекаемым в 1995–1996 г.г. Минтопэнерго России поручило (через управление по НИОКРу НК «Роснефть») выполнение этой работы ИГиРГИ. Финансирование работ осуществлялось НК «Роснефть» совместно с другими нефтяными компаниями («ОНАКО», «Сургутнефтегаз», «Лукойл»).

В феврале 1996 г. методика была утверждена ЦКР, но ее не удалось согласовать с министерствами, принимающими решение по платежам за недра (МПР России, Минфин России, Минэкономики России), в связи с чем она не была принята как нормативный документ.

В 1997–1998 годах в связи с необходимостью дифференциации акциза на нефть по каждому лицензионному участку, Минэнерго России разработало, а Правительство Российской Федерации утвердило «Методику дифференциации акциза на нефть». Изложенные в ней принципы дифференциации соответствовали рентному подходу в недропользовании.

В 1999–2000 годах, при разработке проекта главы Налогового кодекса по налогу на добычу полезных ископаемых, Минэкономразвития России был подготовлен проект, учитывающий дифференциацию налога на добычу в зависимости от природно-экономических и горно-геологических особенностей месторождения. Министерством предлагалось введение 5 понижающих коэффициентов, учитывающих степень выработанности запасов, качество нефти, наличие инфраструктуры (удаленность от систем трубопроводов), цену на нефть и районный коэффициент. Однако, Минфин России, не приняв указанные предложения мотивируя это трудностью расчета и контро-

ля за расчетами налога на добычу. Это решение Минфина России поддержали нефтяные компании, имеющие качественную ресурсную базу и препятствующие внедрению рентного принципа налогообложения, т.к. в противном случае для них были бы введены ставки, значительно выше существующих.

Позиция Минфина России в вопросах налогообложения базируется на следующих принципах:

- при введении новых ставок и методов начисления налоговые поступления в бюджет не должны быть меньше, чем при существующей системе;
- сумма налога, рассчитываемая налогоплательщиком, должна проверяться налоговыми органами по самой простой системе (упрощенный контроль);
- расчет понижающих коэффициентов должен базироваться на исходных данных, публикуемых в официальных документах.

Налоговые и финансовые органы в принципе не считают необходимым учитывать горно-геологические особенности месторождения и его местоположение при разработке рентного механизма налогообложения.

В результате в законе о налоге на добычу полезных ископаемых (НДПИ), были исключены не только все, предлагаемые Минэкономразвития России и Минэнерго России, понижающие коэффициенты, но и введена рублевая (а не адвалорная в %) ставки налога.

В 1998 г. Минэнерго России подготовило и внесло в Правительство Российской Федерации проект закона «О специальном налоговом режиме при добыче нефти из малопродуктивных участков». Длительное обсуждение и согласование с фискальными органами этого законопроекта, привело к тому, что этими органами были внесены поправки в Налоговый кодекс, устанавливающие возможность применения только четырех специальных налоговых режимов (ограниченный перечень) – СРП, малый бизнес, свободные экономические зоны и закрытые административные образования. Таким образом, были канонизированы только перечисленные режимы и ни о каких других специальных налоговых режимах, речи быть не может.

После годичного опыта применения единого налога на добычу полезных ископаемых, (использования единой ставки налога для всех разрабатываемых месторождений) Правительство Российской Федерации в своё время уже принимало решение о переходе к дифференцированным ставкам налога. На совещании в Правительстве Российской Федерации 5 ноября 2002 года было решено рассмотреть целесообразность ведения коэффициентов к ставке НДПИ и решить проблемы более полного извлечения запасов разрабатываемых месторождений, которые были обозначены при подготовке проекта Налогового Кодекса.

Одним из вопросов, связанных с разработкой этих законодательных актов, является дифференциация налогообложения нефтедобывающих предприятий в зависимости от условий разработки месторождений, что крайне важно не только для недропользователей, но и для государственных структур и частных инвесторов, принимающих решения об инвестициях в ТЭК.

В своё время при обсуждении главы «Налог на добычу полезных ископаемых» второй части Налогового Кодекса предлагалось учесть ряд коэффициентов:

1. Базовые коэффициенты:
 - коэффициент выработанности запасов;
 - коэффициент сложности геологического строения;
 - коэффициент районирования территорий работ;
2. Дополнительные (специально для нефтедобычи) коэффициенты:
 - коэффициент извлечения нефти (КИН);
 - коэффициент качества нефти (для тяжёлой, средней и лёгкой нефти);
 - коэффициент экономических условий (учитывающий мировые цены на нефть).

Полагаем, что дальнейшее использование единой «плоской» ставки НДС негативно скажется как в сфере формирования сырьевых портфелей компаний, так и в области самой нефтедобычи, где поощряется выборочная обработка наиболее продуктивных залежей и месторождений.

4.1. ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ «ПОЛЯРНЫХ» РЕНТНЫХ ПЛАТЕЖЕЙ

Идея об изъятии из прибыли (дохода) предприятий горной ренты, возникающей из-за природных (от Бога) различий в продуктивности и качестве сырья разрабатываемых месторождений полезных ископаемых, претерпела длительную историю развития.

От её предтечи – земельной ренты, имеющей место в сельском хозяйстве, горная рента отличается, во-первых, определенным – фиксируемым во времени сроком получения. Её временной лаг в каждом случае ограничен сроком полной отработки конкретного месторождения, который зависит как от размеров месторождения (количества разведанных запасов), так и от производительности горнодобывающего предприятия (или промысла). Во-вторых, горнодобывающее и сельскохозяйственное производство (как производство продукции) имеют дело соответственно с невозобновляемыми и возобновляемыми природными ресурсами.

В условиях капиталистической экономики горная рента выступает в форме дифференциальной, абсолютной и монопольной ренты.

В процессе осуществляемой в 80-х годах прошлого столетия в СССР инициированной А.Н. Косыгиным экономической реформы вопрос о введении в практику социалистического природопользования рентных платежей активно рассматривался учёными и специалистами.

В 1989г. Госпланом СССР совместно с Госкомприродой СССР, Минфином СССР, Госкомцен СССР и по согласованию с Госгортехнадзором СССР был подготовлен проект «Методических указаний по определению и применению нормативов рентных (полярных⁸ рентных) платежей за полезные ископаемые». Его окончательное внедрение и принятие затормозило то простое обстоятельство, что в условиях социалистической экономики, которая нормировала затраты труда и обеспечивала производственные предприятия лимитами (нарядами на получение оборудования, материалов и снаряжения вся получаемая масса дифференциальной горной ренты поступало в распоряжение государства. Последнее не только изымало сверхнормативные доходы, но и до-

⁸ Термин «полярные рентные платежи» означает систему рентных платежей в условиях рентных дотаций.

тировало плано-убыточные предприятия. На этом фоне введение рентных полярных платежей рассматривалось как ненужное экономическое упражнение, некий изящный, но бесполезный методический прием.

Вместе с тем, подготовленный специалистами проект «Методических указаний», во многом опередивший свое время, содержал ряд положений, приемлемых для реализации в современной экономике.

Рентные (полярные рентные) платежи предполагалось ввести с целью обеспечения предприятиям, действующим в различных и меняющихся во времени природно-технологических условиях производства, равные и стабильные возможности увеличения дохода за счет реализации существующих резервов ресурсосбережения, в том числе резервов повышения полноты и комплексности использования минеральных ресурсов, внедрения достижений научно-технического прогресса.

Введение полярных рентных платежей не предполагало изменения порядка определения и применений нормативов (ставок) отчислений на геологоразведочные работы и штрафных платежей за нерациональное использование полезных ископаемых, регламентируемых методическими и инструктивными документами, утвержденными в установленном порядке.

Рентные платежи предполагалось ввести для предприятий, у которых в условиях применения установленных (проектируемых) оптовых цен и других экономических нормативов возникает сверхнормативная прибыль (доход) вследствие благоприятных природно-геологических условий производства. Для малорентабельных и плано-убыточных предприятий, эксплуатирующих наименее продуктивные, месторождения, предполагалось введение целевых рентных дотаций. Целевые рентные дотации не применяются для компенсации повышенных затрат предприятий, обусловленных низким организационно-техническим уровнем производства или неосвоенностью проектных мощностей.

Целевые рентные дотации планировалось выплачивать предприятиям из государственного (союзного, соответствующего республиканского или местного) бюджета, из централизованного фонда и резервов вышестоящей по отношению к этим предприятиям организации (например, министерства) или за счет целевых средств соответствующего отраслевого банка.

Рентные платежи предполагалось вносить в государственный (союзный, республиканский или местный) бюджет, в централизованный фонд и резервы вышестоящей организации или в соответствующий отраслевой банк.

Предполагалось реализовывать следующую схему формирования нормативов.

Нормативы рентных платежей или дотаций должны быть дифференцированными по предприятиям (типам руд, залежам и т.п.) в зависимости от качества полезных ископаемых и значений других природ-

но-технологических факторов, определяющих объективные изменения дохода предприятий.

Предприятиям доводятся в составе экономических нормативов базовые ставки рентных платежей или дотаций, стабильные на пятилетний период и удельные стоимостные оценки изменений рентиобразующих факторов, используемые для корректировки базовых ставок в течение очередного пятилетнего периода, или дифференцированные по годам пятилетки ставки полярных рентных платежей.

Нормативы рентных платежей или дотаций (ставки и удельные стоимостные оценки) устанавливаются в стоимостном выражении:

- для предприятий, вносящих рентные платежи – на единицу погашенных балансовых запасов полезных ископаемых;
- для предприятий, получающих рентные дотации – на 1000 руб. товарной продукции, произведенной из минерального сырья собственной добычи, кроме щебня, песка и других нерудных строительных материалов или сырья для их производства, попутно получаемого из вскрышных (вмещающих) пород и отходов переработки добытых полезных ископаемых.

Для отдельных видов полезных ископаемых, по которым отсутствием учет текущих потерь при добыче и объема погашенных балансовых запасов (например, нефть, природный газ, йодобромные воды, торф), нормативы рентных платежей устанавливаются на единицу валовой добычи, нормативы рентных дотаций – на натуральную единицу или на 1000 руб. стоимости товарной продукции.

Предполагалось, что по согласованию с Госпланом СССР, Госкомприродой СССР, Госгортехнадзором СССР и Мингео СССР, нормативы рентных платежей могут также устанавливаться в рублях на единицу валовой добычи, а нормативы рентных дотаций – на натуральную единицу или на 1000 руб. товарной продукции по отдельным предприятиям или группам предприятий, добывающих другие виды полезных ископаемых, если в очередном пятилетнем периоде для этих предприятий не может быть обеспечена необходимая для финансовых расчетов достоверность учета потерь при добыче и объема погашаемых балансовых запасов (например, для предприятий, вынужденно вовлекающих в разработку участки россыпных месторождений с низкой степенью разведанности).

Основной целью внедрения рентных платежей в условиях социалистического недропользования было экономическое стимулирование рационального, комплексного использования минеральных ресурсов и топлива.

Нормативы рентных платежей устанавливались на единицу погашаемых балансовых запасов исходя из прогрессивных технико-экономических нормативов потерь полезных ископаемых при добыче и переработке, что обеспечивало возможность увеличения хозрасчетного дохода предприятия за счет:

- сокращения потерь кондиционного сырья при добыче и переработке (подготовке);
- сокращения расхода добытого сырья и полученной из него продукции на собственные нужды;
- повторной разработки месторождений (участков месторождений), если извлеченные запасы были списаны ранее с баланса как потерянные при добыче;
- разработки забалансовых запасов и отходов переработки, в том числе ранее заскладированных в специальных отвалах и других местах хранения.

Аналогичные возможности увеличения хозрасчетного дохода предприятий, открывало получение целевых рентных дотаций.

При осуществлении предприятиями специальных мероприятий по повышению полноты использования минеральных ресурсов (например, применении прогрессивных методов интенсификации притока при разработке нефтяных месторождений или утилизации попутного газа или систем разработки твердых полезных ископаемых с закладкой выработанного пространства) предполагалось применять льготные нормативы: пониженные нормативы рентных платежей или повышенные нормативы целевых дотаций, учитывающие дополнительные расходы на осуществление таких мероприятий.

При определении ставок полярных рентных платежей учитывалась нормативная прибыль (доход), которую может получить предприятие за счет комплексного использования совместно залегающих полезных ископаемых, в том числе вскрышных и вмещающих пород, попутных компонентов и отходов переработки, в соответствии с плановыми (нормативными) показателями, включая плановые задания (государственный заказ) по вводу и освоению производственных мощностей, а также задания утвержденных Советом Министров или Госпланом СССР программ по рациональному, комплексному использованию минеральных ресурсов, предусмотренными на год, применительно к которому разрабатываются ставки полярных рентных платежей.

При осуществлении мероприятий по вовлечению в использование (увеличению использования) совместно залегающих полезных ископаемых, попутных компонентов и отходов переработки минерального сырья применяются льготы по рентным платежам и дотациям:

- в случае осуществления таких мероприятий в соответствии с государственным заказом на строительство, реконструкцию соответствующих объектов за счёт централизованных государственных капитальных вложений – временное полное или частичное освобождение предприятий от рентных платежей (в части подлежащих изъятию сумм сверхнормативной прибыли (дохода) от комплексного использования месторождений) или сохранение рентных дотаций на нормативный срок

освоения мощности данных объектов, начиная с планового момента их ввода.

- в случае осуществления таких мероприятий по инициативе предприятий за счет собственных средств или кредитов банков – временное полное освобождение от рентных платежей (в части подлежащих изъятию сумм сверхнормативной прибыли (дохода) от комплексного использования месторождений) или сохранение рентных дотаций на нормативный срок освоения мощности соответствующих объектов и, дополнительно, на нормативный срок окупаемости капитальных затрат или погашения кредита.
- в случае осуществления предприятиями за счет собственных средств или кредитов мер по увеличению производства нерудных строительных материалов или поставки сырья для их производства из попутно добываемых вскрышных и вмещающих пород или отходов переработки добытого минерального сырья, вся сумма соответствующей дополнительной прибыли (дохода) предприятия остается в его распоряжении.

Нормативы полярных рентных платежей устанавливаются для создания экономических барьеров против выборочной отработки месторождений и других нарушений норм и правил охраны недр и рационального ведения горных работ, в том числе нарушения необходимых соотношений между объемами горноподготовительных и добычных работ, путем обеспечения равной хозрасчетной заинтересованности в разработке разнокачественных участков месторождений (пластов, типов руд, видов сырья).

В отдельных отраслях, подотраслях (группах подотраслей) или для отдельных предприятий с учетом конкретных условий добычи и переработки полезных ископаемых предполагалось установление дополнительных льгот или мер экономического воздействия при использовании полярных рентных платежей, в том числе:

- льготы при разработке охраняемых и других целиков, если в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектом предусматривалось списание этих запасов с баланса как промысловых (общерудничных, общекарьерных) потерь.
- временные льготы, в том числе целевые дотации, при вовлечении в разработку за счет мероприятий научно-технического прогресса неиспользовавшихся ранее (из-за отсутствия соответствующей технологии) типов руд (например, труднообогащаемых), видов совместно залегающих полезных ископаемых или отходов переработки минерального сырья, а также сложных по условиям добычи участков месторождений (например, тонких угольных пластов) или отдельных залежей.
- повышенные нормативы рентных платежей или пониженные нормативы дотаций, учитывающие сумму прибыли (дохода),

которая может быть получена за счет технически возможного и экономически оправданного повышения уровня утилизации или наиболее эффективного (квалифицированного) использования извлекаемых при добыче нефти ресурсов попутного нефтяного газа или газового конденсата, получаемого при промысловой подготовке добытого природного газа в соответствии с требованиями, отвечающими передовому мировому и отечественному уровню.

Результаты проделанной предыдущими исследователями работы по созданию системы рентных платежей представляют сегодня не только исторический интерес. Они позволяют целенаправленно и обоснованно структурировать проблему и рекомендовать для применения полярный метод рентных платежей и дотаций.

Рента от эксплуатации природных ресурсов была и остается в России важнейшим источником доходов бюджетов различных уровней. Собирается она в основном путем косвенного налогообложения. Непосредственно в источнике ее образования государство в настоящее время взимает, по расчётам Н.Н. Лукьянчикова и др. (2001), лишь около 17% рентного дохода.

По данным отделения экономики РАН, основной вклад в прирост ВВП вносит природно-ресурсная рента (не менее 75% получаемого дохода). При этом труда не превышает 5%, а капитала – 20%. Несоответствие между существующими и реальными системами оценки способствует скрытому перераспределению значительной части природно-ресурсной ренты в пользу небольшой группы финансовых олигархов и криминального бизнеса. Перенос налогового бремени на природно-ресурсную ренту позволит создать прозрачную налоговую систему, ликвидировать почву для сокрытия налогов и других экономических преступлений и сформировать более совершенные социально-экономические отношения в обществе.

Природная рента может быть определена расчетным путем или посредством аукционных торгов на основе сумм, которые готовы платить физические или юридические лица за право пользования природными ресурсами.

Суть расчётного метода, по Н.Н. Лукьянчикову и А.А. Улитину (2001), заключается в следующем.

Определяется разность между прибылью (Π_0), остающейся в распоряжении предприятия после уплаты налогов и платежей (кроме природной ренты), и нормативной прибылью (Π_n), обеспечивающей развитие данного производства в рыночных условиях хозяйствования:

где: P – дифференциальная природная рента, руб.

При определении дифференциальной природной ренты не учитывается прибыль, получаемая от видов деятельности, не связанных с эксплуатацией (пользованием) природных ресурсов.

Нормативная прибыль может определяться двумя путями:

а)

где: Φ – стоимость основных фондов, принимаемых для расчета нормативной прибыли, руб.;

K_n – коэффициент нормативной прибыли по отношению к основным фондам, доли единицы.

Коэффициент K_n устанавливается Правительством Российской Федерации.

Величина данного коэффициента может быть определена исходя из следующего выражения:

где: B – банковская процентная ставка, доли единицы; A – абсолютная рента, доли единицы; H_p – надбавка за риск, доли единицы.

б)

где: Z_t – текущие затраты, руб.;

K_n^1 – коэффициент нормативной прибыли по отношению к текущим затратам, доли единицы.

Переход на рентные отношения в сфере природопользования требует проведения специальных расчетов по определению предпринимательского дохода, поскольку основная доля его остается в распоряжении предприятия.

Эти расчеты выполняются как для проектируемых, так и действующих предприятий.

В технико-экономической части проекта должен в обязательном порядке разрабатываться раздел «Обоснование предпринимательского дохода». Проекты подвергаются тщательной независимой экспертизе и утверждаются в зависимости от значимости проекта соответственно местными региональными или федеральными исполнительными органами власти.

Часть предпринимательского дохода отчисляется научно-исследовательским и проектным организациям в зависимости от их вклада, а также государству.

Для действующих предприятий технико-экономические расчеты по обоснованию предпринимательского дохода разрабатываются, рассматриваются и утверждаются.

Определенный интерес представляет зарубежный опыт использования рентных платежей, собираемых при недропользовании.

4.2. СТАБИЛИЗАЦИОННЫЙ ФОНД РОССИИ

В 2001 году было много разговоров о новых инициативах президентского советника по экономике А.Илларионова, реализация которых в той или иной форме могла быть чревата (хотя бы на время) сменной приоритетов в государственной экономической политике. Речь шла о формировании Стабилизационного фонда, по крайней мере, в размере 33–35 млрд. долл., как своего рода второй части бюджета: предлагалось отсечь доходы, полученные в результате благоприятной конъюнктуры на рынках российских экспортных товаров, и использовать эти средства, когда наступят «черные дни». И деньги немаленькие, и формирование этого Фонда представляло собой лишь элемент «новой экономической политики», под который подводился некий теоретический фундамент.

Теоретическая конструкция, своего рода «антиинвестиционная концепция» А.Илларионова вызывала сомнения. Утверждалось, что росту российской экономики более всего могло бы помешать повышение курса рубля, в результате которого экспорт потеряет конкурентоспособность, а импорт вырастет. Поэтому главная задача – остановить рост реального курса рубля. Чтобы сделать это в условиях сильного притока валюты от торговли, нужен либо сильный отток частного капитала, либо отток по счетам госсектора. Либо и то, и другое. Дополнительные инвестиции вызывают рост курса рубля и тем самым приносят больше вреда, чем пользы. В результате экономика оказывается «переинвестированной», и дальнейший инвестиционный интервенционизм приводит к уменьшению темпов роста.

Вывод формулировался совершенно определенным образом: необходим отказ от идеологии привлечения инвестиций в страну, пересмотр классических представлений о том, что инвестиции – это благо, что нужно бороться с вывозом капитала и обеспечивать необходимые условия иностранным инвесторам. Автор концепции признавал, что «против» свидетельствует микроэкономический опыт: изнутри любого бизнеса кажется, что дополнительные инвестиции помогут увеличить объем и улучшить качество производимого продукта. Если следовать такой логике, то и бегство капитала – это светлое будущее отечественной эконо-

мики, а иностранные партнеры и конкуренты российских нефтяных компаний могут со спокойной совестью паковать чемоданы.

Нефтяные компании оказались в эпицентре этого теоретического спора: обсуждалась опасность, исходящая от притока в страну нефтедолларов. В этом случае мог бы вырасти курс рубля, а тогда под ударом оказались бы интересы наших экспортеров, которые потеряли бы мощный конкурентный ресурс. Одновременно, должен был начать расти импорт, а отечественное производство было бы заблокировано. Защитой экспортера это может показаться только на первый взгляд. На самом деле, если не обеспечивается приток инвестиций, за счет которых модернизируется экономика и наращивается экспорт, то консервируется технологическая отсталость, когда конкурентные позиции отечественных компаний поддерживаются только благодаря низкому курсу национальной валюты.

Утверждалось, что, если позволить наращивать золотовалютные резервы, то в обращение будет вброшено много дополнительных рублей. А это – прямой путь к росту темпов инфляции. Значит нужно буквально на государственной границе блокировать попытки нефтедолларов ее перейти: «В самом простом варианте можно принять решение о перечислении экспортных пошлин в стабилизационный фонд».

Предлагалась своего рода «пиявочная» стратегия: отсасывать «лишнюю» кровь – нефтедоллары, чтобы их приток не давил на экономику. Как говаривал Дуремар, который ловил пиявок в одном грязном пруду около Города Дураков: «Если у вас болит живот, если у вас сильная головная боль или стучит в ушах, я могу вам приставить за уши полдюжины превосходных пиявок». На самом деле, все обстоит с точностью «до наоборот»: именно частные инвестиции позволяют абсорбировать «лишние» нефтедоллары. Они находят свое место в реальном производстве, а в результате, появляется дополнительная товарная масса, которая обеспечивает баланс с денежной массой. И нет никакого инфляционного давления на экономику. Вот если блокировать инвестиции, то в рамках «зафиксированной» экономики дополнительные доллары делают дефицитными рубли и рост курса национальной валюты. Только зачем блокировать инвестиции, которые, собственно, и обеспечивают экономический рост? Делают экономику более емкой и подготовленной к приему дополнительной валюты?

Советник Президента настаивал, что цель стабилизационного фонда – избавить страну от шоков, вызванных колебаниями внешнеэкономической конъюнктуры. И указывал на опыт Кувейта. Однако, в этом случае ссылки на некоторые зарубежные аналоги не вполне корректны. Дело не только в том, что такие фонды пополняются в благоприятные годы и расходуются в неблагоприятные (т.е. выбрана некая стационарная модель развития). Принципиальное значение имеет то, что средства этих фондов направляются на структурные реформы, чтобы

через несколько лет, когда запасы полезных ископаемых истощатся, была бы создана иная структура экономики, которая могла бы спокойно пережить исчезнувшие возможности экспорта сырья. Поэтому принципиальное значение имеет функциональная направленность подобных фондов, определенность контроля над ними: либо полная прозрачность при наличии демократических институтов, либо принадлежность одному хозяину в рамках ближневосточных монархий. Сегодня в России нет ни той, ни другой формы государственного устройства.

Вопрос состоит не в том: нужен или не нужен Стабилизационный фонд, а для чего он создается? В модели А.Илларионова было четко указано на то, что средства Фонда не могут быть использованы внутри страны. Иначе они оказывали бы «повышательное давление» на реальный курс. Только если цены на традиционные товары экспорта падают ниже так называемой цены отсечения, например, ниже цены \$10 за баррель, как это было в 1998 г., (когда торговать – себе в убыток), то средства Фонда могли бы быть использованы внутри страны. Исключительный, катастрофический эпизод в истории нефтяных цен, очевидно, выбран не случайно: чем ниже установлена планка, тем больше средств можно направить в стабилизационный фонд. Кстати, казалось бы, логично было бы предположить, что если в благоприятные годы нефтяные компании являются кормильцами Фонда, то в неблагоприятные – государство из Фонда будет поддерживать нефтяные компании. Однако, подобное развитие событий пока не рассматривается.

Таким образом, в момент появления самой идеи Фонда оставалось не вполне проясненным, с какими целями и в какой форме будет формироваться Стабилизационный фонд. С одной стороны, он был задуман вроде бы как прямая противоположность Фонду развития, о котором говорили несколько лет, т.е. его средства не пойдут на инвестиции. С другой стороны, это как бы второй золотовалютный запас страны (размеры фонда сопоставимы с размерами резервов), которым будет распоряжаться кто-то, но не Центральный банк. Утверждается, что в первую очередь эти деньги нужно тратить на погашение внешних долгов России. Но, как заметил тогда же Председатель Комитета Государственной Думы по бюджету и налогам А.Д. Жуков, ведь и по действующему законодательству сверхплановые доходы бюджета должны расходоваться в первую очередь на цели сокращения государственного долга.

Как это принято в нашей стране, была обнаружена очередная теоретическая «панацея»: любые болезни экономики можно лечить только кредитно-денежными методами. Можно было иронизировать, что скоро появятся лозунги типа: «Учение Чикагской школы всесильно, потому что оно верно». Однако, за ту «теорию», с изложением которой выступал советник Президента, Чикагская школа ответственности не несет. Она действительно выступает за ограничение государствен-

ного регулирования экономики, но вовсе не против создания нормальных условий для активной деятельности частных инвесторов (то, что принято называть благоприятным инвестиционным климатом, которого в России пока нет). Более того, представители Чикагской школы считают, что функционирование свободных конкурентных рынков представляет собой наилучшее решение проблемы распределения ресурсов. Стабилизационный фонд – это создание своего рода «запруды», нарушение экономической свободы, попытка консервации сложившегося в экономике страны положения.

В последующие годы концепция Фонда претерпела заметную эволюцию. И в конце 2003 года к моменту формирования бюджета страны на 2004 год ситуация несколько прояснилась: как будет формироваться этот фонд и на какие цели расходоваться – правительство внесло в Думу законопроект о Стабилизационном фонде вместе с бюджетом. Формирование фонда во-первых, это поможет снять постоянное давление в сторону увеличения текущих расходов бюджета. Во-вторых, это способ предотвратить серьезное укрепление рубля в момент хорошей нефтяной конъюнктуры. Некоторыми специалистами именно Стабилизационный фонд рассматривается как фонд будущих поколений. Одобренный бюджетным комитетом Государственной Думы законопроект разрешает тратить деньги фонда только после того, как его размер превысит 500 млрд. руб., и финансировать только определенные статьи расходов. По сути опять во главу угла поставлены интересы фискальной политики – снижение зависимости бюджета от конъюнктуры мирового рынка нефти.

Источники пополнения фонда таковы: если цена на нефть сорта Urals на мировом рынке превышает \$20 за баррель, доходы от экспортных пошлин на нефть, налог на добычу полезных ископаемых и экспортная пошлина на нефтепродукты сразу поступают на отдельный счет стабилизационного фонда. Туда же зачисляются все остатки финансового резерва на конец текущего года. Использовать фонд можно будет только двумя путями. Если цены на нефть будут оставаться высокими, правительство сможет инвестировать дополнительные доходы в иностранные ценные бумаги или гасить с опережением графика государственный долг. Если же конъюнктура на нефтяном рынке ухудшится, правительство получает возможность использовать средства фонда на финансирование текущих расходов, но только после принятия Государственной Думой специального закона. Депутаты считали, только в случае, если санкционирование и объемы использования средств фонда будут утверждаться федеральным законом удастся избежать нецелевого использования средств со стороны правительства.

Этот вопрос был едва ли не единственным, по которому были расхождения между исполнительной и законодательной ветвями власти – процедура принятия решения по объему доходов, которые должны

поступать в Фонд. Внесенный Правительством законопроект предусматривал, что не все средства бюджетных остатков целиком отправляются в фонд – Правительство хотело оставить за собой право решать, какой объем доходов будет в итоге туда перечислен, исходя из текущей финансовой ситуации. В Минфине обосновывали свое предложение тем, что очень сложно спрогнозировать размер бюджетных остатков на конец года, а соответственно, невозможно заблаговременно распределить гипотетические доходы. При этом Правительство пыталось убедить депутатов в том, что у них будет возможность проверить правильность распределение правительством бюджетных остатком между собственно стабилизационным фондом и другими необходимыми нуждами государства, когда парламентарии будут рассматривать бюджетный отчет правительства. Эти доводы не оказались убедительными.

Итак, в 2004 г. дополнительные доходы бюджета могут составить около 83 млрд. руб. Еще 172,9 млрд. руб. перейдет в Стабилизационный фонд из финансового резерва за 2003 г. Эти деньги могут размещаться в иностранных госбумагах, перечень которых определяет Правительство. Операции с деньгами фонда должны отражаться на отдельных счетах Федерального казначейства в Центробанке, а отчеты о поступлении средств в Стабилизационный фонд и об их использовании правительство обязано ежеквартально направлять в парламент. Правительство сможет расходовать средства Стабилизационного фонда не по своему усмотрению, а только на покрытие кассовых разрывов бюджета, ипотечные программы и обеспечение «сбалансированности федерального бюджета». При этом максимальная сумма средств, которые единовременно изымаются из Стабилизационного фонда на ликвидацию кассового разрыва, не должна превышать 1/24 доходной части бюджета (в 2004 г. – 114,3 млрд. руб.). А до того момента, когда объем Стабилизационного фонда достигнет 500 млрд. руб., Правительство и вовсе сможет тратить эти деньги лишь на покрытие разрывов. Напомним, что первоначально правительство предлагало ограничивать расходование средств Стабилизационного фонда, пока он не вырастет до 600 млрд. руб. Более того, депутаты установили, что 500 млрд. руб. составит верхний предел Стабилизационного фонда и больше этого уровня накапливать не следует.

«По расчетам правительства, сумма, которая накопится в Стабилизационном фонде к концу следующего года, – 240 млрд. руб. – позволяет при цене на нефть \$15 за баррель в течение года финансировать дефицит бюджета без дополнительных заимствований. Грубо говоря, на 500 млрд. руб. при такой же цене на нефть можно прожить два года», – объяснял строгость депутатов зампред бюджетного комитета Михаил Задорнов. По словам Задорнова, другие государства, которые имеют свои аналоги стабилизационных фондов, как правило,

не устанавливают минимальный размер резервов, начиная с которого их можно свободно расходовать. Зато конкретные государственные расходы, финансировать которые правительство вправе из Стабилизационного фонда, прописаны детально. Средства федерального бюджета будут зачисляться в Стабилизационный фонд до 1 февраля следующего года, за исключением свободных остатков, необходимых Минфину для покрытия временных кассовых разрывов, в объеме 1/24 от утвержденных расходов на соответствующий финансовый год. Минфин, правда, хотел большей свободы рук, добиваясь права самостоятельно решать, сколько средств из остатков бюджета будет попадать в Стабилизационный фонд сразу.

Руководитель Экономической экспертной группы Е.Т. Гурвич согласен, что правительство должно быть ограничено в использовании средств Стабилизационного фонда. По его мнению, при среднегодовых ценах на нефть \$22,5–23 за баррель Urals «подушка» в 500 млрд. руб. в Стабилизационного фонда накопится за 2–2,5 года. Но правительство, возможно, сумеет достичь этой планки и раньше, отмечает Е.Т. Гурвич, если будет перечислять в фонд еще и часть поступлений от налога на прибыль – такая возможность остается в одобренном бюджетным комитетом Государственной Думы законопроекте.

4.3. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕНТНЫХ ПЛАТЕЖЕЙ

Опыт формирования и использования рентных платежей в недропользовании достаточно детально рассмотрен академиком Д.С. Львовым, В. Белкиным и В. Стороженко на примере шести стран – Норвегии, Венесуэлы, Кувейта, Омана, США (Аляска) и Чили. В первых пяти рентные платежи взимаются с пользователей нефтяных и газовых месторождений; в Чили их вносят компании, разрабатывающие медные руды. На базе рентных платежей формируются специальные резервные фонды.

Государственный нефтяной фонд Норвегии (накопительный резервный фонд, средства которого предназначались для использования на социальные нужды) был основан в 1990 г. Причиной создания Фонда стали демографические тенденции – увеличение доли граждан старшего и преклонного возраста в населении страны (предполагается, что при сохранении нынешних демографических тенденций пенсионные выплаты к 2030 г. будут составлять до 15% ВВП).

Помимо этого нефтяной Фонд выполняет и стабилизационную задачу – его средства привлекаются для покрытия краткосрочных разрывов в исполнении бюджета. В долгосрочном плане Фонд призван служить для удовлетворения социальных потребностей общества при сокращении производства нефтепродуктов.

Максимальные отчисления в Фонд осуществляются в периоды роста мировых цен на нефть и нефтепродукты, которые сопровождаются общим экономическим подъемом экономики страны.

Отчисления в Фонд производятся лишь в те периоды, когда бюджет центрального правительства формируется с профицитом, который в основном зависит от цены на нефть. Государственные доходы от нефтяной промышленности аккумулируются в бюджете, и принятие решения о том, какую долю этих доходов перечислить в Фонд, становится частью ежегодного бюджетного процесса.

Фонд является важным инструментом проведения финансовой политики государства. Благодаря Фонду стабилизировались выплаты пенсионных начислений. Использование средств Фонда для сгла-

живания экономических циклов повысило эффективность фискальной политики правительства. В периоды роста цен на нефть Фонд используется как инструмент для «стерилизации» избыточной денежной массы, увеличение которой происходит в связи с высокими «нефтяными» доходами. Таким образом, снижается инфляционное давление, связанное с резким повышением покупательной способности населения. В случае падения цен на нефть средства Фонда используются стабилизации расходов на социальные нужды. Тем самым регулируется негативное влияние падающих цен на нефть на инвестиционный климат и темпы экономического роста. Фонд придерживается консервативной политики, что позволяет государству стабильно фиксировать профицит бюджета, который был имел место даже в 1998 г., когда произошел обвал мировых цен на нефть. К концу 1999 г. Фонд аккумулировал значительные активы, которые составляли сумму, эквивалентную 26 млрд. долл. США (соответствует 18% ВВП Норвегии). Активы Фонда вложены в иностранные ценные бумаги, часть которых представлена облигациями с фиксированным доходом и часть – акциями зарубежных компаний. В основном используются финансовые инструменты с низкими рисками. Фонд инвестирует, как правило, свои средства в акции компаний, не занятых в нефтяном секторе, с тем чтобы по возможности сгладить влияние скачков мировых цен на нефть.

Министерство финансов Норвегии определяет приоритетные направления инвестирования и показатели ориентировочной эффективности для инвестиций из средств Фонда. Непосредственное управление инвестициями Фонда осуществляет Центральный банк Норвегии. Существуют правила, определяющие инвестиционную политику Фонда в целях снижения возможных финансовых рисков за счет грамотной диверсификации ресурсов. Установлены процентные показатели, в пределах которых Фонд может распределять свои вложения по различным регионам. Изначально эти рамки устанавливались в соответствии с долей импорта норвежских продуктов в ту или иную страну. При этом, как правило, около 75% инвестиций Фонда осуществлялось в Европе. Новые рекомендованные пропорции в 1998 г. выглядели следующим образом: Европа – 40–60%, Северная Америка – 20–40, Азиатско-Тихоокеанский регион – 10–30%. Министерство финансов решило не осуществлять рискованных вложений в финансовые рынки развивающихся стран. Решающим фактором при принятии этого решения стали низкая ликвидность и неразвитая инфраструктура таких рынков.

В инвестиционной политике Фонд придерживается консервативных позиций и стремится к формированию инвестиционного портфеля, наиболее близкого к индексному. Основным индексом, на который полагается Фонд при принятии решений относительно вложений в

акции компаний, является мировой фондовый индекс FT/S&P Actuaries World Index. При работе с государственными займами с фиксированной доходностью Фонд опирается на индекс суверенных займов компании Salomon Smith Barney. Министерство финансов установило квоту вложений в акционерный капитал от 30 до 50%. Инвестиции Фонда в частные компании не могут составлять более 1% рыночной стоимости компании.

Макроэкономический стабилизационный фонд Венесуэлы был учрежден в ноябре 1998 г. с целью защиты экономики страны от возможных финансовых потрясений, вызванных нестабильностью мировых цен на нефть.

Основной целью Фонда является стабилизация нефтяных доходов правительства страны и местных администраций и государственной нефтяной компании «Petroleos de Venezuela». Фонд ведет краткосрочную стабилизационную политику, при которой отчисления в Фонд осуществляются при превышении текущими ценами на нефть некоторой установленной отметки. При снижении цены ниже этой отметки, правительство имеет право использовать средства Фонда для покрытия краткосрочных дефицитов. Кроме того, из средств Фонда осуществляются инвестиции в иностранные активы. Этими инвестициями управляет Центральный Банк Венесуэлы.

Политика Фонда изначально отличалась высокой степенью прозрачности. Все доходы, превышающие установленный уровень, должны были отчисляться в Стабилизационный фонд. Отчисления производятся из трех источников (центральное правительство, местные администрации и государственная нефтяная компания). Для каждого из этих источников устанавливается своя стартовая финансовая отметка. Для центрального правительства это скользящая средняя за последние пять лет сумма доходов от налога на прибыль, уплачиваемого нефтяным сектором, ренты (royalties) и дивидендов, выплачиваемых нефтяной компанией, за вычетом обязательных трансфертных платежей региональным правительствам и обязательных отчислений в Фонд погашения долга. Для региональных правительств эта отметка составляет скользящую среднюю за последние пять лет сумму трансфертных платежей от центрального правительства. Для нефтяной компании – скользящую среднюю за последние пять лет цену на нефть (без налогов). Для того чтобы получить доступ к ресурсам Фонда, правительство должно получить одобрение Конгресса.

Решение о расходовании средств Фонда принимается только в том случае, если существующие цены на нефть опускаются ниже установленной отметки либо если запасы Фонда превышают 80% среднегодового уровня доходов за последние пять лет. В последнем случае средства, извлекаемые из Фонда, могут быть использованы только на погашение внешнего долга либо на финансирование капитальных про-

ектов региональных правительств. Законодательно установлено, что резервы Фонда в конце года не должны опускаться ниже одной трети их величины по состоянию на конец предыдущего года.

В 1999 г. в устав Фонда были внесены значительные изменения, из-за которых стабилизационная роль Фонда значительно снизилась. Прежде всего, изменилась процедура определения стартовой цены. Кроме того, расходование средств Фонд стало возможным по решению президента. Средства Фонда стали ассигноваться на социальные и инвестиционные нужды и погашение долга. Новые, более низкие отметки цен были установлены на период 1999–2004 гг., а из сумм, превышающих эти значения, только 50% должно отчисляться в Фонд.

Подобные фонды созданы в странах Персидского залива (Кувейте и Омане). Остальные страны этого региона полагаются на менее формальные процедуры и на рыночные механизмы для сглаживания возможных потрясений от изменения мировых цен на нефть.

Общий резервный фонд Кувейта был создан в 60-х годах прошлого столетия. В ведение Фонда были отнесены все правительственные инвестиции, включая владение зарубежными активами, а также участие в различных отечественных компаниях. В 1976 г. был учрежден **Резервный фонд будущих поколений**, целью которого, как ясно из названия, стало обеспечение безбедного существования будущих поколений кувейтских граждан. Изначально средства Фонда складывались из 50% Общего резервного фонда, 10% всех доходов страны (как нефтяного, так и не нефтяного сектора), а также из собственных доходов Фонда от инвестиционной деятельности. Активы Фонда, так же как, например, в Норвегии, вкладываются за рубежом, с тем чтобы снизить зависимость от экономической ситуации на внутреннем рынке. Отчисления в Фонд производятся вне зависимости от ситуации на международном рынке нефтепродуктов. Разглашение информации о средствах Фонда законодательно запрещено. Однако предположить, что средства эти составляют значительную сумму, которой достаточно для обеспечения безбедного существования многих поколений жителей этой страны. Правительство прибегло к использованию средств Фонда после кризиса начала 90-х годов прошлого века для ликвидации последствий иракского вторжения в страну и восстановления ее нефтяной промышленности.

Использование средств Резервного фонда будущих поколений возможно лишь с согласия национальной ассамблеи.

После образования Резервного фонда будущих поколений, на Общий резервный фонд были возложены стабилизационные функции. Кроме того, Фонд управляет денежными потоками страны, включая обслуживание государственного долга и управление внутренними инвестициями правительства. Не существует каких-либо жестко установленных процедур, регулирующих аккумуляцию Общим ре-

зервным фондом средств в периоды роста цен на нефть. Средства Фонда главным образом, поступают от продажи принадлежащих государству активов, а также пополняются за счёт отчислений доходов государственных предприятий, за исключением 10%, идущих в Резервный фонд будущих поколений.

Значительные средства, аккумулированные фондами, вызвали необходимость создания специального Управления инвестиций Кувейта в 1982 г. Управлению были полностью переданы функции, по управлению финансовыми запасами страны, ранее относившиеся к Министерству финансов. Консервативная финансовая политика правительства обеспечивает формирование бездефицитного бюджета Кувейта на протяжении двух десятилетий, за исключением периода войны и послевоенного восстановления в начале 90-х годов XX столетия. Доходы от инвестиций фондов составляют вторую строку национального дохода Кувейта, вслед за доходами от нефтяного сектора. В последние годы они достигали 35% общих доходов страны.

Государственный общий резервный фонд Омана, где исчерпание запасов нефти прогнозируется через 15–20 лет, был создан в 1980 г. с целью замещения будущих потерь бюджета при уменьшении доходов от нефтяного сектора. Вопреки декларированным целям о всемерном сбережений средства Фонда для будущих поколений, они часто используются для покрытия текущего дефицита бюджета. Средства из Фонда выделяются по решению Совета министров по представлению Совета по финансам и энергетическим ресурсам. Правила, регулирующие деятельность Фонда, неоднократно менялись. Так, до 1986 г. в Фонд отчислялось 15% всех нефтяных доходов, затем в эта ставка была снижена до 5%, а с 1989 г. все доходы, превышающие 15 долл. за баррель, отчисляются в Фонд.

В 1990 г. в Омане учрежден **Фонд непредвиденных Расходов**, который был призван выполнять стабилизационные функции. Предполагалось, что средства в него будут поступать из нефтяных доходов, оставшихся после отчислений в Государственный общий резервный фонд. Однако, эта система просуществовала недолго, и в 1993 г. на замену Фонду непредвиденных расходов пришел **Нефтяной фонд**, основной целью которого было инвестирование работ нефтяного сектора. Были установлены следующие правила пополнения средств фондов: доходы до 2 долл. с барреля (при превышении ценой отметки в 15 долл. за баррель), отчислялись в Государственный общий резервный фонд; следующие полдоллара с барреля отчислялись в Нефтяной фонд; все доходы свыше 17,5 долл. за баррель напрямую должны перечисляться в бюджет страны. Вопреки этим процедурам, которые должны были обеспечить непрерывный приток средств Фонда, его объем ресурсов с 1992 г. значительно сократился из-за использования правительством страны средств Фонда для покрытия бюджетного де-

фицита. Управление активами Фонда осуществляет Министерство финансов страны. Большая часть средств Фонда инвестирована в иностранные активы, а остальная часть помещена в виде депозита в Центральном банке Омана.

Наибольшей открытостью во всем, что касается формирования и использования ренты, отличается Аляска, где для осуществления стабилизационных функций регионального бюджета создано два фонда – **Постоянный фонд Аляски** и **Конституционный бюджетный резервный фонд**. Первый функционирует с 1976 г., второй был учрежден в 1990 г. в качестве реакции на мировое снижение цен на нефть в конце 80-х годов.

Цель Постоянного фонда – накопление резервов в интересах будущих поколений, когда в результате исчерпания ресурсов снизится добыча нефти в штате. С момента основания Фонда его средства быстро выросли и к 1999 г. составляли 27,1 млрд. долл. США. Средства Фонда инвестировались, и среднегодовая доходность за период с 1978 по 1999 г. составила в среднем более 7%. В результате в 1996 г. доход Фонда от инвестиций превысил его поступления от нефтяной промышленности.

В Постоянный фонд отчисляется, как минимум, 25% всех нефтяных доходов штата, включая плату за лизинг месторождений минеральных ресурсов, арендную плату, платежи федерального правительства за полезные ископаемые. Таким образом, значительная часть этих доходов минует бюджет штата. Основная часть суммы постоянно инвестируется, и ее использование возможно только после внесения соответствующей поправки в Конституцию штата, которая может быть принята на референдуме. Таким образом, финансовые ресурсы, находящиеся в управлении Фонда, постоянно пополняются, практически вне зависимости от тенденций на мировых рынках энергоресурсов и финансового положения штата.

В отношении расходования средств Фонда не существует строгих правил. Решение принимается на ежегодной основе. Часть средств выплачивается жителям Аляски в виде так называемого постоянного дивиденда (установлены правила, в соответствии с которыми определяется, кто имеет право на получение этих выплат), часть реинвестируется, с тем чтобы нейтрализовать эффект инфляции, а часть доходов переводится в разряд основного капитала, как сбережение для будущих поколений. Дивиденды жителям Аляски выплачиваются Фондом с 1982 г. С тех пор выплачено в качестве дивидендов порядка 40% доходов Фонда.

Конституционный бюджетный резервный фонд был создан в качестве вспомогательного источника средств на случай возникновения

дефицита бюджета. Лимит средств, которые могут быть взяты из Фонда в данном году устанавливается законодательно. Однако, этот лимит в случае необходимости может быть изменен. Так, на 1999 г. лимит был установлен в размере 700 млн. долл. США, однако, затем он был увеличен, когда стало очевидно, что из-за падения цен на нефть доходов бюджета не хватит для финансирования расходов в полном запланированном объеме. Средства, передаваемые Фондом в бюджет, оформляются в виде долга и должны быть возвращены в Фонд в годы, когда бюджет выполняется с профицитом.

Представляет определенны интерес Опыт формирования и использования **Чилийского Медного стабилизационного фонда**. Фонд был учрежден в 1985 г. с целью стабилизации обменного курса и сглаживания кривой доходов от продажи меди. Как и в Норвегии, Фонд проводит консервативную политику, благодаря которой с 1988 по 1997 г. страна жила в условиях бездефицитного бюджета. Операции Фонда распространяются только на доходы государственной медной компании (CODELCO). Ресурсы Фонда считаются национальным резервом и находятся под управлением Центрального банка.

Правила, которыми руководствуется Фонд, основаны на долгосрочных прогнозах цен на медь, которые производятся ежегодно экспертами Фонда. Процедура эта не отличается открытостью. Не существует определенной формулы для вычисления прогнозных цен, с которыми будут сравниваться реальные цены на медь. Отчисления в Фонд зависят от того, насколько реальные цены превышают установленную условную отметку (чем больше эта разница, тем больше отчисления). Правительство имеет право на получение средств из Фонда лишь в том случае, если реальные цены на медь ниже установленной отметки.

Суммы отчислений в Фонд рассчитываются следующим образом. При превышении реальной ценой установленной отметки в пределах до 4 центов США за фунт отчисления не производятся; при дальнейшем превышении этой отметки еще на 6 центов в Фонд отчисляется 50% этой разницы; суммы, полученные от дальнейшего превышения установленной цены, перечисляются в Фонд полностью.

Существование Фонда позволило правительству Чили сгладить влияние экономических циклов, снизив зависимость бюджетных расходов от получения бюджетом прибыли в каждом конкретном году, как это было в годы, предшествовавшие учреждению Фонда. В течение 80-х годов XX в., когда господствовали высокие цены на медь, Фонду удалось сделать значительные накопления. Наибольшей величины суммарные отчисления в Фонд составили в 1997 г. – 3,9 млрд. долл. США. В последующие годы эти резервы уменьшились на 900 млн. долл., которые правительство использовало для компенсации снизившихся доходов медной промышленности. Кроме того, средства Фонда использовались и в других целях. Так, в конце 80-х годов пра-

вительство воспользовалось резервами Фонда для погашения государственного долга Центральному банку Чили. В последние годы из средств Фонда субсидировались внутренние цены на бензин. Информация об общем объеме финансовых резервов Фонда на сегодняшний день, отсутствует. Правительство Чили публикует лишь информацию о ежегодных поступлениях в Фонд.

Как видно из приведенных примеров, в зарубежной практике преследуются три основные цели создания подобных фондов: социальная (выплата пенсий или дивидендов жителям страны), стабилизационная и накопительная (в пользу будущих поколений). В некоторых случаях, как, например, на Аляске или в Кувейте, для выполнения каждой функции существуют отдельные фонды. В этом случае использование средств накопительного фонда более четко регулируется законодательством, и доступ к ним затруднен.

В использовании средств фондов значительное место занимает инвестиционная деятельность. Пример Норвегии и Кувейта показывает, что инвестирование целесообразнее осуществлять на фондовых рынках других стран, с тем чтобы нейтрализовать влияние колебаний от мировых цен на нефть на отрасли национальной. Если инвестиции осуществляются в акции компаний, то это должны быть компании, напрямую не связанные с нефтяным сектором. Инвестиционная политика весьма консервативна, основными факторами для определения инвестиционных инструментов является их ликвидность. При выборе финансовых инструментов управляющие органы Фондов отдают предпочтение, как правило, более высокой долгосрочной доходности и высокой надежности (государственные займы с фиксированным процентом).

Выполненный по данным Д.С. Львова и других обзор (2003) имеющейся практики распределения природной ренты за рубежом позволяет в целом наметить схему возможного использования российского рентного дохода.

4.4. РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ В США

В развитых зарубежных странах государственное региональное программирование, осуществляемые в основном за счёт рентных платежей, представляет собой объективно необходимую систему мероприятий, направленных на рационализацию и поддержку экономики регионов, прежде всего в контролируемых государством сферах инфраструктуры. Региональные программы могут иметь разные цели: создание новой отраслевой структуры, обеспечение определенного уровня занятости, снижение инфляции и другие.

Одна из первых и наиболее известных крупномасштабных программ – «Программа долины реки Теннесси», связанная с «новым курсом» Ф. Рузвельта и находящаяся в общем русле государственной региональной политики США XIX— начала XX века. Программа распространялась на часть территории семи штатов, особенно остро переживавших время «великой депрессии».

В полном соответствии с идеологией «нового курса», в 1933 г. специальным актом конгресса США был создан орган управления программой – ТВА (Tennessee Valley Authority), действовавший на правах государственной корпорации. Наделенная широкими полномочиями в области разработки и осуществления многоцелевой программы и полностью ответственная за ее результаты, ТВА владела на правах государственной собственности соответствующими производственными фондами. Администрация программы имела, таким образом, достаточно эффективные рычаги управления и смогла обеспечить самоокупаемость программы при практической независимости от государственных ассигнований.

Через двадцать лет в совершенно иной политической ситуации конгресс США утвердил федеральную межрегиональную программу развития района Аппалачских гор – самого большого по территории «проблемного» района, охватывающего территории 13 штатов, площадью 420 тыс. кв. км и населением 19 млн. человек («Программа Аппалачей»).

Для управления программой был создан центральный орган – «Аппалачская региональная комиссия» (АРК), оформленная как специальное («независимое») федеральное ведомство. В состав комиссии

входили губернаторы всех штатов, охваченных программой, а во главе ее стоял представитель федерального правительства, назначенный президентом с согласия сената. АРК обслуживал штат постоянных сотрудников. Надштатный уровень управления дополнялся промежуточными звеньями, осуществлявшими связь с администрациями отдельных штатов и местных органов власти. Штаты по собственной инициативе организовывали группы сотрудников и специалистов для реализации программных мероприятий на тех участках своих территорий, которые были включены в «Программу Аппалачей. Междуштатные программы финансировались федеральным и штатными правительствами. Доля штатов определялась законодательным путем, в зависимости от размеров их бюджетов и типов проводимых мероприятий. Общая сумма федеральных средств, ассигнованных на междуштатные программы, распределялась между соответственными штатами с учетом численности их населения и реальных нужд. Например, большая часть средств, предназначенных на дорожное строительство, была выделена штатам Кентукки и Западная Вирджиния, а штат Пенсильвания получал крупные ассигнования на развитие горнодобывающей промышленности.

Программа развития Аппалачского региона была уникальной по масштабам охваченной ею территории, по размерам ассигнований на ее реализацию (до 600 млн. долл. в год), по полноте разработки программных заданий. «Программа Аппалачей» имела комплексный характер, состояла из ряда подпрограмм по разным отраслям и сферам хозяйства. Работа по составлению программы начиналась с низших звеньев, какими были специально созданные «местные округа развития». Разрабатывавшиеся ими программы учитывали проекты и предложения местных органов власти и содержали обоснование наиболее важных проблем округа, формулировку целей развития, перечень конкретных проектов, обеспечивающих достижение этих целей, схемы их финансирования. Подготовленные в округах планы служили основой программ штатов, составляемых для территорий, входящих в Аппалачский регион.

Перед Аппалачской программой стояла задача ликвидировать изолированность района как основную причину его длительного застоя путем развертывания автодорожного строительства. Сооружение шоссе занимало главенствующее положение в программе. Из общей суммы 1,1 млрд. долл., выделенной на регион, 840 млн. долл. было направлено на строительство автомагистралей, соединяющих плоходоступные части района друг с другом и с другими регионами. Строились и небольшие (2–3 км) «дороги доступа» от магистралей к городам, «промышленным зонам», горным и лесным разработкам. Крупные средства направлялись по «местным программам» в отрасли непроизводственной инфраструктуры – на развитие здравоохранения, образования и профессиональной технической подготовки и др.

Проекты, подготовленные штатами, предлагались их губернаторами Аппалачской региональной комиссии. На основе скорректированных и объединенных планов штатов региональная комиссия составляла общий план развития всего региона, который после согласования с губернаторами штатов, входящих в Аппалачский регион, представляла на рассмотрение Административно-бюджетного управления, а затем на утверждение президенту США. Решение о выделении федеральных ассигнований по утвержденной программе выносилось на следующий финансовый год конгрессом.

Проведение в жизнь Аппалачской программы осуществлялось совместными усилиями ряда министерств и ведомств. Первоначально, по закону 1965 г., АРК определялась как планово-координационный орган, но с 1967 г. ей были переданы ассигнования по программе, которые она распределяла среди участвовавших ведомств. На комиссию возлагалась вся полнота ответственности за выполнение программных заданий. Структура управления Аппалачской программой признавалась специалистами наиболее удачной формой руководства междуштатными программами, позволяющей учитывать интересы федерального и регионального уровней управления.

После принятия в 1965 г. «Программы Аппалачей» в целях поддержки отдельных штатов, пораженных очагами депрессии, в период 1966–1976 гг. в США было реализовано 8 аналогичных межрегиональных программ, полностью или частично охвативших территорию 28 штатов. В целом такими программами регионального развития было охвачено две трети всей территории США. Авторы цитируемых нами исследований подчеркивают, что в отличие от долгосрочной «Программы Аппалачей», для других междуштатных регионов программы развития разрабатывались на пятилетний срок, структуры их были менее сложными, а масштабы более скромными.

Существенное различие имелось и в содержании программ, которое в меньшей степени опиралось на дорожное строительство. Так, в районе Плато Озарк на строительство шоссежных дорог направлялось не более 30% общих затрат, а основой программы служило освоение бассейна р. Арканзас, строительство глубоководного пути, сооружение портов для морских и речных судов, пристаней для погрузки и разгрузки товаров. Воднохозяйственные работы обеспечивали условия, благоприятные для привлечения частного капитала в экономику штатов Арканзас и Оклахома. В программе района Новая Англия на первый план выдвигалась задача модернизации отраслей производственной инфраструктуры, имеющих высокий процент физического износа. Крупных затрат требовали такие отрасли непроизводственной инфраструктуры, как профессионально-техническая подготовка и переподготовка рабочей силы, благоустройство городов, очистка сточных вод. Для района Великих озер наиболее остро

стояла проблема борьбы с загрязнением этого крупнейшего в США резервуара пресной воды.

Кроме комплексных региональных программ, в США разрабатывались более мелкие, но исключительно важные для регионального развития программы инфраструктурного характера или программы-проекты, ориентированные на решение конкретных энергетических, экологических и социальных проблем. К крупнейшим из них относится принятая конгрессом США в 1956 г. программа сооружения «Национальной системы междуштатных шоссеиных дорог». К 1980 г. на ее основе была создана сеть автомобильных дорог протяженностью 32,5 тыс. миль, а федеральные дороги существенно способствовали развитию экономических связей между отдельными штатами и регионами. На смягчение кризиса крупных городов, особенно острого в урбанизированных районах Северо-Востока, была направлена «Национальная программа городского строительства», распространившаяся на 150 городов.

Своеобразной региональной программой можно считать «Транс-Аляскинский нефтепровод» – крупнейший в истории строительства в США проект, имевший общенациональное значение. Кроме освоения новых месторождений нефти на Аляске, призванных удовлетворить 10—12% ежегодной потребности американской экономики в нефти в течение 20 лет и существенно сократить импорт нефти, программа «Транс-Аляскинский нефтепровод» попутно с прокладкой нефтепровода, проходящего по неосвоенным районам, предусматривала создание развитой производственной и социальной инфраструктур. Особенностью этой программы, отличающей ее от всех других региональных программ, осуществляемых в США, является ведущая роль частного капитала в ее реализации. Финансирование программы и управление находились в руках группы нефтяных корпораций.

Естественно, что при разработке и реализации столь крупномасштабных программ, требовавших соединения больших бюджетных средств со средствами частного капитала, постоянно возникал вопрос об экономической эффективности этих вложений. Этот вопрос к тому же постоянно переходил в сферу политики, т.к. именно здесь сталкиваются позиции сторонников и противников активного государственного регулирования экономики и социального развития.

Политика «нового федерализма», проводимая в 80-х гг. администрацией президента США Рональда Рейгана, например, была направлена на сдерживание федерального регионального программирования. Так, в представленной в феврале 1981 г. президентом Рональдом Рейганом конгрессу «Программе экономического восстановления» предусматривалось существенное снижение расходов на социально-экономические нужды, для чего, в частности, предлагалось в течение 1982–1986 гг. урезать сметы по 83 программам на общую сумму 326 млн. долл. Было принято, например, решение о прекращении нового

дорожного строительства. Одновременно проводилась политика расширения прав, полномочий и ответственности местных органов по программам регионального развития при ослаблении федерального контроля и сокращении федеральных ассигнований на эти программы.

В этот же период в конгресс были внесены предложения объединения многих программ «внутренней помощи» в несколько «блоков» с передачей штатам полной ответственности за их выполнение. Был ликвидирован ряд важных звеньев в системе государственного управления региональным развитием, в том числе упразднен главный орган межведомственной координации региональной политики правительства – «Федеральный консультативный совет по региональному экономическому развитию», ликвидированы федерально-штатные региональные комиссии (кроме АРК и ТВА), распущена Администрация экономического развития (АЭР) и прекращено бюджетное финансирование многих комплексных программ. В 1985 г. администрация Рейгана выдвинула предложение снизить на 1985–1989 гг. ассигнования по 26 программам «внутренней помощи» на 56 млрд. долл. и передать в полное ведение штатов 43 основные программы социально-экономических мероприятий. Было объявлено, что федеральное правительство прекращает помощь по этим программам через три года, перекладывая все дальнейшие заботы о финансировании и реализации на бюджеты штатов и местных органов.

При этом речь шла не об отказе от самой идеи регионального программирования, а о смещении акцентов в социальной политике государства в сторону отдельных штатов и местных региональных структур. Кроме того, эффективность гигантских федеральных программ (как и в СССР, – вспомним, например, программу БАМ) многим представляется проблематичной.

Подводя итоги краткого обзора программ, можно отметить, что из всех действующих межрегиональных программ наиболее эффективной оказалась «Программа долины р. Теннесси». За полувековую деятельность ТВА в районе была создана крупнейшая в стране энергосистема, базой которой служит мощный гидроэнергетический комплекс (его доля в общем производстве электроэнергии в США составляет 6%). Промышленное производство выросло в 14 раз, объем перевезенных грузов – в 15, продукция сельского хозяйства – в 3,6 раза. Были достигнуты неоспоримые успехи в разработке и внедрении в сельское хозяйство новых видов минеральных удобрений, лицензиями на которые пользуются 500 компаний в 39 штатах. Значительно расширилась торговля, возросла доля городского населения, улучшились условия его жизни.

Однако, и в этой наиболее результативной из всех региональных крупномасштабных программ наглядно видны все дефекты крупно-

масштабного и государственно организованного регионального программирования. Специалисты отмечали непрерывные атаки монополий, видевших в ТВА опасного конкурента, это приводило к сокращению многих отраслевых проектов. Подавляющую часть доходов от эксплуатации созданного энергетического комплекса ТВА была вынуждена использовать непроизводительно на покупку земель, лесов, частных электростанций. Развитие района было ориентировано на поддержку энергоемких производств, что не позволило эффективно решить проблему занятости.

Важнейшим результатом Аппалачской программы является создание развитой сети шоссейных дорог общей протяженностью свыше 4 тыс. км, что вывело этот регион из изоляции от других территорий. Успешно выполнялись задания по улучшению здравоохранения и образования. Существенным достижением стало прекращение оттока населения: в 60-е годы район ежегодно терял до 120 тыс. работоспособных жителей. Не менее важным является и повышение уровня жизни: среднедушевой доход за 1969—1979 гг. вырос в 2,3 раза, снизилась доля населения, живущего ниже уровня бедности. Был осуществлен ряд проектов по охране окружающей среды, рекультивации горных выработок, созданию рекреационных зон. Тем не менее, многие связывают относительное улучшение положения Аппалачей не только с региональной программой, но и с новыми изменениями в энергетической ситуации (с 1971 по 1979 г. цена 1 т угля выросла почти в 6 раз).

Опыт реализации американских межрегиональных программ целесообразно учитывать в практике современных региональных программ России.

4.5. ПРИВЛЕЧЕНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС

Концессии в горном деле (от латинского *concessio* – разрешение, уступка) представляют собой соглашения, разрешающие на определённых условиях осуществлять поиски, разведку и (или) эксплуатацию месторождений полезных ископаемых, принадлежащих государству (или местным властям). Концессии юридически оформляются путём заключения контрактов (договоров).

В большинстве стран концессии осуществляются в виде аренды земель или закрепления участков. В аренду, обеспечивающую право на поиски, разведку и разработку, сдаются, как правило, крупные площади (сотни кв. км) с прогнозными или разведанными запасами нефти и газа, угля, фосфатов, калийных солей и т. п.

В период проведения на арендуемых участках поисков и разведки взимается только арендная плата, после начала разработки – налоги на землю и горное предприятие (налог на прибыль), а также «ройалти» – плата за использование недр, исчисляемая с единицы добытого сырья или в виде определённого процента от общей стоимости продукции (например, в США от 12,5 до 25% для нефти и от 12,5 до 16,75% для газа). Горные заявки оформляются на участки ограниченных размеров (десятичные доли кв. км.), где обнаружены перспективные концентрации руд металлов и некоторых видов нерудного сырья (асбеста, слюды, гипса, драгоценных камней и т. д.). Горные заявки, заявки дают право на разведку и разработку недр в пределах таких участков, а также на использование поверхности и её ресурсов (например, леса для строительных целей).

Концессии используются развитыми капиталистическими странами для обеспечения сырьевыми ресурсами и для сохранения экономического влияния в развивающихся странах. При этом с целью получения доступа к новым сырьевым источникам на их территории крупные компании капиталистических стран и транснациональные корпорации не только инвестируют значительные средства на разведку и освоение уже выявленных месторождений, но и осуществляют поиски новых, т.е. работы, связанные с наибольшим финансовым риском.

Концессия на поиски позволяет осуществлять предварительное геолого-геофизическое изучение земной поверхности различными методами, а также поисковое бурение. В некоторых странах получение концессии на поиски требует согласования программы работ с соответствующими государственными органами. В большинстве случаев предусматривается постепенная передача опоскованных участков на выделенной под концессию на поиски площади в распоряжение государства-владельца. Получение концессии на поиски обуславливается разовой оплатой, зависящей от размера площади.

В некоторых странах концессия на поиски даёт преимущественное право на получение последующей концессии на разведку. Оплата концессии на разведку взимается в виде разового взноса, зависящего от размера выделенной площади, а также в виде периодически выплачиваемого налога на землю. В некоторых странах открытие месторождения гарантирует концессионеру право превращения концессии на разведку в концессию на эксплуатацию (добычу), хотя в отдельных случаях предоставление последней служит предметом особых переговоров. Помимо указанных концессий, развивающиеся страны предоставляют концессии на строительство обогатительных, и нефтеперерабатывающих предприятий, а также концессии на строительство нефтепроводов и транспортировку минерального сырья и продуктов его переработки.

Усилившаяся борьба освободившихся стран за контроль над своими природными ресурсами привела в большинстве из них в конце 60-х – начале 70-х гг. прошлого столетия к пересмотру горного законодательства. Были созданы национальные государственные горнодобывающие компании, действующие концессии были частично или полностью ликвидированы путём передачи всех прав горнодобывающим министерствам этих стран. Новое законодательство сохраняет возможность привлечения иностранных концессионеров, однако уже на изменённых условиях. В ряде стран для концессии на поиски и концессии на разведку установлены минимальные затраты на разведочные работы, а для концессий на эксплуатацию (добычу) – минимальный объём годовой добычи в виде доли от разведанных запасов.

Сроки концессий существенно сократились (для концессий на поиски и концессий на разведку до 2—5 лет, а концессий на эксплуатацию до 20—25 лет). Предусмотрен постоянный контроль за деятельностью концессионеров, который осуществляется в форме национального «участия» для новых проектов – путём создания компаний-партнёров на базе местных (государственных или даже частных) капиталов; для уже действующих в стране иностранных компаний путем поэтапного подключения к ним местных государственных компаний. Во многих развивающихся странах разрешены совместные компании только с подчинённым участием иностранного капитала.

К началу 80-х гг. прошлого века в горнодобывающей промышленности большинства развивающихся стран значительно усилилось влияние государственного сектора, однако, в ряде из них иностранные концессии продолжают сохранять свои позиции, хотя доля их в добыче минерального сырья постепенно снижается.

Инвестиции иностранных компаний в сырьевые отрасли экономики развивающихся стран всё чаще направляются на создание смешанных компаний с участием капитала государства – владельца сырья или приобретают форму целевого кредита, предоставляемого импортёром сырья на компенсационной основе.

Наиболее существенные изменения произошли в концессионной политике нефтедобывающих стран. В государствах, входящих в Организацию стран – экспортёров нефти (ОПЕК), в 70-е гг. осуществлена полная национализация концессий. На аналогичный путь отмены нефтяных концессий и национализации нефтедобывающей промышленности вступили и не входящие в ОПЕК такие богатые нефтью латиноамериканские государства, как Мексика, Бразилия, Аргентина, Боливия и Перу.

В мировой практике суть концессионного договора сводится к тому, что принимающее государство передает концессионеру право пользования недрами для проведения на условиях риска геологоразведочных работ. Государство при этом забирает фиксированную часть ренты в виде оговоренной доли выручки от реализации произведенной продукции, а концессионер – все остальное: валовую прибыль, идущую на компенсацию его затрат, и чистую прибыль, уровень которой зависит от эффективности организации производства.

Концессии – старейшая из существующих форм производственных соглашений между принимающим государством и инвестором. Первая концессия в нефтяной отрасли появилась в 1901 году в Персии (концессия Д'Арси).

Уильям Нокс Д'Арси родился в 1849г. в Англии в г. Девоне, давшем имя одной из наиболее нефтеносных периодов стратиграфической шкалы. Начинал барон Юлиус де Рейтер, – основатель информационного агентства, который в 1872г., а затем в 1889г. покупал персидские концессии, которые предполагали, кроме всего прочего, и добычу нефти. Обе его концессии (не без влияния Российской Империи) были аннулированы после безрезультатных попыток найти нефть.

28 мая 1901г. персидский шах Музафар од-Дин подписал первое в истории соглашение о концессии, охватывающее три четверти страны сроком на 60 лет на следующих условиях: 20 тыс. фунтов наличными, столько же в виде акций, а также 16% от ежегодной чистой прибыли – таковой была эта первая в истории нефтяная рента. Д'Арси сознательно исключил из концессии пять северных (близких к России) провинций.

Бурение началось в 1902г. и через три года предприятие было на грани краха. Первый фонтан нефти был получен 25 мая 1908г. (через 7 лет после подписания концессии)⁹.

Открытие месторождения нефти в рамках данной концессии привело к возникновению в апреле 1909 года Англо-персидской нефтяной компании, позднее переименованной в Бритиш Петролеум (BP).

Впервой полови не XX века платежи концессионера принимающей стороне состояли только из роялти – платы за право пользования недрами. В 1948 году в Венесуэле в дополнение к роялти в концессии ввели налог на прибыль концессионера, что привело к появлению так называемых «модернизированных» концессий. С тех пор этот механизм интенсивно развивается и совершенствуется, особенно в части системы платежей концессионера.

Гораздо позднее – в 60-х гг., появились соглашения о разделе продукции, еще позднее – риск-сервисные контракты.

На каждом этапе развития условия концессионных соглашений отражали баланс интересов и соотношение сил принимающих стран и инвесторов в заданных исторических условиях. Поначалу этот баланс достигался при небольших, зачастую чисто символических отчислениях концессионера в пользу принимающей страны. Но по мере увеличения спроса на энергоресурсы и формирования конкурентных рынков (как товарных, так и рынков капитала), усиления конкуренции инвесторов за доступ к природным ресурсам все большая часть ренты стала перераспределяться в пользу принимающих стран. Эта тенденция сохраняется и сегодня.

Современная концессия заключается, как правило, на срок, сопоставимый со сроками разработки месторождений и охватывает территорию разрабатываемого участка недр. В большинстве случаев концессия предусматривает серьезные механизмы контроля (вплоть до расторжения договора) принимающей стороной за соблюдением закрепленных в договоре условий освоения переданных в концессию участков недр, возврат неиспользуемых участков и т.п. Что касается налоговых отчислений, то современной концессионер обычно уплачивает три вида систематических платежей – роялти, налог на прибыль и арендную плату за осваиваемую территорию (рентале), – а также ряд несистематических платежей (бонусов), число которых может быть довольно велико и разнообразно.

Часто современное концессионное соглашение называют лицензионным соглашением (лицензией), или соглашением «налог плюс роялти». При внешнем сходстве различие между ними есть, и весьма существенное: лицензионное соглашение заключается и применяется в

⁹ Д. Ергин. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть. – М.: Изд. «ДеНово», 1999.

рамках административно-правовой системы, а концессия – в рамках гражданско-правовой.

Анализ нефтяного законодательства 116 государств, проведенный Barrows Company в 1995 году, показал, что в 52 странах применяются СРП, в 62 – концессии.

В развивающихся странах СРП применяется так же часто, как концессии. В Европе и Америке доминируют лицензионные системы пользования недрами. По данным Petroconsultants (1996), среди 49 государств с уровнем добычи нефти 2,5 млн. тонн в год и более, СРП применяется в 22 странах «налог плюс роялти» – в 24 странах. В 24 основных нефтедобывающих государствах (с уровнем добычи 30 млн. тонн в год и более) СРП применяется в 13 странах, лицензии – в 10, из которых в двух странах законодательно закреплено одновременное применение двух систем недропользования: в Венесуэле—лицензий и риск-сервисных контрактов, в России – лицензионной системы и СРП. В случае концессии принимающая страна максимизирует свои доходы в денежной форме, то есть в виде налогов, взимаемых в национальной валюте. В случае СРП – может взимать их в товарной форме (в виде нефти), минимизируя тем самым валютный риск. СРП более популярны в развивающихся странах и государствах с переходными экономиками, а концессии и лицензии (соглашения «налог плюс роялти») – в устоявшихся экономиках со сформированными экономико-правовыми системами.

4.5.1. Концессия на добычу нефти

Концессия является, вероятно, самой ранней формой деловых взаимоотношений в мировой нефтедобывающей промышленности и до сих пор находит себе широкое применение. Концессии, выдаваемые в соответствии с нефтяным или горным законодательством, используются в 121 стране. Это не означает, что они являются единственной формой сделок для данной страны. В Нигерии, например, в большинстве случаев выдавались концессии, имеется одно предприятие с долевым распределением продукции (Ашленд), а также много совместных предприятий, в которых доля государства составляет 60%. В Абу-Даби предоставлялись концессии и создавались совместные предприятия, а с компанией «Тоталь» заключено сервисное соглашение на разработку месторождения Верхний Закум. В некоторых странах, например, в Великобритании, концессии сочетались с совместными предприятиями при обязательном участии национальных нефтяных компаний. В странах, где законодательство регулирует нефтедобывающую промышленность, концессия может называться «разрешением» (в случае разведки) или «арендой» (в случае эксплуатации). К таким стра-

нам относятся Великобритания, Норвегия, Таиланд, США и Австралия. На Ближнем Востоке, где законодательство о недрах минимально или отсутствует (только в Иране имеются законы, регулирующие нефтедобывающую промышленность), концессии предоставляются путем прямых переговоров с правительством.

Концессия представляет собой сделку, в силу которой нефтяная компания получает право, при условии уплаты всех затрат и определенных налогов, производить разведку на нефть, а также, если будут обнаружены запасы, добывать и продавать нефть и газ.

Помимо эксплуатационных затрат, нефтяная компания в обмен на это уплачивает роялти и подоходный налог. Иногда могут взиматься и другие незначительные налоги.

Компании обычно предоставляется право экспортировать сырую нефть или газ при условии, что они выполняют другие обязательства. Таких обязательств может быть довольно много. К ним относятся удовлетворение внутреннего спроса перед тем, как экспортировать продукцию, наем работников среди местного населения, максимальное использование местных товаров и услуг и т.д.

Основным преимуществом концессии является то, что это проверенный временем эффективный механизм. Ее предоставление и реализация могут быть оговорены законодательством (как, например, в Великобритании, США, Франции, Австралии и т.д.) или быть предметом прямых переговоров, в результате которых должны выполняться те же требования и достигаться те же цели.

Наиболее серьезным недостатком концессии является то, что правительству страны предоставляется меньше прав вмешиваться в деятельность предприятия и участвовать в его управлении, с ограничением возможностей по таким вопросам, как подготовка национальных кадров и более полное понимание отрасли в мировом масштабе, которое столь важно для принятия решений на правительственном уровне. Этот недостаток, однако, можно устранить, оговорив в концессионном соглашении участие государственного ведомства в форме партнера по совместному предприятию, а также обязательства компании по подготовке кадров.

В концессионное законодательство важно закладывать гибкое реагирование на повышение (или падение) цен на нефть. Оно может принимать форму сборов с концессии, как это было сделано в Великобритании, когда был введен специальный налог на доходы с продажи нефти, повышающийся пропорционально цене на нефть, чтобы нейтрализовать возможность получения сверхприбыли. Этот налог повысился с 45% до 60% в 1979 году и до 70% в 1980 году. В Норвегии тоже взимается аналогичный налог, но в гораздо меньшем размере.

Правительство страны может участвовать в концессии через государственное ведомство или национальную нефтяную компанию. Та-

кой подход широко применяется на Ближнем Востоке, где доля участия государственного сектора повысилась с 25% в начале семидесятых годов до 60% в настоящее время, а в крупных нефтедобывающих районах и до 100%. Наиболее ярким примером является Саудовская Аравия, где правительство произвело последний платеж за активы концессии «Арамко» в 1981 году и стало ее полным владельцем.

Основным различием между концессией и контрактом о добыче нефти, будь то с долевым распределением продукции или сервисного типа с риском, является то, что вся продукция принадлежит концессионеру. Для того, чтобы удерживать прибыль на разумном уровне, вводятся повышенные налоги и роялти, как это будет видно из нескольких примеров.

4.5.2. Концессии в России

Россия, по данным Petroconsultants, – единственная из крупных нефтедобывающих стран, где практикуется одновременно лицензионная система недропользования и заключение СРП (но не единственная, где применяется одновременно более одного режима недропользования).

Между тем концессии для нашей страны не являются чем-то совершенно новым: они широко использовались в Советской России в период НЭПа. «...Практическая цель нашей новой экономической политики состояла в получении концессий», – писал В.И. Ленин. Политика концессий, по В.И. Ленину, – это вопрос не о форме эксплуатации природных ресурсов, а о способах взаимовыгодного привлечения иностранного капитала для развития всех производительных сил страны. «Что такое концессии? – писал В.И. Ленин – Договор государства с капиталистом, который берется поставить или усовершенствовать производство (например... добычу угля, нефти, руды и т.п.), платя за это государству долю добываемого продукта, а другую долю получая в виде прибыли». Учитывая катастрофически низкий инвестиционный рейтинг Советской России после гражданской войны, В.И. Ленин выражал готовность поддержать даже тех концессионеров, которые отдавали бы государству всего 2–3% произведенной продукции, а остальное получал в виде компенсации затрат и прибыли.

За период с 1922 по 1927 г. в Советскую Россию поступило 2211 концессионных предложений, из которых 163 реализовались в соглашениях. В рамках концессий уже через два года после провозглашения НЭПа в европейской части России функционировало более 3300 предприятий. Концессии стали важным элементом развития российской тяжелой промышленности, в том числе – Государственного плана электрификации России (плана ГОЭЛРО). Треть намеченных планом

ГОЭЛРО инвестиций предполагалось получить за счет обращения к иностранному капиталу в форме концессий и долгосрочных кредитов.

В эпоху строительства коммунизма проблемы концессионной практики в СССР не рассматривались. Идея концессий оказалась востребована, как только Россия перешла на рыночную модель развития экономики.

В первой редакции закона «О недрах» (от 21.02.1992г.) в части второй статьи 12 было записано, что **«лицензия на право пользования недрами закрепляет... форму договорных отношений недропользования, в том числе на условиях концессии, договора о разделе продукции, контракта на предоставление услуг (с риском и без риска)....»**. Эта же запись осталась и в редакции закона от 26 июня 1992 года.

В развитие статьи 12 закона «О недрах» в 1993–94 гг. при активном участии А.А. Конопляника в Государственной Думе были подготовлены законопроекты «О концессионных договорах» и «О СРП». В ноябре 1994 года они были представлены на первое чтение в Государственную Думу. Дума проголосовала «за» СРП и «против» концессий.

В редакции закона «О недрах» от 3 марта 1995г. термин «концессия» из статьи 12 изымается и в последующих редакциях не появляется. А концессионный законопроект вот уже восьмой год переходит из одного плана законотворческих работ Государственной Думы в другой. Вместе с тем, **применяемый в России режим СРП является по своей сути одним из вариантов концессионного договора.**

А.А. Конопляник подметил одну любопытную закономерность мировой истории концессий. Подход государства к распределению концессий всегда был и остается отражением интересов иерархов. Персидский шах отдал концессию Д'Арси, поскольку тот согласился заплатить много денег, не имея абсолютно никаких гарантий, что в итоге удастся найти нефть, не обанкротившись в процессе поисков. Для В.И. Ленина развитие промышленности в разоренной войнами и революцией, объективно невозможное без привлечения иностранных инвестиций, было вопросом жизни и смерти молодой Страны Советов.

В сегодняшней России ситуация иная, но лишь в деталях. На мой взгляд, принятие «концессионных поправок» Комиссии Д.Н. Козака может позволить государству решить четыре задачи, явно или неявно просматривающиеся за сухим текстом законодательных предложений. Первая – организовать очередной этап передела собственности. Вторая – продолжить усиление Центра за счет регионов. Третья – увеличить доходную часть бюджета за счет сырьевых компаний. Четвертая – создать новые условия для повышения эффективности системы недропользования. Особо отмечу, что поправки Комиссии с Д.Н. Козака органично вписываются не с только в глобальные закономерности эволюции экономической политики переходных государств с многосекторной структурой экономики и высокой долей отраслей с природной

рентой, но и в новейшие тенденции, свойственные внутренней политике современной России.

Экономическая ситуация современной России позволяет спокойно сделать выбор в пользу наиболее приемлемого варианта рентного недропользования.

В 90-е годы в результате реализации российской модели приватизации основные активы наиболее привлекательных российских отраслей достались за бесценок ограниченной группе лиц, которых сегодня принято называть олигархами. Раздачей собственности расплатились крупным (по меркам нашей страны) бизнесом за его лояльность к новой власти, за результаты выборов 1996 года и т.п. Естественно, это решение не считается ни окончательным, ни единственно правильным.

Это является одной из причин возникшей дискуссии о перераспределении сырьевой ренты и возврате в государственную собственность части ее источников. Но если раньше с такими предложениями выступали только коммунисты, то теперь принципы рентного налогообложения поддерживают в администрации Президента России.

Отечественная практика подтвердила так же эффективность делегирования регионам прав определения условия недропользования на малых и истощенных месторождениях, которые гарантируют получение выручки, уплату согласованных налогов и создают рабочие места, компенсируя тем самым – за счет расширения налоговой базы – региональные налоговые преференции. Рост нефтедобычи в Республике Татарстан во второй половине 90-х удалось достичь исключительно благодаря льготному режиму налогообложения, установленному для объединения «Татнефть» республиканским правительством.

Распределение доходов между концессионером и принимающей стороной зависит от степени риска осуществления инвестиционной деятельности в каждом конкретном случае. Чем выше этот риск, тем выше должна быть компенсация, то есть тем большую долю ренты должен получать инвестор. При этом сегодня в мире сравнительные уровни такой компенсации повсеместно определяются не чиновниками принимающей страны, а самим рынком через механизмы определения стоимости привлечения заемных средств (рейтинговые агентства). Российская Федерация не только вернулась недавно на уровень долгосрочного кредитного рейтинга «ВВ-» (в рамках трех основных международных рейтинговых агентств), который она получила при первоначальном присвоении ей рейтинга в октябре 1996 года. Этот рейтинг, расположенный в зоне спекулятивных категорий, она преодолела 5 декабря 2002г. и вступила в зону «ВВ», расположенную все еще ниже инвестиционных категорий рейтинга. Возвращению доверия инвесторов и выход на уровень инвестиционных рейтинговых категорий будет, полагаем, способствовать более обоснованный выбор рыночных расчётов и стимулов. Среди них не последнее место принад-

лежит системе налогообложения и, в частности, его соответствии рентным основам природопользования.

По данным Минэнерго России, в развитие нефтедобывающей отрасли в текущей пятилетке (2001–2005 гг.) необходимо вложить порядка 21 млрд. долларов США. В следующей пятилетке (до 2010 г.) потребуется 31,2 млрд. долларов США. Инвестиции на период с 2010 по 2015 гг. необходимы в размере 44,1 млрд. долларов США, с 2015 по 2020 гг. – 48,3 млрд. долларов США. **Всего, таким образом, в период до 2020 г. требуется направить на развитие нефтегазодобычи порядка 145 млрд. долларов США.**

Для развития газодобывающей промышленности в этот же период (2001–2020 гг.), по расчётам Минэнерго России, потребуется 321,6 млрд. долларов США. Всего, таким образом, необходимо порядка 466,6 млрд. долларов США. Формирование такого объёма инвестиций возможно за счёт двух основных источников – собственных ассигнований российских нефтяных компаний (они – не безграничны) и средств, привлечённых к работам в России иностранных инвесторов.

В этом инвестиционном «пироге» значительную долю составят капитальные вложения и эксплуатационные затраты проектов, осуществляемых на условиях СРП. Только по двум действующим сахалинским проектам в 2003 г. будет освоено порядка 2,5 млрд. долларов США. Общие ассигнования на весь период работ по этим проектам (капитальные и эксплуатационные затраты) достигнут 85 млрд. долларов США.

Эффективность механизмов СРП наглядно демонстрируют три первых действующих в России проекта на условиях раздела продукции – «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Харьягинский проект».

Суммарный объём инвестиций по этим проектам за два последних года вырос с 1,5 до 4 млрд. долларов США. В бюджет Сахалинской области только от одного проекта «Сахалин-2» поступило 62,1 млн. долларов США в виде прямых выплат и 100 млн. долл. США – в Фонд развития Сахалина. Общий объём добытой нефти с начала эксплуатации построенного при участии российских подрядчиков комплекса «Витязь» по проекту «Сахалин-2» составил 3,8 млн. тонн.

Общий уровень добычи нефти на суше о. Сахалин и шельфе охотского моря в 2005 г. возрастёт до 12 млн. т (в 2002 г. – 3,2 млн. т).

Всего за период 1997–2001 гг. в Федеральный бюджет России от реализации этих трёх проектов поступило 48,1 млн. долларов США, а в бюджеты регионов – 172,9 млн. долларов США.

По этим трём проектам, за период с 1997–2001 гг. с российскими поставщиками и подрядчиками было заключено около 4000 контрактов на общую сумму, оцениваемую в 1 млрд. долларов США. Амурской судостроительный завод получил заказ на работы для платформы «Орлан» стоимостью 140 млн. долларов США (ранее здесь было изго-

товлено основание для комплекса «Витязь» стоимостью 35 млн. долларов США).

За счёт проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» только в развитие транспортной инфраструктуры о. Сахалин будет вложено более 200 млн. долларов США (на модернизацию аэропортов – 40 млн. долларов США, автотрасс и автодорог – 140 млн. долларов США, на строительство и реконструкцию Сахалинской железной дороги – 20 млн. долларов США).

Инвесторы на условиях СРП успешно работают на сегодняшний день в более чем в 50 странах мира. Направление движения инвестиционных потоков полностью опровергает аргументы тех, кто предлагает отказаться от режима СРП в России.

Неосвоенные нефтегазовые месторождения России расположены, как правило, в труднодоступных регионах со слабо развитой инфраструктурой, в которых затраты на добычу тонны нефти значительно превышают удельные показатели стран Ближнего Востока. Поэтому, для повышения конкурентоспособности наших месторождений и привлечения инвестиций в Россию необходимо обеспечить создание специального правового механизма подготовки, заключения и реализации СРП.

Нельзя согласиться с рядом специалистов, что применение режима СРП – это признак правовой отсталости страны, что СРП применяют только слаборазвитые государства «третьего» мира. В ответ на это заявление можно отметить, что принятое в России законодательство об СРП практически объединяет в себе прогрессивную и гибкую налоговую систему недропользования, принятую в Канаде и Норвегии, и правовой режим американской практики арендных отношений с его прямым, можно сказать, – дословным заимствованием инструментов – «роялти» (плата за право разработки недр), «ренталс» (плата за геологоразведочные работы), «бонусы» (разовые платежи при достижении определенных условий) и др. Различные модификации режима СРП успешно применяются более чем в 40 странах мира, в том числе: Китае, Казахстане, Индонезии, Азербайджане и др.

Правовой режим СРП нужен не только нефтяникам и газовикам. Механизм СРП предполагает формирование базы для роста ответственного машиностроения, металлургии и других отраслей промышленности и экономики России.

Система государственного регулирования недропользования на условиях СРП имеет ряд важных преимуществ, которые целесообразно рассмотреть более подробно.

Серьезные сдвиги в дискуссии о целесообразности использования СРП в сфере недропользования произошли после состоявшейся в сентябре 2000 г. в г.Южно-Сахалинске первой Международной практической конференции «СРП-2000». Принимавший участие в работе конференции Президент России В.В. Путин твердо и открыто заявил, что

«проблема реализации СРП – это важнейшая проблема для России», что «практика применения таких соглашений показала, что этот механизм является эффективным и широко используется во всем мире» и «СРП могут и должны стать важнейшей частью инвестиционной политики государства». Через год на Всемирном экономическом форуме (г. Москва, 30 октября 2001г.) В.В. Путин одобрил намерения компании «Эксон» принять участие в крупнейшем проекте СРП «Сахалин-1» и вложить в него 12–15 млрд. долл. США, подчеркнув, что «это значительная сумма, учитывая общий объем инвестиций в экономику России», и что он окажет всемерную поддержку проектам такого рода.

Режим СРП является на сегодня единственным приемлемым для инвесторов правовым режимом недропользования при освоении месторождений арктического шельфа, труднодоступных и малоосвоенных территорий Дальнего Востока, Западной и Восточной Сибири.

Освоение таких месторождений как Штокмановское или Приразломное на условиях лицензионных соглашений и в режиме действующего законодательства представляется маловероятным.

Режим СРП позволяет кратно увеличить годовую добычу сырья за счет ввода в разработку крупных и уникальных месторождений. Так, например, среднегодовая добыча газа только на одной платформе Штокмановского месторождения будет равна 22,5 млрд. куб. м. На Приразломном нефтяном месторождении намечается выход на уровень годовой добычи в 7,55 млн. тонн. На месторождениях проекта «Сахалин-1» среднегодовая добыча нефти составит до 12,3 млн. тонн и газа – до 20,4 млрд. куб. м. Для сравнения отметим, что среднегодовая добыча нефти на десяти наиболее крупных (производительных) месторождениях ОАО «НК «Роснефть» составляет в среднем 1 млн. тонн на одно месторождение

В соответствии с СРП к окончанию срока действия инвестор имеет возможность накопить необходимые средства на проведение ликвидационных работ. Законодательством по СРП установлено, что отчисления в ликвидационный фонд инвестору компенсируются и он может позволить себе запланировать необходимый объем ликвидационных работ. При работах в обычном стандартном режиме по окончанию действия лицензии все ликвидационные работы недропользователь должен осуществлять за счет собственной прибыли, размер которой к концу разработки месторождения из-за отработки «хлебных» пластов как правило сокращается. Может возникнуть ситуация, когда государству придется самому участвовать в решении проблем, связанных с экологическим приемлемым завершением ликвидационных работ.

Правовой механизм СРП универсален и применяется для месторождений, находящихся в любой стадии освоения.

Режим СРП предполагает публичное рассмотрение условий освоения участков недр и месторождений. При этом перед обсуждением

законопроекта о включении участка в перечень объектов, освоение которых возможно на условиях СРП требуется провести сравнение экономических показателей ТЭО СРП с результатами разработки в режиме действующего налогового законодательства.

Решение о разработке месторождения на условиях СРП принимается только в том случае, если при действующей лицензионной системе невозможно добиться рентабельной и комплексной разработки месторождения. Принятие закона включения участка недр в перечень – это публичный процесс, в котором участвуют не только представители государственных органов, но и широкая общественность. Соответствующие слушания регулярно проводятся в Государственной Думе Российской Федерации (парламентские слушания, обсуждения в комитетах, комиссиях и депутатских объединениях), в регионах, где эти участки расположены, с участием общественных организаций, защищающих интересы коренных малочисленных народов.

Проекты СРП с первых лет (даже в период до начала добычи) выгодны регионам.

Так, например, по Сахалинским проектам с начала их осуществления инвесторы вложили более 3 млрд. долл. США. Из них 700 млн. долл. США получили российские поставщики и подрядчики. В бюджет Российской Федерации и регионов получено 48,1 и 173 млн. долл. США соответственно. Фонд социального развития Сахалинской области (поступило порядка 120 млн. долл. США) позволит в последующие годы кардинально реконструировать инфраструктуру области (дороги, мосты, аэропорт и др.).

Стабильность налогового режима на весь срок разработки месторождения. Это позволяет четко спланировать финансирование проектов СРП, а главное – создает условия для получения крупных кредитов, без которых объекты стоимостью десятки миллиардов долларов США не освоить.

Прозрачность проектов СРП для органов исполнительной и законодательной власти. С момента заявки на конкурс, а затем при обосновании инвестором и представления Правительством Российской Федерации проекта федерального закона о перечне объектов СРП в Государственной Думе проектный замысел и документация находятся под государственным контролем. В процессе осуществления проекта, создаваемые Государством Уполномоченный Государственный Орган (УГО) и Управляющий Комитет, образуемый на паритетных началах Государством и Инвестором, позволяют координировать и контролировать все основные решения по управлению проектом на условиях СРП.

Несмотря на стратегическую выгодность СРП, в этой области на сегодняшний день остаются нерешенными ряд серьезных проблем, которые тормозят процесс становления и развития СРП, приводят к значительным экономическим потерям для страны.

Во-первых – это проблемы правового характера – незавершенность законодательной базы СРП, регулирующей налогообложение.

Во-вторых – это несовершенство и крайняя бюрократическая «заорганизованность» действующих в настоящее время механизмов подготовки и заключения соглашений.

4.5.3. Иностранные инвестиции 2003 г.

Анализ статистических показателей за I полугодие 2003 г. (табл. 23) позволяет в целом зафиксировать в общем-то благоприятную картину роста иностранных инвестиций. Однако, при внимательном рассмотрении приведённых показателей проявляется ряд тревожных деталей.

Таблица 23
Иностранные инвестиции в РФ в I полугодии 2002 г.

	\$ млн.	В % к I полуго- дию 2002 г.	В % к итогу
Иностранные инвестиции, всего	12662	151,3	100
Прямые инвестиции	2533	135,3	20
Взносы в капитал	862	108,7	6,8
Кредиты, полученные от зару- бежных совладельцев	862	112,7	6,8
Портфельные инвестиции	38	18,9	0,3
Прочие инвестиции	10091	160,2	79,7
Торговые кредиты	1569	194	12,4
Прочие кредиты	8437	156,3	66,6
На срок до 180 дней	1877	91,3	14,8
На срок свыше 180 дней	6560	196,3	51,8

Источник: Госкомстат России.

Для сферы недропользования важнейшим показателем доверия иностранных инвесторов является рост прямых инвестиций. Фиксируемый в полугодовом отчёте объем прямых инвестиций в основном приходится на долю проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», суммарный объем финансирования которых в режиме СРП планируется в 2003 г. на уровне 2,5 млрд. долл. США. Эти прямые «вложения в недра» (в отличие от спекулятивных вложений в ценные бумаги) практически не извлекаемы. В обмен на них инвесторы получают информацию о геологическом строении недр шельфа Охотского моря в пределах лицензионных участков и пока ещё относительно небольшой объем добычи нефти по проекту «Сахалин-2» (в 2003 г. – 2,2 млн. т),

который далеко не компенсирует текущих суммарных затрат по проекту. Извлечь эти свои вложения даже в случае бегства капиталов из России инвесторы сахалинских проектов не смогут. Вместе с тем, вложив первые миллиарды долларов США операторы сахалинских проектов уже объявили о продолжении своих планов дальнейшего инвестирования работ в Дальневосточном регионе в освоение месторождений шельфа.

Компания «Сахалинская Энергия» (оператор проекта «Сахалин-2») объявила 15 мая 2003 г. о начале работ второго этапа и своих намерениях вложить в течение пяти ближайших лет в работы по проекту около 8,5 млрд. долл. США (в т.ч. 1,7 млрд. долл. США в 2003г.). Для разработки Лунского газоконденсатного месторождения с запасами природного газа более 500 млрд. куб. м планируется установить морскую платформу производительностью порядка 51 млн. куб. м газа в сутки (около 18,6 млрд. куб. м в год) и примерно 8 тыс. куб. м газового конденсата в сутки (около 2,2 млн. т в год). Одновременно, для дальнейшего освоения Пильтун-Астохского нефтяного месторождения, где с 1999 г. добывается нефть комплексом «Витязь» (платформа «Моликпак»), будет смонтирована ещё одна платформа производительностью до 70 тыс. баррелей в сутки (порядка 3,5 млн. т в год).

Компания «Эксон Нефтегаз Лимитед» (оператор проекта «Сахалин-1») по состоянию на 1 января 2002 г. вложила в освоение месторождений Чайво, Одопту и Аркутун-Даги порядка 4 млрд. долл. США. На 2003г. планируется инвестировать 1,7 млрд. долл. США. На экспертизе находится ТЭО строительства первой очереди на общую сумму, превышающую 6 млрд. долл. США. И это только по двум проектам.

Со временем мы сможем оценить вред, нанесённый выгодному для страны режиму СРП компанией «Юкос», за организованный при её активном участии от отказ от реализации ещё почти трех десятков инвестиционных сырьевых проектов.

В экономическом плане отказ от намеченных ранее двух десятков проектов СРП значительно снижает существующие в России поле рентного налогообложения и уменьшает выгоды государства от эксплуатации природных богатств недр.

4.6. РЕЙТИНГОВАЯ ИСТОРИЯ ЭКОНОМИКИ РОССИИ

Объемы и темпы привлечения инвестиций, необходимых для устойчивого развития нефтегазодобывающей промышленности, во многом зависят от состояния рейтинговой истории экономики. Её краткое рассмотрение, на наш взгляд, позволяет обратить внимание на причины, снижающие или повышающие риски проектного финансирования сырьевых объектов и стоимость привлечения заемных средств.

В опубликованном графическом изображении рейтинговой истории Российской Федерации (по оценке «Standard and Poor's») отчетливо прослеживается период, который начался 7 октября 1996 г. (рис. 24), когда стране был присвоен её первоначальный долгосрочный кредитный рейтинг «BB-».

В существующем мировом «табеле о рангах» (табл. 24) оценки трех международных рейтинговых агентств («Moody's», «Standard and Poor's» и «Fitch IBCA») выделяются две основных категории рейтингов – спекулятивные и инвестиционные. В свою очередь они подразделяются на ряд подкатегорий или стадий (всего их 23), краткое описание которых восходит от нижнего уровня – «отказ от платежей» до наивысших стадии – «высокая степень надежности» и «максимальная степень безопасности».

В общем случае присваиваемый стране рейтинг отражает тот минимальный уровень финансовых рисков, который грозит инвесторам при осуществлении их инвестиционных проектов. Иными словами, страновой рейтинг отражает определенный качественный уровень ожидаемого привлечения заемных средств.

Начиная свой относительно недолгий рейтинговый путь в октябре 1996 г. экономика России прошла последовательно и относительно быстро пять ступеней вниз – до предпоследней черты («сверхспекулятивная степень возможного отказа от платежей»), которую она достигла 27 января 1999 г. Примерно через год (с 8 декабря 2000 г.) начался подъем по шкале кредитных рейтингов до высокоспекулятивной степени «В» и, наконец, 26 июля 2002 г., России был возвращен её первоначальный уровневый рейтинг – «BB-». В этот короткий период позади остались имевшие место унижения высокой стоимостью заемных средств и последствиями дефолта 1998 г.

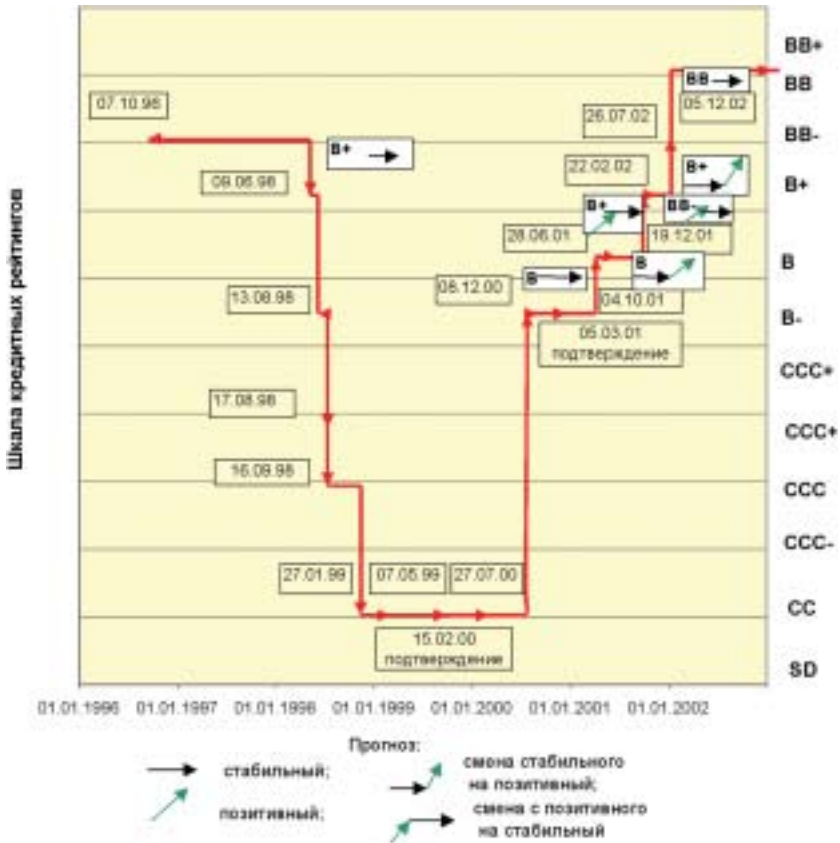


Рис. 24. Рейтинговая история Российской Федерации по оценкам S&P

Ныне в матрице кредитных рейтингов открылся простор для дальнейшего роста рейтинга, который в декабре 2002 г. поднялся ещё на одну ступень («BB»). До нижней границы инвестиционных рейтингов («BB») остался всего один «шаг».

Краткий экскурс в историю рейтинговых оценок состояния экономики России приведен нами с единственной целью – показать открывающиеся возможности дальнейшего укрепления имиджа экономики нашей страны и подчеркнуть относительную хрупкость и всё еще имеющуюся неустойчивость её положения, которое может нарушить любой непродуманный и экономически нецелесообразный шаг или жест в осуществлении государством правовом регулировании инвестиционных процессов.

Таблица 24

Показатели международной оценки рейтингов

Категории рейтингов	Оценка международного рейтингового агентства			Краткое описание
	Moody's	Poor's	Fitch IBCA	
Инвестиционные	Aaa	AAA	AAA	Максимальная степень безопасности
	Aa1	AA+	AA+	Высокая степень надежности
	Aa2	AA	AA	
	Aa3	AA-	AA-	
	A1	A+	A+	Степень надежности выше средней
	A2	A	A	
	A3	A-	A-	Степень надежности ниже средней
	Baa1	BBB+	BBB+	
Baa2	BBB	BBB		
Baa3	BBB-	BBB-		
Спекулятивные	Ba1	BB+	BB+	Неинвестиционная, спекулятивная степень
	Ba2 (Россия: рейтинг присвоен 16.12.02)	BB	BB	
	Ba3	BB-	BB- (Россия: рейтинг присвоен 02.05.02)	
	B1	B+	B+	Высокоспекулятивная степень
	B2	B	B	
	B3	B-	B-	
	Сaa	CCC+	CCC	Существенный риск, эмитент в тяжелом положении
	-	CCC	-	
	-	CCC-	-	
	Ca	CC	-	Спекулятивная степень, возможен отказ от платежей
	C	C	-	
	-	-	DDD	Отказ от платежей
-	SD	DD		

На наш взгляд, состоявшиеся в последний год решения и, в частности, принятый 6 июня 2003 года Федеральный закон ФЗ-65 о налогообложении в режиме СРП относятся к категории решений, способных противодействовать тенденции дальнейшего роста инвестиционной привлекательности России в сфере прямых инвестиций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предпринятая авторами попытка последовательного рассмотрения на фоне основных параметров стратегии развития ТЭК России механизма горной ренты, особенностей современной системы недропользования, отечественного и зарубежного опыта налогообложения позволяет сделать вывод о необходимости более полного учёта и применения при формировании правового поля недропользования рентных подходов.

В принципе все основные вопросы о природной ренте в нефтедобыче можно условно представить в следующем виде:

- какова суммарная оценка горной ренты по нефти и газу;
- какими должны быть критерии определения (установления) величины ежегодных рентных платежей;
- должна ли быть система взимания горной ренты – единая для всех предприятий или дифференцированная. Решение о выборе дифференциальной горной ренты неизбежно выдвигает вопрос о критериях этой дифференциации (качество добываемого сырья, продуктивность скважин или месторождений, местоположение участка разработки или другие условия добычи);
- зависимость размера горной ренты от уровня мировых цен на нефть и газ.

В дополнение к этой специфической, рентной группе вопросов необходимо дать определение термину «сверхприбыль».

При этом требуется классифицировать и разделить прибыли нефтегазовых предприятий на нормативные (какие?) и сверхнормативные и определить, где проходит водораздел между сверхдоходами «от Бога» (за счет уникальных природных условий работ, продуктивности месторождений и качества сырья), от ценовой конъюнктуры, а где сверхприбыль образуется за счет грамотной инженерной (технологически выверенной и экологически приемлемой) работы персонала и руководителей добывающего предприятия. Не преувеличивая роль горной ренты необходимо признать, что применяемые прогрессивные технологии и эффективный менеджмент во многом определяют темпы экономического роста промышленного производства, который пре-

высил в сентябре 2003 года 6,7% и составил в динамично развивающейся нефтедобыче 9,8%.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), введённый в России с 2002г., обеспечил определённую стабильность налогового режима и позволил получить дополнительные доходы в бюджет, но, вместе с тем, негативно сказался на экономической эффективности освоения выработанных месторождений и месторождений, расположенных в экстремальных природных зонах и в условиях отсутствия производственной инфраструктуры.

В первом полугодии 2003 г. была проведена корректировка правового поля недропользования – приняты федеральные законы о налогообложении в режиме СРП, об отмене акциза на природный газ, увеличении ставки НДПИ при добыче природного газа и газового конденсата, а также – закон, снижающий ставку НДС с 20 до 18%. В целом, это уточнило фискальный режим действующего законодательства, но не оказало необходимого воздействия на дифференциацию самого НДПИ, который ставит в неравные условия компании, разрабатывающие месторождения в районах традиционной нефтедобычи (например, в Татарии, Башкирии, Краснодарском крае, на Сахалине и др.) и компании, имеющие доступ к высокопродуктивным месторождениям. По-прежнему, в неравных условиях работают в нефтедобыче крупные компании, которые владеют множеством лицензий и могут выбирать наиболее продуктивные извлекаемые запасы, и мелкие нефтедобывающие организации, владеющие ограниченным набором лицензий (иногда одной-двумя лицензиями). Это порождает предпосылки для банкротства, ликвидации и поглощения мелкого и среднего бизнеса.

В целях совершенствования налогового законодательства России и более полного учёта природной ренты необходимо введение дифференцированной ставки НДПИ. Как показывает мировой опыт, это, с одной стороны позволит, – дополнительно вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы и создаст равные условия для всех добывающих компаний, а с другой – обеспечит для государства получение дополнительных налоговых поступлений.

Социальные потери от сворачивания нерентабельных работ на в значительной степени отработанных «градообразующих» месторождениях (Самотлорское, Фёдоровское, Ромашкинское и другие) и потери из-за нерациональной отработки не возобновляемых запасов нефти не поддаются реальной оценке, но именно в этих случаях необходимо редуцировать налоговые нагрузки.

По вопросу о дифференциации ставки налога на добычу полезных ископаемых наблюдаются определённые различия в оценках и подходах, которые широко обсуждались в научной литературе и периодической печати. В кратком виде можно обозначить следующие позиции, сформировавшиеся на конец 2003 года.

Минэнерго России считает необходимым тщательно проработать вопрос о выборе критериев дифференциации ставок налога на добычу полезных ископаемых с тем, чтобы такая дифференциация была максимально объективной и не привела к появлению отрицательных стимулов в работе нефтяной отрасли.

МПР России предлагает дифференцировать ставку НДС с учетом рентообразующих факторов.

МНС России полагает, что введение дифференцированной ставки НДС требует разработки новой классификации запасов и ресурсов углеводородного сырья, критериев отнесения запасов к категории трудноизвлекаемых и низкодебетных. В министерстве считают, что дифференцирование ставки НДС потребует введение отдельного учета налоговой базы, что в настоящее время не представляется возможным. Полагают также, что отсутствие свободного рынка нефти на территории Российской Федерации не позволяет обеспечить справедливую дифференциацию в случае, если налоговой базой будет являться стоимость добытого полезного ископаемого.

Минфин России считает, что установление дифференцированных ставок НДС в зависимости от условий добычи полезных ископаемых и стадии разработки месторождения, противоречит основным принципам налогового законодательства. Вместе с тем, по мнению Минфина России, в качестве мер по проведению налоговой реформы в области добычи и использования ресурсов недр предполагается общее реформирование существующей системы налогообложения в сфере недропользования, направленное на усиление рентной составляющей в платежах при пользовании недрами, через введение налога на дополнительный доход от добычи углеводородов. При этом предполагается дифференциация ставки налога в зависимости от размера прибыли, остающейся в распоряжении организации, и как альтернатива введению этого налога возможно снижение ставки НДС для месторождений, выработавших 80% и более своего ресурса. Кроме того, добыча углеводородов из низкопродуктивных участков недр, находящихся в сложных горно-геологических и экономико-географических условиях, может производиться на условиях соглашения о разделе продукции.

По мнению Минэкономразвития России, для принятия решения относительно необходимости реформирования системы налоговых и неналоговых платежей в процессе недропользования (в части добычи углеводородного сырья) необходимо проведение детальных расчетов возможной дифференциации. При этом возможная дифференциация не должна снижать стимулы к повышению эффективности разработки недр. Минэкономразвития России считает, что необходима дополнительная проработка правовой природы дифференцированных платежей (налоговая или неналоговая).

Различные мнения по данному вопросу имеют место и у нефтедобывающих компаний. Одни из них считают, что себестоимость добытых углеводородов, прежде всего, зависит от природных факторов, а другие – от применяемых при добыче технологий. Каждое из этих суждений имеет под собой определённую фактическую основу, но в совокупности они представляют собой хотя и важные, но не скоординированные предложения.

Исходя из изложенного, с учётом сложности и неоднозначности в подходах к решению данной проблемы было бы целесообразно создать межведомственную рабочую группу с привлечением экспертов и представителей нефтедобывающих организаций для выработки согласованного решения. **В качестве работ первого этапа необходимо рассмотреть вопрос о введении налоговой скидки в зависимости от выработанности месторождений.**

Платежи нефтяников в бюджет по данным аналитиков Альфа-банка, которые проанализировали фискальные платежи пяти компаний («ЛУКОЙЛа», «Сибнефти», «Сургутнефтегаза»; «Татнефти» и «ЮКОСа») за три года выросли примерно в полтора раза. Если в 2000г., когда нефть Urals стоила \$27/барр., компании выплатили государству 23,1% от выручки и 43% от прибыли, то в 2003 г., при цене нефти \$26,5/барр., заплатят 34,9% выручки и 64,5% прибыли, прогнозирует Альфа-банк.

Изменилась и структура платежей нефтяников: в 2000 г. 30,4% платежей нефтяных компаний приходилось на налог на прибыль, а 27,6% – на экспортные пошлины. В первом квартале 2003 г., на первое место вышел налог на добычу (40,4% фискальной нагрузки), на пошлины приходилось 24,1%, а на налог на прибыль – 16,3%. И хотя прибыль снизилась по сравнению с 2000г. почти вдвое, в реальном выражении налог на прибыль вырос более чем в полтора раза с \$0,94/барр. до \$1,44/барр.

По прогнозу Альфа-банка, в 2003 г. из-за высоких цен на нефть налоговая нагрузка на нефтяников достигнет своего пика.

При введении в действие закона о налоге на добычу полезных ископаемых (26 глава Налогового кодекса Российской Федерации) многие специалисты вносили предложения о необходимости, как это отмечала и официальный представитель Минфина России А.И. Салина, **«вернуться к вопросу о применении понижающего коэффициента к ставке налога на добычу нефти при выработанности месторождений свыше 80% от начальных извлекаемых запасов»**. В письме Минфина России в Государственную Думу предлагалось также подготовить главу «Налог на дополнительный доход от добычи углеводородов». При этом, предполагалось компромиссное решение, снизить налоговую нагрузку на разработку истощенных и обводнённых запасов и перенести её на уникальные по добычным возможностям месторожде-

ния. Часть дополнительного дохода (сверхприбыль), планировалось изымать с выручки нефтяных компаний в период высоких и сверхвысоких цен на нефть. Таким образом, намечалось как бы два пути компенсации льгот для разработчиков истощённых запасов: изъятие сверхприбыли за счёт роста цен и получаемой «от Бога» природной ренты на высокопродуктивных месторождениях и получение дополнительных налоговых поступлений за счёт введения в разработку не в полной мере выработанных и мелких месторождений.

Компенсация выпадающих доходов может быть достигнута способом, который неоднократно предлагали специалисты ОАО «Татнефть», подтвердившие расчётами, что **снижение налоговой нагрузки на истощённые месторождения (запасы) будет стимулировать ввод в разработку ранее не разрабатываемых (или выведенных из разработки по экономическим соображениям) месторождений. При этом общее увеличение объема добычи нефти в республике позволит получить (даже при льготном налогообложении) дополнительные налоговые поступления.** В этом случае речь идёт о конкретном и не связанном с введением налога на сверхприбыль законопроекте, который открыл бы возможность для решения накопленных социальных проблем в районах и городах для которых отработанные месторождения были своё время опорным градообразующим фактором.

Новый импульс деловой активности получили бы города и посёлки традиционных районов нефтедобычи. Негативные последствия спада производства, сокращения рабочих мест и снижения ассигнований в социальной сфере можно было бы нейтрализовать и преодолеть в интересах регионов и государства.

Существует реальная возможность осуществить двухэтапную схему совершенствования действующего законодательства о налогообложении нефтедобычи.

На первом этапе (в первой половине 2004г.) доработать и внести на рассмотрение в Правительство Российской Федерации и Федеральное Собрание Российской Федерации проект закона о понижающем коэффициенте к ставке налога на добычу полезных ископаемых. Решение этой конкретной и всем понятной задачи позволит приступить к более сложным и комплексным работам второго этапа.

Второй этап (вторая половина 2004–2005 гг.), решение задач которого (введение дифференцированной на рентной основе ставки НДС, внесение поправок в законодательство об СРП, принятие закона о концессиях и других правовых актов рентного налогообложения) будет в компетенции нового состава Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации, потребует согласованной работы специалистов нефтяных компаний, институтов и заинтересованных министерств и ведомств над комплексом проблем рентного налогообложения.

Введение дифференцированных ставок НДСПИ, как показывает мировой опыт, позволит с одной стороны, дополнительно вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы, а с другой – даст возможность государству адресно изымать сверхприбыли компаний, владеющих наиболее продуктивными месторождениями. Совершенствование нормативно-правовой базы природопользования должно обеспечить недропользователям возможность работать в условиях выгодного для государства и приемлемого как для вертикально-интегрированных, так и для более мелких компаний горного законодательства, построенного на рентных подходах.

ОПЫТ ФОРМИРОВАНИЯ РЕНТНЫХ ПЛАТЕЖЕЙ В РОССИИ

Впервые в отечественной практике теория рентной оценки природных ресурсов была использована при разработке Временной типовой методики экономической оценки месторождений полезных ископаемых, разработанной Государственным комитетом по науке и технике СССР в 1979 г. В соответствии с данной методикой основной показатель расчетной денежной оценки месторождения (R) определяется как разность между ценностью добываемой продукции и суммарными (эксплуатационными и капитальными) затратами на ее получение за период отработки запасов с учетом фактора времени. Для определения была предложена следующая формула:

где: T – расчетный период, исчисляемый от года проведения оценки месторождений ($t = 1$) до года отработки запасов ($t = T$);

Z_t – ценность годового выпуска продукции (включая все попутно извлекаемые компоненты), исчисленная в замыкающих затратах (или оптовых ценах) t -го года;

S_t – сумма капитальных и эксплуатационных (без отчисления на реновацию) затрат, осуществляемых в t -ом году эксплуатации (освоения) месторождений;

$E_{и.п.}$ – норматив для приведения разновременных затрат (принимается равным 0,08).

Применяемые в расчетах замыкающие затраты представляют собой затраты на получение единицы продукции худшего (по природным условиям) из вошедших в план источников, необходимых для удовлетворения потребности общества в данном ресурсе. Определение затрат предлагалось на основе ранжирования месторождений по величине приведенных затрат на получение конечной продукции из добываемого сырья. С помощью ЭВМ составляется оптимальный план развития и размещения соответствующей отрасли (или взаимосвязан-

ных отраслей, например, топливно-энергетического комплекса). Составление его производится исходя из существующих и перспективных потребностей и продукции данной отрасли с учетом сопоставления затрат по конкурирующим источникам и материалам. Для каждого рассматриваемого объекта определяются показатели предстоящих капитальных и эксплуатационных затрат на разведку, строительство (реконструкцию), поддержание мощностей, добычу, переработку, транспортирование продукции к потребителю, а также показатели затрат у потребителей, зависящие от качества минерального сырья

Критерием оптимизации, которая может осуществляться стандартными методами математического программирования на ЭВМ, является минимум этих затрат в целом по отрасли с учетом фактора времени. Уровень замыкающих затрат определяется на основе двойственных оценок оптимального плана. Для определения замыкающих затрат предлагался и упрощенный метод, сущность которого заключается в следующем.

Все источники минерального сырья выстраиваются в ряд по убывающей эффективности (например, в ряд с последовательно возрастающими приведенными затратами на единицу конечной продукции. Далее отбираются, начиная с наилучших, те источники сырья, которые обеспечивают удовлетворение плановой потребности в данной продукции. Затраты по источникам, завершающим этот ряд, принимаются в качестве замыкающих. Теория дифференциальной ренты должна найти широкое применение при совершенствовании социально-экономических отношений в обществе.

До того момента, пока к залегающим в земле полезным ископаемым не прикоснулась рука человека и полезность их для общества не опосредствована трудом, они в общем случае могут быть потребительской стоимостью (точнее – потенциальной потребительной стоимостью), но еще не являются стоимостью. К. Маркс приводит примеры ситуаций, в которых «вещь может быть потребительной стоимостью и не быть стоимостью», имея в виду воздух, естественные луга и дико-растущей лес.

В процессе поисков и разведки месторождений полезных ископаемых формируется (создается) информация о строении исследуемого участка земной коры, комплексная информация о недрах, которая как любая услуга, создаваемая трудом человека, имеет стоимость и потребительную стоимость. Геологоразведчики применяют в этих целях арсенал разнообразных технических средств, проводят наземные и аэрокосмические исследования.

При поисках месторождений нефти и газа, например, информация о строении изучаемой территории, ответ на вопрос о наличии, размерах извлекаемых запасов и качестве углеводородного сырья получается в основном в процессе проходки, опробования и геофизических исследо-

ваний глубоких скважин, сооружаемых за счет капитальных вложений на геологоразведочные работы. Стоимость этих скважин глубиной в несколько километров колеблется от нескольких десятков миллионов рублей. Указанные глубокие, обсаженные стальными колоннами труб скважины являются не только поставщиками информации о геологическом строении и полезных ископаемых пробуренных интервалов горных пород. Они представляют собой средства труда, созданные геологоразведчиками для добывающих предприятий, которые через эти скважины эксплуатируют разведанные залежи нефти и природного газа.

С точки зрения политической экономии эти продуктивные глубокие разведочные скважины, пробуренные на месторождениях нефти и газа или подземных вод и переданные затем добывающим организациям, представляют собой уже по сути дела потребительную стоимость для добычи – общественную потребительную стоимость.

Потребительные стоимости: информация о строении месторождения, количестве и качестве запасов полезных ископаемых – услуги и создаваемые в процессе геологических исследований основные фонды (глубокие продуктивные скважины, горные выработки, элементы инфраструктуры) образуются таким образом в процессе соединения двух элементов – вещества природы и человеческого труда. Безусловно, что за вычетом суммы всех полезных видов труда, заключающихся в совокупном продукте геологоразведочной отрасли, всегда остается известный материальный субстрат, который существует от природы (от Бога), без всякого содействия человека.

Экономическую оценку месторождений полезных ископаемых необходимо осуществлять с учетом стоимости разведанных запасов минерального сырья, а также затрат на создание основных производственных фондов.

Одна из ранних и наиболее обоснованных попыток разработки методики денежной оценки разведанных запасов полезных ископаемых была предпринята в 1957 г. для определения эффективности работы разведочных организаций и экономической оценки минерально-сырьевой базы страны. Первые работы по стоимостной оценке запасов полезных ископаемых появились в нашей стране в начале тридцатых годов, когда С.И. Пытлярский и И.Е. Спектор, В.М. Крейтер, С.Ч. Рачковский, Н.И. Трушков и другие опубликовали результаты своих исследований.

Экономическую ценность месторождения (v) без учёта фактора времени предлагалось определять по формуле:

,

где: a – ценность извлекаемых из тонны руды полезных компонентов, руб;

b – сумма затрат на добычу в переработку тонны руды, руб.;

s – запасы месторождения с учетом потерь в разубоживания руд при добыче и обработке, тыс. тонн.

Методы стоимостной оценки запасов полезных ископаемых за прошедшие годы были в значительной степени дифференцированы и усовершенствованы.

Геолого-экономическая информация о месторождении полезных ископаемых накапливается в процессе последовательного осуществления этапов и стадий геологоразведочных и горнодобывающих работ. В связи с этим процедуру экономической оценки месторождения можно расчленить на ряд периодов. Полагали бы целесообразным приурочить эти этапные оценки к составленной структурной схеме процесса освоения месторождений полезных ископаемых, которая позволяет судить о взаимосвязи последовательного возрастания деятельности и капиталности геофизических, буровых работ и добычи с категориями выявленных запасов.

Геологоразведочные работы – это совокупность взаимосвязанных в определенной последовательности производственных процессов, конечная цель которых заключается в выявлении, геолого-экономической оценке и подготовке к разработке промышленных залежей полезных ископаемых.

Геологоразведочные работы на нефть и газ подразделяются на два этапа: поисковый и разведочный, которые в свою очередь объединяют ряд стадий.

Срок поисков и разведки месторождений нефти и газа – освоения отдельной нефтегазоносной области складывается из затрат времени на проведение региональных исследований t_1 , подготовки структур и поискового бурения (осеночная стадия) t_2 , разведки t_3 и эксплуатационной разведки t_4 месторождений, которые производятся во время одноименных стадий. После утверждения запасов в ГКЗ СССР до момента начала эксплуатации разведанных по промышленным категориям запасов нефти или газа проходит определенное время t_5 (консервация) и t_6 (подготовительный этап).

Исследование временного лага в развертывании капитальных работ в новых нефтегазодобывающих районах показали, что на обустройство и создание районной инфраструктуры, обеспечивающей начало промышленной эксплуатации месторождений, требуется до 8 лет. Таким образом, от начала поисково-разведочных работ по промышленной добычи нефти требуется время $T = t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6$. Реальные масштабы продолжительности указанных периодов времени можно попытаться оценить на некоторых примерах.

История геологических исследований и освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции площадью в 2,5 млн. кв. км., на долю которой сегодня приходится половина нефтяной добычи страны, име-

ет следующие основные рубежи. Условно за начало отсчета можно принять 21 июня 1931 г., когда в выступлении на чрезвычайной сессии Академии наук СССР академик И.М. Губкин впервые высказал мысль о том, что необходимо искать нефть и на Восточном склоне Урала, предварительно разведав эти места геофизическими методами.

Геофизические исследования начались в регионе с середины тридцатых годов, однако региональные работы этого периода носили фрагментарный характер и проводились в крайне ограниченных объемах. План опорного бурения был утвержден в 1947 г. В его основу легла тектоническая схема М.К. Коровина, поэтому весь запланированный объем проходки глубоких скважин наметили разместить в южной части Западно-Сибирской низменности.

Второй план опорного бурения (1949 г.) предусматривал исследование всей территории Западной Сибири от Кузбасса – до северных окраин. Предусматривалось пробурить 32 глубоких скважины, размещенных на семи профилях, расположенных в 200–350 км друг от друга. Для этой цели в 1949 г. в тресте «Запсибнефтегазогеология» было сосредоточено 28 роторных и 30 ставков колонкового бурения. До 1951 г. значительная часть буровых ставков использовалась в Минусинской котловине и Кузбассе. На опорном бурении в Западной Сибири было израсходовано 26 млн. рублей. Практически оно началось с 1934 г.

В январе 1963 г., когда Госкомитетом по топливной промышленности СССР (Мельников Н.В.) была направлена докладная записка в Совет Министров СССР об организации промышленного освоения нефтяных и газовых месторождений Тюменской области, в Западной Сибири были открыты 17 газовых (с запасами в 152 млрд. кубических метра) и 7 нефтяных месторождений (Шаимское, Усть-Балыкское, Мегионское, Соснинское, Моргымынское, Каменное, Западно-Сургутское). Геофизиками к этому моменту было подготовлено около 100 структур.

Таким образом, с начала региональных работ до момента открытия промышленного месторождения нефти в Западной Сибири прошло около 25 лет. Опытная эксплуатация месторождений началась через три с половиной года, а до времени развертывания добычи, за начальный момент которого с известной долей условности можно привить дату подключения в 1967 г. месторождений среднего Приобья к магистральному трубопроводу Усть-Балык – Омск (первый нефтетрубопровод Шаим-Тюмень был построен в декабре 1965 г.), прошло 32 года.

В процессе освоения, например, месторождений Северного моря международными нефтяными монополиями с момента завершения начальных региональных исследований первой стадии (иными словами – со времени начала геофизических исследований по подготовке локальных структур, которое относится в 1959 г.) до начала опытной эксплуатации прошло 12 лет, а до момента развертывания добычи (завершение строительства подводного нефтепровода в 1976 г.) – 17 лет. Столь

длительный период последовательных стадийных исследований предопределяет необходимость, во-первых, определения экономической эффективности каждой стадии, а, во-вторых, требует учета при планировании капиталовложений и других показателей долгосрочных планов фактора времени.

Стоимостная оценка минеральных ресурсов имеет разное значение в момент начала их добычи и потребления, во время проектирования горнодобывающего предприятия на базе разведанного месторождения полезных ископаемых. Наши представления о стоимости залежей сырья на исследуемых месторождениях меняются также во времени в зависимости от этапов и стадий геологоразведочных работ.

С экономической точки зрения при оценке запасов минерального сырья важно соблюдать следующие требования:

- затраты по оцениваемому месторождению должны быть учтены по всем стадиям его освоения;
- в общую оценку необходимо включать стоимость основных фондов (глубоких разведочных скважин, капитальных горных выработок), создаваемых геологоразведчиками в процессе поисков и разведки и передаваемых добывающим предприятиям;
- эффективность разведанных запасов необходимо определить на фоне других имеющихся в народном хозяйстве возможностей, источников обеспечения потребности в данном минеральном сырье и его заменителей, включая возможности интеграции по линии СНГ и международной торговли;
- в расчетах должны быть отражены имеющие место ограничения (условия получения) денежных, материальных и трудовых ресурсов, которые намечено использовать при освоении запасов рассматриваемого полезного ископаемого;
- в расчетах должен быть объективно отражен происходящий в экономике кругооборот высвобождающихся денежных средств. Обычной процедурой такого учета является метод дисконтирования интегральных затрат.

Геолого-экономическая информация о месторождении полезных ископаемых накапливается в процессе последовательного осуществления этапов и стадий геологоразведочных и горнодобывающих работ. В связи с этим процедуру экономической оценки месторождения можно расчленить на ряд периодов, Полагали бы целесообразным приурочить эти этапные оценки к составленной структурной схеме процесса освоения месторождений полезных ископаемых. Длительный период последовательных стадийных работ по освоению минерально-сырьевых ресурсов предопределяет необходимость установления экономической эффективности каждой стадии и требует учета при планировании капиталовложений, а также других показателей долгосрочных планов фактора времени.

Стоимостная оценка минеральных ресурсов и топлива имеет разное значение в момент начала проектирования разработки, во время начала добычи и потребления. Представления о ценности каждого месторождения изменяются во времени в зависимости от этапов и стадий геологоразведочных работ. При этом каждое новое вложение капиталов в осваиваемое месторождение полезных ископаемых увеличивает, по образному выражению К. Маркса «землю-капитал без всякого прироста земли-матери»... Но «земля-капитал», подчеркивал К. Маркс, – «не более вечна, чем всякий другой капитал». Отсюда следует важный теоретический и практический вывод о том, что разведка и капиталовложения в строительство выработок эксплуатационного сечения или разведочно-эксплуатационных и эксплуатационных скважин на новых месторождениях, использование которых не планируется в ближайшем будущем, ведет к формальному росту денежной оценки месторождения и означает на деле лишь замораживание капиталовложений, замедление их оборота и ведет к экономическим потерям из-за износа или даже частичной гибели промышленных фондов, вышедших из строя в период ожидания эксплуатации. В начале 1997г. Центральная комиссия по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений Министерства топлива и энергетики Российской Федерации рассмотрела и одобрила проект «Методических положений по определению ставок специфических (рентных) платежей и отчислений при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти и скидки, учитывающей истощение недр», подготовленный под руководством профессора Э.М. Халимова.

Методическое положение было разработано в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах» (1995 г.), Законом Российской Федерации «О соглашениях о разделе продукции» (1995 г.), «Положением о порядке лицензирования пользования недрами», «Инструкцией о порядке и сроках внесения в бюджет платы за пользования недрами», «Положением о порядке и условиях взимания платежей за право на пользование недрами, акваторией и участками морского дна».

Указанным Методическим положением устанавливались единые определения и количественные критерии для систематизации запасов нефти нефтяных и нефтегазовых месторождений, находящихся в сложных горно-геологических условиях, в том числе содержащих трудноизвлекаемые и остаточные запасы нефти, освоение которых стимулируется Законом Российской Федерации «О недрах» (ст. 40, 41, 44, 40, 48).

Методическое положение определяло единый порядок и условия определения размеров дифференцированных специфических (рентных) платежей на территории и акватории Российской Федерации с целью обеспечения равных условий для юридических и физических лиц при разработке трудноизвлекаемых и истощенных запасов нефти.

К специфическим (рентным) платежам при этом относились доходы государственного собственника недр – Российской Федерации

и субъектов федерации, регулярно получаемые в форме процента от доходов недропользователя при разработке нефтяных месторождений и зависящие не от предпринимательской деятельности, а от природных условий залегания и строения нефтяного месторождения (отчисления на воспроизводство сырьевой базы, платежи за пользование недрами, акцизы).

Методическое положение предназначалось для использования органами государственной власти, уполномоченными на выдачу лицензий, и недропользователями при составлении геолого-экономических и технико-экономических обоснований по установлению ставок специфических (рентных) платежей при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти.

Определения и количественные критерии трудноизвлекаемых запасов нефти приведены в специальных «Методических рекомендациях по отнесению запасов нефти к трудноизвлекаемым и остаточным (истощенным)», разработанных для практического применения статей 40, 41, 44, 46, 48 Закона Российской Федерации «О недрах». Сформулированы следующие определения:

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ (ТИЗ) – запасы залежей (месторождений, объектов разработки) или частей залежей, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и (или) физическими ее свойствами. Для добычи ТИЗ требуются повышенные затраты материальных, денежных средств, труда, нетрадиционные технологии, специальное несерийное оборудование, реагенты и материалы. Темпы извлечения ТИЗ, степень их извлечения, экономическая эффективность ниже аналогичных показателей нормальных залежей.

По экономической эффективности разработки к трудноизвлекаемым относятся запасы нефти, полное проектное извлечение которых экономически обоснованно до налогообложения, но экономически не целесообразно (по принятым основным экономическим критериям) при применении полных ставок существующей системы налогообложения.

Трудноизвлекаемые запасы нефти по экономическим критериям эффективности разработки занимают промежуточное положение между забалансовыми (нерентабельными при существующих экономических условиях, современной технике и технологии добычи нефти) и извлекаемыми запасами нефти, разработка которых может быть осуществлена рентабельно в современных условиях.

Общепринятыми и используемыми при обосновании извлекаемых запасов нефти и проектировании разработки экономическими критериями являются: дисконтированная чистая прибыль; текущий поток денежной наличности; накопленный дисконтированный поток денежной наличности; внутренняя норма возврата капитальных вложений;

индекс доходности; срок окупаемости капитальных вложений; доход государства (налоги и платежи, отчисленные в бюджеты и во внебюджетные фонды федерации и субъектов федерации).

Трудноизвлекаемые запасы нефти (ТИЗ) подразделяются на четыре класса:

1. Класс «аномальных нефтей (и нефтяных газов)».

1.1. Запасы залежей (месторождений, объектов разработки), содержащих нефть вязкостью более 30 сантипуаз (в пластовых условиях).

1.2. Запасы залежей нефти, характеризующейся высокой газонасыщенностью (газовый фактор более 200 м³/т) и низким давлением пережатия (практически менее 5% от величины давления насыщения нефти газом).

1.3. Запасы залежей нефти, в составе которых (и/или растворенном и/или свободном газе) присутствуют агрессивные компоненты (сероводород, уголекислота), в количествах, требующих специального оборудования и технологии работ при бурении скважин и добыче нефти.

2. Класс «неблагоприятных коллекторов».

2.1. Запасы нефти залежей (или частей их), сложенных коллекторами проницаемостью менее 0,05 мкм².

2.2. Запасы нефти, залегающие в гидродинамически единой продуктивной толще, которая представлена коллекторами двух и более типов, различающиеся по средним величинам пористости или проницаемости на 2 порядка и более (продуктивная толща типа карбонатная «трещины-матрица», терригенная «малопроницаемый коллектор – суперколлектор»).

2.3. Запасы нефти залежей (объектов разработки), продуктивный пласт которых представлен прерывистыми (коэффициент прерывистости < 0,6) и расчлененными (коэффициент более 3) коллекторами и линзами, с площадью распространения, соизмеримой с проектной средней плотностью размещения скважин данного объекта разработки.

2.4. Запасы нефти залежей или их частей, сложенных терригенными пластами с начальной нефтенасыщенной мощностью менее 2 м, карбонатными коллекторами – менее 4 м.

2.5. Запасы нефти коллекторов с начальной нефтенасыщенностью менее 55%, глинистостью более 2%.

3. Класс «контактных зон».

3.1. Запасы нефти частей залежей в зонах контакта нефть – вода (водонефтяных зонах), в которых продуктивные пласты имеют нефтенасыщенную мощность менее 3 метров или соотношение нефтенасыщенной части пласта к общей – менее 0,3.

3.2. Запасы нефти частей нефтегазовых залежей в зоне контакта нефть – газ, в которой мощность газонасыщенной части пласта в 3 раза и более превышает мощность нефтенасыщенной части.

4. Класс «факторов, осложняющих бурение скважин и добычу нефти».

4.1. Запасы нефти залежей, залегающих на больших глубинах (3000 м и глубже).

4.2. Запасы нефти залежей с пластовой температурой более 100°C.

4.3. Запасы нефти залежей, продуктивные пласты которых характеризуются аномально высокими (коэффициент аномальности 1,7) или аномально низкими (коэффициент аномальности 0,7) пластовыми давлениями.

ЗАПАСЫ НЕФТИ ИСТОЩЕННЫЕ (ОСТАТОЧНЫЕ)

К истощенным (остаточным) рекомендуется относить запасы залежей (объектов разработки) после извлечения 60% начальных апробированных госэкспертизой извлекаемых запасов нефти промышленных категорий и/или с текущей обводненностью добываемой нефти более 90% и/или текущим газовым фактором, превышающим 10 начальных (нефтегазовые залежи).

Затраты на извлечение остаточных запасов превышают поступления от их реализации и делают дальнейшую эксплуатацию объекта экономически нерентабельной.

При этом имеется ввиду, что:

- трудноизвлекаемые запасы нефти не могут рентабельно разрабатываться при полном наборе всех взимаемых с предприятия платежей и полных их ставок при существующей системе налогообложения;
- по экономической эффективности извлечения трудноизвлекаемые запасы нефти занимают промежуточное положение между забалансовыми (нерентабельными при существующих экономических условиях и современной технике и технологии добычи) и извлекаемыми запасами нефти, разработка которых рентабельна в современных условиях;
- количественная характеристика специфических платежей, при которых будут созданы экономические условия для стимулирования освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, должны быть определены с помощью оптимизационных расчетов технико-экономических показателей разработки для каждого месторождения (лицензированного объекта). Основной целью оптимизации налогообложения является вовлечение в разработку ТИЗ; получение ценной продукции; реальное поступление налоговых отчислений в доход государства и субъектов федерации; создание рабочих мест; развитие инфраструктуры нефтедобывающего района. В качестве основного должен быть выбран критерий получения наибольшего (реального) дохода государства;

- оптимизационные расчеты технико-экономических показателей разработки и установление размеров специфических платежей должны осуществляться в процессе расчётов технико-экономических показателей разработки на базе геолого-математических моделей.

В методическом положении были сформулированы условия его применения:

- Положение применяется для определения ставок специфических (рентных) платежей при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти при получении лицензии на вновь вводимые в разработку месторождения, а также при пересмотре ставок платежей и внесении соответствующих изменений в лицензионные соглашения для действующих объектов.
- Положение предусматривает установление ставок платежей как для месторождений в целом, так и для отдельных эксплуатационных объектов, если такое определено лицензией.
- При составлении лицензионного соглашения на вновь вводимое в разработку месторождение, в настоящем Положении предусматривается единый для всего месторождения (лицензионного объекта) базовый уровень ставки платежа за право пользование недрами.
- При утверждении в установленном порядке техсхемы или проекта разработки месторождения и выделения по нему эксплуатационных объектов, уровень ставки платежа подлежит пересмотру уполномоченными на то органами.
- При получении лицензии на месторождение, степень геологической изученности которого не позволяет проектировать систему его разработки без проведения работ по доразведке, уровень ставки специфических платежей подлежит пересмотру по результатам проведенных геологоразведочных работ с учетом уточненной адресной геолого-гидродинамической модели месторождения.

В Положении была заложена следующая процедура определения оптимальных экономических условий разработки ТИЗ и размеров специфических платежей:

1. На первом этапе необходимо было построить геологическую модель месторождения (лицензионного объекта) и используя методические рекомендации по отнесению запасов нефти к трудноизвлекаемым и остаточным (истощенным), выявить геолого-физические и технологические признаки, определяющие трудноизвлекаемые запасы нефти, и отнести рассматриваемый, объект к тому или иному классу.

2. В связи с тем, что в реальных условиях на конкретных месторождениях одновременно действуют и взаимно влияют друг на друга несколько факторов, осложняющих разработку, рекомендуется выделить

преобладающий признак, используя следующий ряд основных геолого-физических и технологических факторов, ранжированных по степени влияния на экономическую эффективность разработки:

- высоковязкие нефти;
- остаточные (истощенные) запасы;
- наличие водонефтяных зон с малой нефтенасыщенной толщиной;
- наличие газонефтяных зон;
- низкая абсолютная проницаемость;
- малая мощность нефтяного коллектора.

3. Создать геолого-математическую модель рассматриваемого месторождения и с помощью современных гидродинамических методов рассчитать технологические показатели разработки месторождения на срок 30 лет или срок действия лицензии. Расчеты должны проводиться на базе материалов регламентных проектных документов. За основу, как правило, должны быть взяты технологические показатели по варианту разработки месторождения, утвержденному в установленном порядке или рекомендуемому авторами.

4. Произвести расчет технико-экономических показателей разработки. При существующих на момент расчета экономических условиях (статьях и нормативах затрат, ставках налогов и ценах на продукцию), определить срок рентабельной эксплуатации месторождения и доход государства за этот срок.

Если по результатам расчета окажется, что месторождение (лицензионный объект) не может быть вовлечено в разработку без изменения существующих полных ставок специфических платежей, то необходимо установить экономические условия и критерии, при которых разработка будет рентабельной. Затем производится общая оценка снижения платежей. Если их величина соизмерима с суммой выплат по полной ставке специфических платежей, то целесообразно провести оптимизационные расчеты по установлению оптимальных ставок каждого платежа в отдельности.

При определении оптимальных ставок платежей при пользовании недрами недостаточно руководствоваться только лишь критерием «доход государства».

5. Создание оптимальных экономических условий разработки месторождения (лицензионного объекта) и достижение максимального реального дохода государства за счет оптимальных ставок специфических платежей может быть достигнуто при разных соотношениях этих платежей. Это важно для адресатов поступления платежей обстоятельство связано с тем, что эти платежи отличаются между собой не только условиями исчисления, но и долями распределения в бюджеты разного уровня.

Если платежи за право пользования недрами (роялти) и отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы исчисляются в

процентах от стоимости реализованной продукции (Закон Российской Федерации «О недрах», Постановление Правительства Российской Федерации № 828 от 28.10.1992г. и Постановление Верховного Совета Российской Федерации № 4546–1 от 25.02.1993г.), то акцизный сбор на нефть исчисляется от цены и включается в цену без налога на добавленную стоимость. (Постановление Правительства Российской Федерации № 590 от 26.06.1995г.).

6. В связи с указанными выше различиями в относительных и абсолютных размерах специфических платежей и целесообразно рассчитывать оптимальные ставки платежей не только по критерию «доход государства», но и по другим критериям, необходимым с точки зрения как недропользователя так и государственных интересов разного уровня, учитывая природные и организационно-технические особенности эксплуатации конкретного месторождения.

В качестве типовой рекомендовалась следующая последовательность оптимизации величин платежей:

- В первую очередь должен рассматриваться вопрос о снятии акциза, так как в соответствии со статьей 46 Закона Российской Федерации «О недрах» акцизы вводятся на нефть, добываемую из месторождений с относительно лучшими горно-геологическими и экономико-географическими характеристиками;
- Затем рассматриваются оптимальные ставки платежей за пользование недрами (статьи 40, 41, 48 Закона Российской Федерации «О недрах»), ранее это были отчисления на ВМСБ – воспроизводство минерально-сырьевой базы (статья 44);
- Для месторождений и объектов лицензирования, находящихся в поздней стадии разработки, необходимым условием оптимизации должно быть рассмотрение и обоснование скидки на истощение запасов нефти;
- Эксплуатацию месторождения может осложнять общая неразвитость инфраструктуры региона, удаленность или отсутствие средств магистрального транспорта нефти, трудные природно-климатические условия. В этом случае целесообразно рассмотреть вопрос об уменьшении выплат за недра на время, необходимое для создания транспортной, энергетической инфраструктуры и социальной базы. В каждом конкретном случае необходимо оценить капитальные вложения и дополнительные расходы, связанные с этими факторами, и рассчитать экономическую эффективность разработки месторождения на основе принятой системы критериев.

7. По результатам технико-экономических расчетов рекомендовалось произвести сравнение технико-экономической эффективности

разработки в различных условиях налогообложения и дать предложение в компетентный орган по принятию решения о размерах ставок специфических платежей.

8. Статьей 48 Закона Российской Федерации «О недрах» предусмотрена скидка, учитывающая истощение недр с платежей за пользование недрами.

Конкретные размеры скидки с платежей за пользование недрами устанавливаются по каждому объекту разработки в зависимости от выработанности запасов.

ЦКР Минтопэнерго России одобрил 14.02.1997г. (Протокол № 2120) «Методические положения по обоснованию налоговых ставок при разработке трудноизвлекаемых запасов», которые устанавливали порядок применения скидки с платежей, учитывающей истощение недр и низкую экономическую эффективность разработки.

Этот порядок был разработан в соответствии со статьями 39 и 48 Закона Российской Федерации «О недрах», статьей 5.3 «Положения о порядке лицензирования пользования недрами» и «Положением о порядке взимания платежей за право пользования недрами, акваторией и участками морского дна», утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28.10.1992г. № 828. Он устанавливал условия применения скидки с суммы рентных (специфических) платежей (*табл. 25*), учитывающей низкую экономическую эффективность разработки залежей, содержащих истощенные запасы нефти и включал следующие основные положения:

1. Размер скидки за истощение недр определяется Министерством природных ресурсов Российской Федерации по согласованию с Министерством энергетики Российской Федерации после экспертизы представленных пользователем недр геолого-экономических и технико-экономических обоснований.

2. Конкретные размеры скидки с платежей за право пользования недрами устанавливаются по каждому объекту лицензирования и фиксируются в лицензионном соглашении в соответствии с *табл. 26*.

3. Для принятия решения о предоставлении скидки за истощение недр заинтересованный недропользователь подает заявку с обоснованием, содержащим документально подтвержденные об истощении разрабатываемых запасов и характере изменения технико-экономических и финансовых показателей в Министерство природных ресурсов Российской Федерации и Министерство энергетики Российской Федерации.

4. Министерство природных ресурсов Российской Федерации и Министерство энергетики Российской Федерации проводят экспертизу представленных материалов. За экспертизу и оформление документов по применению скидки за истощение взимается плата в размере 50% от сбора за лицензию на право разработки месторождения (залежей).

Таблица 25

Характеристика специфических платежей

Специфические (рентные) платежи (Закон РФ «О недрах»)	Условия исчисления и размер регулярных ставок	Кто устанавливает (уполномоченный орган)	Распорядитель средств (отчислений)	Поступления в бюджет
Акциз (ст. 46)	В форме индексируемой суммы в рублях с каждой тонны нефти, включается в цену без НДС. (Постановление Правительства РФ № 590 от 26.06.1995 г.).	Правительство РФ	Правительство РФ	Российской Федерации – 100%
ОВМСБ (ст. 44)	10% от стоимости реализованной продукции (Постановление ВС РФ № 4546–1 от 25.02.1993 г.).	МПР РФ и МЭ РФ с участием МТЭ РФ и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации (Постановление Правительства РФ № 597 от 17.05.1996 г.).	МПР РФ – определяет объемы отчислений по согласованию с МЭ РФ.	- РФ (часть) - субъектов Федерации (часть), в т.ч. - добывающих предприятий (может передаваться)
Роялти (ст. 41)	6–16% от стоимости реализованной продукции по каждому месторождению. (Постановление Правительства Российской Федерации № 828 от 28.10.1992 г.).	МПР РФ с участием МТЭ РФ и органов исполнительной власти субъектов РФ	Исполнительные органы власти района, города, края, области, автономного образования.	= РФ – 40% = республике в составе РФ, края, области, автономного образования – 30% = района, города – 30%

МПР РФ – Министерство природных ресурсов Российской Федерации;
 МТЭ РФ – Министерство топлива и энергетики Российской Федерации;
 МЭ РФ – Министерство экономики Российской Федерации.

Степень истощения запасов

<i>Степень истощения запасов нефти в % от начальных извлекаемых запасов, апробированных госэкспертизой</i>	<i>Скидка в % от суммы рентных платежей (АКЦИЗ+РОЯЛТИ+ОВМСВ) установленных в лицензионном соглашении</i>
60	20
70	30
80	50
90	80
90 и более	100

Распределение платы за экспертизу и оформление документов между организациями, выполняющими эти работы, производится на договорной основе.

5. Решение о предоставлении скидки на истощение недр принимается Министерством природных ресурсов Российской Федерации по согласованию и Министерством энергетики Российской Федерации.

6. О принятом решении заявитель информируется в месячный срок со дня регистрации заявки в Министерстве природных ресурсов Российской Федерации.

Порядок рассмотрения и принятия решения по определению оптимальных ставок специфических (рентных) платежей и отчислений, а также скидки, учитывающей истощение недр

1. Принятие решения об установлении ставок отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, платежей за пользование недрами при разработке трудноизвлекаемых: запасов нефти и скидки, учитывающей истощение недр, осуществляет Министерство природных ресурсов Российской Федерации по согласованию с Министерством энергетики Российской Федерации после экспертизы представленных недропользователем геолого-экономического и технико-экономических обоснований.

2. Принятие решения об установлении ставки акциза осуществляется Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Министерством экономики Российской Федерации и Министерством финансов Российской Федерации.

3. Для принятия решения об установлении ставок отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, и/или платежей за пользование недрами, и/или акциза, и/или скидки с платежей, учиты-

вающей истощение недр, недропользователь, разрабатывающей трудноизвлекаемые запасы нефти, подает в Министерство природных ресурсов Российской Федерации и Министерство энергетики Российской Федерации заявку и геолого-экономическое и технико-экономическое обоснования. Материалы должны быть обоснованы на официальных апробированных в установленном порядке исходных данных и должны содержать документально подтвержденные технико-экономические и финансовые показатели.

4. Министерство природных ресурсов Российской Федерации и Минэнерго Российской Федерации проводят экспертизу представленных материалов. Оплата экспертизы и оформления материалов осуществляется на договорной основе.

5. О принятом решении заявитель информируется в месячный срок со дня регистрации заявки.

ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ В ОБЛАСТИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

В зарубежных странах доходы от эксплуатации природных ресурсов, как правило, изымаются через систему налогов, ориентированных на изъятие ренты у пользователя природных ресурсов.

В государствах, богатых естественными ресурсами, практикуются такие налоги, как роялти, налог суверена, специальные налоги на прибыль добывающих компаний, дифференцированные рентные платежи, земельный налог и т.д. Кроме того, доходы от эксплуатации природных ресурсов могут перераспределяться на основе соглашений о разделе продукции (СРП) и другими способами. В *табл. 27, 28* приведены наиболее распространенные налоги, а в качестве примера указаны страны, где они применяются.

Опыт многих государств показывает, что механизмы взимания налогов достаточно разнообразны. С учетом специфических особенностей России нами могут быть заимствованы различные элементы налоговых систем, применяемых в странах с развитой рыночной экономикой, или неналоговые методы изъятия рентных доходов (например, СРП), Широко используемые в странах с рыночными отношениями.

Анализ зарубежных налоговых инструментов показывает, что существует два основных типа платежей.

Во-первых, платежи за природные ресурсы, предназначенные для перераспределения (изъятия) ренты, возникающей у пользователей природных ресурсов в процессе их эксплуатации. При их определении исходят из величины рентного дохода и ориентируются на ту его долю, которая должна быть изъята у пользователя природного объекта.

Во-вторых, платежи, направленные на поддержание существующей системы управления рациональным и экологически приемлемым природопользованием. Они являются инструментом сбора средств, необходимых для покрытия административных расходов по контролю за эксплуатацией природных ресурсов и некоторых инфраструктурных затрат в социальной сфере, транспорте и строительстве. Дополнительные платежи взимаются за услуги, связанные с оценкой природных

Таблица 27

Налоги

Налоги 1	Обоснование 2	Примеры 3	Комментарии 4
Плата за право пользования недрами	Изъятие рентного дохода в государственный бюджет.	В Канаде и Австралии расчет ренты методически достаточно сложен. Она взимается субъектами. Имеют место трудности раздела поступлений между федеральным бюджетом и бюджетом субъекта федерации.	
Отчисления на охрану и восстановление недр	Устойчивая база налогообложения.	Налоги штатов Аляска, Нью-Мексико, Монтана (США), провинция Альберта (Канада).	Нечеткое определение налога. Пересекается с платой за право пользования недрами.
Акциз	Удобство взимания, природоохранная направленность. Надежный источник поступлений в бюджет.	В Европе и Японии гораздо выше, чем в США.	Основной источник поступлений в бюджет. Может выполнять природоохранные функции.
НДС Налог на продажу	Налог на конечного потребителя, равные условия налогообложения на всех уровнях. Надежный источник поступлений в бюджет.	Налог на продажу в США, НДС в Европе. Ставка налога для топлива может отличаться от других ставок для других товарных категорий.	Налог воздействует на распределение доходов. В странах ЕС является основным источником поступлений в бюджет.
Налог на прибыль	Удобство взимания. Может служить для изъятия сверхприбыли.	Налог взимается и федерацией и ее субъектами. Часть общей системы налогообложения.	Налог на сверхприбыль дублирует функции налогов, изымающих ренту.
Экспортная пошлина	Изъятие доходов, возникающих за счет различия мировых и внутренних цен.	Отменен рядом соглашений Всемирной торговой организации.	Существует при наличии различия мировых и внутренних цен.

Окончание табл. 27

1	2	3	4
Плата за выбросы и другие экологические платежи	Возмещение ущерба для окружающей среды.	Некоторые штаты (Вайоминг, США) используют специальные налоги для финансирования целевых программ	Возможно введение налога или ответственности за нанесение ущерба окружающей среде.
Налог на землю	Изымается в местный бюджет и используется для местных нужд.	Существует почти во всех странах ОЭСР (ОЕСО). Ставка налога зависит от типа землепользования.	Важный источник поступлений в местные бюджеты.

Таблица 28

Налоги в сфере недропользования

	Россия	Канада	Норвегия
1	2	3	4
Налоги	<p>Федеральные налоги (регулируются только Налоговым кодексом РФ):</p> <p>Налог на прибыль – 24%;</p> <p>Налог на добычу полезных ископаемых (340 рублей за тонну, с 2005г. – 16,5%);</p> <p>Платежи при пользовании недрами (установлены Законом РФ «О недрах»):</p> <p>1. Разовые платежи за пользование недрами.</p> <p>2. Регулярные платежи за пользование недрами.</p>	<p>1. Подходный налог, взимаемый со всех граждан, включая корпорации, занятые в добыче нефти и газа.</p> <p>2. Федеральные налоги на корпорации (налог на доходы корпораций):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Федеральный налог на корпорации (28,84%); – Налог на крупные корпорации (0,2% величины налогооблагаемого капитала компании, превышающего 10 млн. долл.) <p>3. Роялти:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Ставки роялти на нефть (10% – базовая, 40% – максимальная, зависит от цены на нефть, уровня добычи, времени открытия и других экономических и геологических факторов). 	<p>1. Налог на прибыль корпораций (28%).</p> <p>2. Налог на добычу углеводородов (30%).</p> <p>3. Специальный нефтяной налог (налог на сверхприбыль).</p> <p>4. Налог на имущественно корпораций (0,7% от стоимости активов).</p>

Окончание табл. 28

1	2	3	4
<p>Льготы, предоставляемые налогоплательщику</p>	<p>3. Плата за геологическую информацию о недрах. 4. Сбор за участие в конкурсе (аукционе). 5. Сбор за выдачу лицензии.</p>	<p>– Специальные (пониженные) ставки для новых и низкопродуктивных скважин. Для низкопродуктивных скважин ставка роялти – 5%. – Ставка роялти для газа (от 15% до 35%, варьируются в зависимости от продуктивности скважин, уровня добычи газа и цены на газ).</p>	<p>5. Плата за район лицензии. 6. Плата за добычу. 7. Бонус на добычу (плата, исчисляемая на основе добычи).</p>
<p>Никаких льгот законодательством не предусмотрено.</p>	<p>1. Федеральная система налогообложения корпораций позволяет вычитать из налогооблагаемой базы следующие затраты: Затраты на ведение разведки (100%). Затраты на освоение (30% на основе понижающегося баланса). Издержки, связанные с приобретением и обустройством участков нефте- и газодобычи (10% на основе понижающегося баланса). Затраты на содержание основных фондов.</p>	<p>2. При расчете федерального подоходного налога с корпораций уплата роялти не учитывается. Взамен предоставляется «ресурсная скидка» – 25%. 3. Предоставляется «налоговый кредит» – отсрочка в уплате налога на капитальные вложения. 4. Передача своими акционерам неиспользованного права на вычет из налогооблагаемой базы затрат на разведку и затрат на освоение. 5. Ставка роялти зависит от уровня прибыли. С момента возмещения затрат ставка роялти рассчитывается как 5% от валового дохода или 30% от чистого дохода.</p>	<p>Все условия фиксированы и не подлежат переговорам.</p>

ресурсов (лабораторный анализ, геологические и топографические исследования территорий, регистрация и сертификация документов и т.д.). Эти платежи идут не в общий, а в специальный фонд, предназначенный для улучшения качества соответствующих услуг. Как уже отмечалось, при перераспределении ренты в зарубежной практике предпочтение отдается налогам, взимаемым непосредственно с пользователей природных ресурсов, то есть прямым способом.

Однако, существуют и косвенные налоги, посредством которых изымается избыточный доход, полученный за счет перераспределения ренты с потребителей природного сырья. К наиболее важным прямым налогам на природные ресурсы относятся арендная плата и ройалти.

Арендная плата (земельная рента), налог на право доступа к природному ресурсу, налог на добычу и разведку и т.п. (это плата за право пользования природными ресурсами). Она рассчитывается на единицу арендованной территории. Подобный налог стимулирует геолого-разведочные и эксплуатационные работы. Однако, понятно, что цель налога – предотвращение спекуляций и сверхинтенсивной эксплуатации природных ресурсов, а не только сбор средств в государственную казну, который реализуется путем получения дифференциальной ренты или налога с доходов. Арендная плата устанавливается на номинальном уровне на первые годы эксплуатации природного ресурса, но затем постепенно увеличивается с тем, чтобы побудить арендатора развивать свое производство.

Роялти – это платеж государству за право использовать истощаемые природные ресурсы, который рассчитывается исходя из валовой выручки производителя, а не только из его чистой прибыли.

В этом случае необходима оценка природного ресурса. Ее проводят на основе оценки продуктивности природного объекта или максимальной продажной цены его сырой продукции. Выплачиваются бонусы, под которыми в сфере природопользования подразумевается одновременно уплачиваемая сумма при конкурсном или аукционном распределении прав на эксплуатацию природных объектов. Его величина прямо пропорциональна степени привлекательности участка или месторождения. Иногда они принимают форму постоянных ежегодных платежей государству.

К другим налогам относятся налоги на недвижимость, на капитал и подоходные налоги.

Система платежей за природные ресурсы обеспечивает либо изъятие доходов рентного происхождения с целью передачи их от пользователя к собственнику, либо так называемую административную плату, то есть покрытие расходов на контроль за использованием природных ресурсов, оформление их передачи собственнику. В первом случае речь идет о налогах на природные ресурсы, а во втором, – о плате за предоставление лицензии или налоге на недвижимость.

На практике используются так же неналоговые и смешанные методы изъятия доходов (концессии, СРП).

В основе прямых налогов на природные ресурсы лежит дифференциальная рента, возникающая в процессе их эксплуатации. Система рентных доходов подразумевает, что последние распределяются как между пользователем природных ресурсов и их собственником, так и между различными уровнями государственной иерархии. В то же время вполне возможна договоренность о разделе дохода от эксплуатации природных ресурсов, находящихся в федеральной собственности. Кроме того, субъект федерации может ввести косвенные налоги, перераспределяющие часть рентного дохода в его пользу.

В целом, существуют следующие типы налогов и формы распределения собираемых с их помощью доходов:

- федеральные налоги на ресурсы, находящиеся в федеральной собственности, включающие федеральные налоги, целиком поступающие в федеральный бюджет, а также федеральные налоги, поступления от которых делятся в определенной пропорции между государственным бюджетом и бюджетом субъекта федерации;
- налоги субъекта федерации, устанавливаемые на природные ресурсы, находящиеся в его собственности или ведении;
- налоги субъекта федерации на право разрабатывать природные ресурсы, находящиеся на его территории (налоги суверена);
- муниципальные налоги (на собственность).

Приведенные выше типы налогов на природные ресурсы нашли определенное отражение и в российской практике. Необходимо иметь в виду, что установление такой системы в полном объеме может привести к общему повышению налогов на природные ресурсы.

Существуют пределы их роста, определяемые возможностью индуцирования рентных доходов и их аккумуляции у пользователя (необходимо учитывать ограничения на рост цен и кризис неплатежей, а также желание государства поддерживать внутренние цены на сырьевые ресурсы на уровне ниже мировых, чтобы предоставлять потребителям косвенные социальные субсидии населению), масштабами косвенного изъятия рентных доходов налогами на обрабатывающие отрасли, размерами неналогового прямого изъятия рентных доходов (СРП).

АНАЛИЗ ПОСТУПЛЕНИЯ НАЛОГОВЫХ ПЛАТЕЖЕЙ

Таблица 29

Поступления налоговых платежей и других доходов в бюджетную систему Российской Федерации в 2000 году, млн. руб. (по данным МЧС России)

Отрасли ТЭК	Начислено по расчетам, (декларациям) текущего года	Поступило по налоговым платежам		Из общей суммы поступлений в федеральный бюджет			платежи за пользование природными ресурсами
		всего	в т.ч. в федеральный бюджет	налог на прибыль	налог на добавленную стоимость	акцизы	
1	2	3	4	5	6	7	8
Всего по ТЭК							
на 01.01.2000		232470	123789	18501	34746	61474	6134
на 01.04.2000	89190	84737	48849	11453	16420	17650	2489
на 01.07.2000	214354	199568	108598	28993	32529	40129	4837
на 01.10.2000	327002	301240	157209	43061	44717	57148	7788
на 01.01.2001	445513	450949	235366	68330	63012	86060	11423
в том числе							
Электроэнергетика:							
на 01.01.2000		30209	10753	2071	7712		221

Продолжение табл. 29

1	2	3	4	5	6	7	8
на 01.04.2000	13619	6356	3533	1110	2112		62
на 01.07.2000	30886	17404	9530	2499	6425		145
на 01.10.2000	45194	28217	14434	3913	9282		275
на 01.01.2001	61769	47735	24383	6579	15795		554
Топливая промышленность							
на 01.01.2000		127018	50576	13617	19205	10031	5899
на 01.04.2000	48080	50196	23442	7195	9633	3652	2424
на 01.07.2000	113743	115632	48344	18072	17269	6833	4686
на 01.10.2000	175330	183665	75044	28811	24455	11646	7501
на 01.01.2001	253051	266075	106874	42543	32335	17753	10844
из неё							
Нефтедобывающая							
на 01.01.2000		85931	32029	11198	11215	4335	4120
на 01.04.2000	32906	36772	15612	5626	601	1712	1916
на 01.07.2000	7552	86459	35015	14578	1255	2867	4007
на 01.10.2000	11936	136987	54079	16834	1792	4782	6444
на 01.01.2001	16397	188246	70454	34114	1791	6644	9175
Нефтеперерабатывающая							
на 01.01.2000		16152	7791	1323	1838	4329	93
на 01.04.2000	4625	4527	2345	570	169	1380	32
на 01.07.2000	14711	13080	5814	2151	163	3304	66
на 01.10.2000	19673	20182	9415	3085	200	5761	104
на 01.01.2001	42492	39549	19270	3742	5291	9735	144

Окончание табл. 29

1	2	3	4	5	6	7	8
Газовая							
на 01.01.2000		17911	9044	893	5150	1300	1482
на 01.04.2000	7812	7293	4809	788	2966	553	420
на 01.07.2000	16037	12039	5712	1065	3276	657	471
на 01.10.2000	23390	18894	8407	1949	438i	1083	701 *
на 01.01.2001	32724	28481	13087	3508	6681	1360	1002
Угольная							
на 01.01.2000		5586	1325	145	826		89
на 01.04.2000	2499	1429	612	74	453		31
на 01.07.2000	6664	3561	1619	247	1183		86
на 01.10.2000	9113	5317	2257	362	1583		139
на 01.01.2001	12138	7964	3216	501	2211		223
Трубопроводный транспорт							
на 01.01.2000		75243	62460	2813	7829	51443	14
на 01.04.2000	27491	28185	21874	3148	4675	13998	3
на 01.07.2000	69725	66532	50724	8422	8835	33296	6
на 01.10.2000	106478	89358	67731	10334	10980	45502	12
на 01.01.2001	130694	137139	104109	19208	14882	68307	25

Таким образом, по состоянию на 01 января 2001 г. по итогам работы ТЭК в 2000 г., доля нефтедобывающей промышленности в платежах за пользование природными ресурсами составляет 80%, нефтеперерабатывающей промышленности – 1,2%, газовой промышленности – 8,8%.

В целом доля платежей за пользование природными ресурсами в 2000 г. составила 11,4 млрд. руб. или 2,5% от общей суммы налоговых платежей (445,5 млрд. руб.). Основная часть налоговых поступлений была сформирована за счёт акцизов (19,1%), налога на прибыль (15,1%) и НДС (14,0%).

Среди отраслей ТЭК основной вклад в налоговые платежи внесла нефтедобывающая промышленность (41,7%), нефтеперерабатывающая (8,8%) и газовая промышленность (5,4%).

Таблица 30

**Поступления налоговых платежей и других доходов в бюджетную систему
Российской Федерации в 2001 году, млрд. руб. (по данным МНС России)**

Отрасли ТЭК	1	2	3	в том числе:		
				федеральные налоги	региональные налоги	местные налоги
Начислено по расче- там, (декларациям) текущего года		Поступило плате- жей – всего				
Всего по ТЭК				4	5	6
на 01.01.2001		445,6	450,9			
на 01.01.2002		588,2	644,6	615,8	21,9	7,0
01.01.02 в % к 01.01.01		132,0	143,0			
в том числе:						
Электроэнергетика						
на 01.01.2001		61,8	47,7			
на 01.01.2002		80,2	91,9	83,5	6,0	2,4
01.01.02 в % к 01.01.01		129,8	192,7			
Топливная промышленность						
на 01.01.2001		253,1	266,1			
на 01.01.2002		322,5	348,0	331,9	11,8	4,4
01.01.02 в % к 01.01.01		127,4	130,8			
из нее:						
Нефтедобывающая						
на 01.01.2001		164,0	188,2			
на 01.01.2002		195,1	204,4	195,3	6,5	2,6
01.01.02 в % к 01.01.01		119,0	108,6			

Окончание табл. 30

1	2	3	4	5	6
Нефтеперерабатывающая					
на 01.01.2001	42,5	39,5			
на 01.01.2002	58,2	60,7	58,1	1,8	0,8
01.01.02 в % к 01.01.01	136,9	153,7			
Газовая					
на 01.01.2001	32,7	28,5			
на 01.01.2002	47,2	64,7	62,2	2,1	0,4
01.01.02 в % к 01.01.01	144,3	227,0			
Угольная					
на 01.01.2001	12,1	8,0			
на 01.01.2002	19,7	15,9	14,2	1,2	0,5
01.01.02 в % к 01.01.01	162,8	198,8			
Трубопроводный транспорт					
на 01.01.2001	130,7	137,1			
на 01.01.2002	185,5	204,7	200,4	4,1	0,2
01.01.02 в % к 01.01.01	141,9	149,3			

Таким образом, по состоянию на 01 января 2002 г. по итогам работы ТЭК в 2001 г. доля нефтедобывающей промышленности в платежах ТЭК составила 204,4 млрд. руб. или 31,7% от общей суммы поступлений. Доля нефтеперерабатывающей промышленности – 60,7 млрд. руб. или 9,4% и трубопроводного транспорта – 204,7 млрд. руб. или 31,7% (равна доле нефтедобычи).

Таблица 31

Поступления налоговых платежей и других доходов в бюджетную систему Российской Федерации в 2002 году, млн. рублей (по данным МНС России)

Отрасли ТЭК	Начислено по расче-там, (декларациям) текущего года	Поступило плате-жей – всего		в том числе:		
		2	3	федеральные налоги	региональные налоги	местные налоги
1				4	5	6
Всего по ТЭК						
на 01.01.2002	588162	644690	615701	21991	6998	
на 01.04.2002	81416	115928	113642	1744	542	
на 01.07.2002	231296	271729	258326	11950	1453	
на 01.10.2002	375787	449935	427510	19419	3007	
на 01.01.2003	546903	662586	631356	26324	4906	
В том числе:						
Электроэнергетика						
на 01.01.2002	80199	91912	83487	6042	2383	
на 01.04.2002	13415	20454	19595	601	258	
на 01.07.2002	49547	54384	49521	4228	635	
на 01.10.2002	66745	78453	70294	6701	1458	
на 01.01.2003	86756	105064	93191	9450	2423	
Топливная промышленность						
на 01.01.2002	322483	348045	331854	11806	4385	
на 01.04.2002	45780	75745	74717	767	261	
на 01.07.2002	148760	186117	178595	6785	738	
на 01.10.2002	270600	330403	317751	11272	1381	
на 01.01.2003	413989	506669	489430	15021	2218	

Продолжение табл. 31

1	2	3	4	5	6
из нее:					
Нефтедобывающая					
на 01.01.2002	195066	204446	195306	6524	2616
на 01.04.2002	15849	41844	41331	439	74
на 01.07.2002	73494	102809	99035	3517	258
на 01.10.2002	144471	203044	195779	6867	398
на 01.01.2003	247879	327542	317493	9489	560
Нефтеперерабатывающая					
на 01.01.2002	58197	60732	58082	1844	806
на 01.04.2002	13839	15783	15547	131	105
на 01.07.2002	36295	37340	36221	857	263
на 01.10.2002	56643	59188	57329	1306	553
на 01.01.2003	83987	85979	83180	1862	937
Газовая					
на 01.01.2002	47163	64665	62163	2103	399
на 01.04.2002	12169	14096	13978	105	13
на 01.07.2002	30055	37318	35863	1389	65
на 01.10.2002	51061	54027	51820	2097	110
на 01.01.2003	60560	74360	71830	2348	182

Окончание табл. 31

1	2	3	4	5	6
Угольная					
на 01.01.2002	19681	15904	14238	1180	486
на 01.04.2002	3606	3310	3168	76	67
на 01.07.2002	7819	6843	6168	532	143
на 01.10.2002	11255	10596	9466	835	294
на 01.01.2003	15943	15252	13661	1095	496
Трубопроводный транспорт					
на 01.01.2002	185480	204733	200360	4143	230
на 01.04.2002*	22221	19729	19330	376	23
на 01.07.2002*	32989	31228	30210	937	80
на 01.10.2002*	38442	41079	39464	1446	169
на 01.01.2003*	46157	50853	48735	1853	265

* Корректировка показателей по сравнению с 01.01.02 в сторону уменьшения произошла в связи с изменением состава предприятий, отнесенных к газопроводному транспорту.

Таким образом, по состоянию на 01 января 2003 г. по итогам работы ТЭК в 2002 г. доля нефтедобывающей промышленности в платежах ТЭК составила 327,5 млрд. руб. или 49,4%, в нефтеперерабатывающей – 85,9 млрд. руб. или 13%, трубопроводном транспорте – 50,8 млрд. руб. или 7,7%, в газовой промышленности – 74,4 млрд. руб. или 11,2%.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аверкин А., Субботин М.* Правовое регулирование соглашений о разделе продукции // Закон. – 1999. – № 12. – С. 51–54.
2. *Алекперов В.Ю.* Нефть России: взгляд топ-менеджера. // М.: Издательский Центр «Классика», 2001. – 144 с.
3. *Амиров И. Субботин М.* СРП в России: выгоды прямые и косвенные // Промышленный мир. – 2001. – № 1. – С. 34–39.
4. *Арбатов А.* Опять отнять и поделить? // Нефть России, 2003, № 3.
5. *Арбатов А.А. и другие.* Оценка полных социально-экономических эффектов от реализации проекта «Сахалин-1» (стадия 1) на федеральном и региональном (Сахалинская область и Хабаровский край) уровнях. // Москва, СОПС, 2003, 88 с.
6. *Артемов Ю. М.* Некоторые особенности бюджетной и налоговой систем Швейцарии. // Финансы, 1995, № 11.
7. *Неженский И.А., Павлова И.Г.* Методические основы оценки стоимости российских недр // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. 1995. № 4.
8. *Барр Р.* Политическая экономия. В 2-х т. М. Международные отношения, 1995.
9. *Бернштейн Э.* Локомотив роста спрятан в недрах. Зачем нужны соглашения о разделе продукции // Новое время. – 1997. – № 27. – С. 18–19.
10. *Блауг М.* Экономическая мысль в ретроспективе. 4-е изд. //Пер. с англ. М., Дело Лтд., 1994.
11. *Бобылев Ю.Н.* Реформирование налогообложения минерально-сырьевого сектора. М.: Институт экономики переходного периода, 2001. 124 с.
12. *Богачев В.Н.* О горной ренте и оценке месторождений сырья и топлива // Вопросы экономики. 1974. № 9.
13. *Богданчиков С.М.* Хорошие перспективы по сахалинским и другим проектам // Международная жизнь. – 2000. – № 3 спец. вып. – С. 47–50.
14. *Богданчиков С.М., Перчик А.И.* Соглашения о разделе продукции. Теория, практика, перспективы. Право. Экономика. // М.: Нефть и газ. – 1999. – 496 с.
15. *Болдырев Ю.* Лицензионное соглашение или раздел продукции?: [Контроль за недропользованием] // ЭКО: Экономика и организация промышленного производства. – 1998 – № 12. – С. 78–82.

16. Быков П. Зарубежный опыт раздела продукции в нефтедобыче // Эксперт. – 1998. – № 26. – С. 16.

17. Василенко А. Соглашения о разделе продукции в России. // М., Издательский Центр «Классика», 2002. – 360 с.

18. Вольтинская Н., Газеев М., Ежов С. Спецэффекты Налогового кодекса: Акциз или налог на сверхприбыль – есть из чего выбрать. // Нефть и капитал, 1997, N7–8, С. 12–15.

19. Воробей Ю. Цепная реакция дифференциации. Анализ идей по совершенствованию налогообложения нефтедобычи. // Нефть и капитал. 2003, № 4, С.15–18.

20. Выскребцев И.К., Сенокосов Л.Н. все о налогах за пользование земельными, водными, минерально-сырьевыми ресурсами и имуществом (книги 1 и 2). // М., «Налоговый вестник», 1999.

21. Гарипов В., Амиров И. Механизм государственного управления в соглашениях о разделе продукции в России // Нефть, Газ и Право. – 1999. – № 2. – С. 4–13.

22. Гарипов В., Амиров И. СРП в российских нефтегазовых проектах // Нефть и капитал. – 1999. – № 7–8. – С. 12–14.

23. Генералов С. Государство не оправдывает ожиданий инвесторов // Промышленный мир. – 2001. – № 1. – С. 12–16.

24. Глазьев С., Петров Ю. Рентные доходы бюджета как ресурс возрождения России. О методах и формах эффективного перераспределения природной ренты в производстве нефти. // Независимая газета. 10.06.2003

25. Голомазова Л.А. Правовое регулирование соглашений о разделе продукции. // Бухгалтерский учет. – 1999. – № 11. – С. 71–74.

26. Данилов-Данильян В. Нет денег на природу – не надо разрабатывать месторождения. // Промышленный мир. – 2001. – № 2. – С. 62–65.

27. Джонстон Д. Международный нефтяной бизнес: налоговые системы и соглашения о разделе продукции // М.: Олимп-бизнес, 2000. – 464 с.

28. Дмитриев А. Три месторождения для двух инвесторов: «Антинародный» закон об СРП принесет Западной Сибири миллиарды долларов // Новое время. – 2000. – № 1. – С. 17.

29. Дунаев В., Гутман И., Перчик А. Юридические и экономические проблемы реализации нефтегазовых проектов на условиях соглашений о разделе продукции. // Нефть, Газ и Право. – 1999. – № 1 (25). – С. 29–34.

30. Дунаев В.Ф., Саркисов А.С., Куний М.М. Механизм раздела продукции в СРП: как его построить для новых месторождений. // Нефть и бизнес. – 1998. – № 2. – С. 20–23.

31. Дынкин А.А. Природная рента: великий шанс или великая иллюзия. // Доклад на обсуждении 29 октября 2003 г. в Фонде «Единство во имя России».

32. Дьячкова Е. Вопросы о Налоговом кодексе Российской Федерации. // Промышленный мир. – 2001. – № 1. – С. 40–45.

33. Дьячкова Е. Раздел – разделу рознь. // Промышленный мир. – 2001. – № 2. – С. 50–52.

34. *Ежов С.* Особенности налоговой системы в нефтяном секторе экономики. // М.: Изд-во «А и Б», 1999.

35. *Жид Ш., Рист Ш.* История экономических учений // Пер. с англ. М.: Экономика, 1995.

36. *Змеющенко В., Иваненко С.* Роялти в кустах // Профиль. – 2001. – № 22. – С. 30–32.

37. *Золотарева Е.* Проект «Сахалин-2»: отношения между инвестором и принимающей стороной // Нефть, Газ и Право. – 1998. – № 4. – С. 41–46.

38. Институциональные проблемы разработки месторождений континентального шельфа на условиях раздела продукции. Под ред. А.Н.Курского. // М.: «Геоинформцентр», 2003. – 108 с.

39. *Каганович С. Я.* Воспроизводство минерально-сырьевой базы. // М.: Недра, 1991.

40. *Карасев В.* Нефтяные тендеры в Ханты-Мансийском АО: [Опыт организации недропользования] // Финансы в Сибири. – 1997. – № 1. – С. 6–11.

41. *Кашин В.А.* Налоговые соглашения России. Международное налоговое планирование для предприятий. // М.: Финансы, ЮНИТИ, 1998. – 383 с.

42. *Кирич А.В.* Правовые основы отношений государства и инвесторов. // М.: Инфра-М., 1998. – 268 с.

43. *Клубничкин М.К.* Делить теперь можно, отнимать – нет: Специальный налоговый режим для СРП узаконен в России. // Нефть и капитал. – 1999. – № 3. – С. 15–18.

44. *Клубничкин М.К.* Иностранцы готовы делить с государством продукцию, а не российский бардак: [Закон о соглашениях о разделе продукции] // Эксперт, 2000. -№ 33. – С. 8.

45. *Клубничкин М.К.* Налогообложение и инвестиционный режим в нефтяной отрасли // Минеральные ресурсы России. – 1996. – № 1. – С. 8–9.

46. *Клубничкин М.К.* Полярные рентные платежи за полезные ископаемые. // Горный журнал. 1988. № 8.

47. *Ковалева А.И.* Налоговое стимулирование инновационной активности в нефтегазовом комплексе. // Нефтяное хозяйство, – 1999. – № 4. – С. 9–11.

48. *Козаков Е.М.* Природоохранное налогообложение как элемент платы за минеральные ресурсы. // Горный журнал 1989. № 10.

49. *Козырев И.А.* Соглашения о разделе продукции: бухгалтерский учет. // Бухгалтерский учет. // 2000. -№ 1. – С. 29–34.

50. *Кондратьев Н.Д.* Большие циклы конъюнктуры и теория предвидения. // М., 2002

51. *А.Конопляник.* Реформы в нефтяной отрасли России (налоги, СРП, концессии) и их последствия для инвесторов. // М.: «Олита», 2002.

52. *Конопляник А.А., Субботин М.А.* Государство и инвестор: об искусстве договариваться. Ч. 1. Концессионное законодательство России. Ч. 2.: Законопроекты о концессиях и «Продакшн-Шэринг»: 1994–95 гг. // Сб. ст. – М.: ЭПИЦЕНТР; Харьков: ФОЛИО, 1996. – (Между прошлым и будущим: политика, экономика, социология) -1996. – 160 с.

53. Конопляник А.А., Субботин М.А. Тяжба о разделе. // М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 224 с.

54. Конопляник А., Лазарян Б., Субботин М. Uplift: аргументы «за» и «против» // Нефть и капитал. – 1996. – № 11. – С. 20–22.

55. Конопляник А., Швембергер Ю., Субботин М. Закон «О соглашениях о разделе продукции»: история, документы и комментарии. // Нефть, газ и право. 1996, № 1 (январь-февраль), 104 с.

56. Конопляник А.А. Мировой рынок нефти: возврат эпохи низких цен? (последствия для России. // М., ИНП, 2000.

57. Крюков В., Севастьянова А., Токарев А., Шмат В., Эволюционный подход к формированию системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики. // Новосибирск, ИЭиОПП СО РАН, 2002, С.167.

58. Крюков В., Токарев А. Какие налоги позволят добывать нефть? Сравнительная оценка вариантов налогообложения разработки средних нефтяных месторождений Западной Сибири. // Нефтегазовая вертикаль. 1998, № 9–10, С. 36–40.

59. Курский А.Н. При добыче полезных ископаемых необходим специальный налоговый режим. // Нефть России. – 1998. – № 12. – С. 36–37.

60. Кутовой В.М. Экономические аспекты закона РФ «О соглашениях о разделе продукции» // Внешнеэкономический бюллетень. 1997. № 5. – С. 59–63.

61. Кутычкин Б.К. СРП – от теории к массовой практике. Актуальные проблемы практической реализации закона «О СРП». // Нефтегазовая вертикаль. – 1999.-№ 2–3.- С. 48–50.

62. Лаверов А.Н. Платежи за минеральные ресурсы в хозяйственном расчете горно-добывающих предприятий// Горный журнал. 1989 № 3.

63. Лазарян В.С. Соглашения о разделе продукции: проблемы и возможные решения. // Нефть и капитал. – 1996. – № 5. – С. 14–18.

64. Лазарян В.С. Каким быть налогообложению при реализации соглашений о разделе продукции? // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. – 1995. – № 3, – С. 30.

65. Линник Л.К. Налоговое регулирование при пользовании недрами в России и зарубежных странах. // М., ВНИИВС, 2002, 124 с.

66. Львов Д., Гребенников Г. и др. Как распорядиться собственностью. // Вопросы экономики. 1995. № 9.

67. Макфэрлен Ч. В. Критика теорий ценности и учение о ренте. // СПб., 1907

68. Маркс К. Капитал. Книга III: Процесс капиталистического производства, взятый в целом. // М.: Политиздат, 1989.

69. Маршалл А. Принципы экономической науки. Т. 1–3. // Пер. с англ. М.: Прогресс, 1993.

70. Махлина М. Избранные публикации, 1992–1999. // Москва, «Нестор Академик Паблишерз», 2000. 128 с.

71. Медведев В. Долгий путь из виртуальности в реальность: [Проблемы развития топливно-энергетического комплекса]. // Нефть России. – 2000. – С. 17–19.

72. Мельников А., Субботин М. Налог на добычу полезных ископаемых: проблемы и перспективы. // *Налоги*. 2003, № 1, С. 4–9.

73. Мельников А. «Сплошные льготы», или Реальные инвестиции [Дискуссии между парламентскими фракциями вокруг закона о разделе продукции]. // *Новое время*. -1999. – № 15. – С. 21.

74. Мельникова Н. Тимано-Печорская провинция: как объединить федеральные, региональные и производственные интересы? // *Регион*. – 1999. – № 6. – С. 3–6.

75. Местное самоуправление в зарубежных саранах (информационный обзор). // М., 1994.

76. Мидон Ш. Соглашение о разделе продукции при морской нефтедобыче в Китае. // *Обозреватель – Observer*. – 1997. – № 3–4. – С. 68–72. – Прил.: О состоянии национальной экономики Китая в 1996 г.

77. Михайлов А. Остров сокровищ дает шанс разбогатеть всем желающим: [О реализации соглашений «Сахалин-1» и «Сахалин-2» по добыче нефти]. // *Нефть и капитал*. – 1997. – № 11. – С. 20–21.

78. Михайлов А., Мельников А. Законодательство о соглашениях о разделе продукции. // *Нефть и капитал*. – 1996. – № 4. – С. 10–12.

79. Моделевский М.С. Условия и практика реализации соглашений и проведении поисково-разведочных работ и добыче нефти и газа в странах Каспийского региона. // *Минеральные ресурсы России: экономика и управление*. – 2000. – № 5–6. – С. 76–81.

80. Немчинов В.С. Общественная стоимость и плановая цена. // *Избранное*. Т. 6. М.: Наука, 1969.

81. Нефтяной комплекс России и его роль в воспроизводственном процессе. Научный доклад. // М.: Журнал «Эксперт», Топливо-энергетический независимый институт, 2000.

82. Никитина К. Куда идет бонус от шельфа? // *Рыбак Сахалина*. – 1996. № 41. – С. 11–17.

83. Никифоров Д., Хайнс Дж. Изменение в правовом режиме реализации соглашений о разделе продукции: краткий анализ. // *Нефть, Газ и Право*. – 1999. – № 3 (27). – С. 25–44

84. Новик Л. И., Кузин В.Ф. Горная рента как экономический показатель эффективности природопользования (в порядке обсуждения). // *Горный журнал*. 1983. № 8.

85. Нужны ли российской власти деньги? Природные ресурсы, государство и собственники: проблемы взаимоотношений. // *Независимая газета*. 25.09.01 и 27.09.2001, стр.11.

86. Платонова Н. Научно-практический Комментарий к Федеральному закону «О соглашениях о разделе продукции». // М.: ТОРУС ПРЕСС, 2002, 302 с.

87. Природная рента: мифы и правда. // М.: СОЮЗ-ИНФО, 2003, 20 с.

88. Проблемы налоговой системы России: теория, опыт, реформа. // М.: Институт экономики переходного периода, 2000.

89. Проблемы налогообложения в нефтяном секторе России. // М.: Бюро экономического анализа, 1998.

90. Разовский Ю.В. Горная рента. // М., Экономика, 2000.

91. Разовский Ю.В. Сверхприбыль недр. // М., УРСС, 2001.

92. Рассказова М.В. Практика и перспективы налогообложения нефтедобывающей отрасли // Финансовая академия при Правительстве РФ. – М.: Прометей, 1999. – 82 с.

93. Ревазов М.А. и др. Экономика природопользования: Учебник для вузов. // М.: Недра, 1992.

94. Рикардо Д. Начало политической экономии и налогового обложения. / Соч. Т.1. М.: Госкомлитиздат, 1955.

95. Рогинский С.В. Чёрное золото страны викингов. // М., Изд. «Компания спутник», 2001, 205 с.

96. Романихин А. Нефтегазовые проекты по СРП: шанс для развития российской промышленности // ЭКО: Экономика и организация промышленного производства, 2000. – № 4. – С. 30–32.

97. Рыжова О. Между трех огней. // Промышленный мир. – 2001. – № 2. – С. 40–43.

98. Савельев К., Горнов С. Закон о разделе продукции стоит мессы. // Деловые люди. – 1999. – № 102. – С. 130–131.

99. Салина А.И. Соглашение о разделе продукции // Налоговый вестник. – 1998. – № 12. – С. 34–38

100. Салина А.И. Состав и порядок возмещения затрат при реализации соглашений о разделе продукции // Консультант. – 1999. – № 23. – С. 47–52.

101. Сапожников А. Законодательство о соглашениях о разделе продукции субъектов Российской Федерации // Нефть, Газ и Право. – 2000. – № 4. – С. 34–37.

102. Сапожников А. Раздел продукции, горная аренда и концессия в обязательственном праве. // Нефть, Газ и Право. – 1999. – № 3. – С. 35–38.

103. Семено Г. В. Местные финансы стран Европейского Сообщества. // Финансы, 1993, № 11.

104. Скиба В. Проблемы Татарстана при заключении соглашений о разделе продукции. // Энергетическая политика. – 1999. – Вып. 6. – С. 58–59.

105. Смит А. Исследования о природе и причинах богатства народов. // М.: Соцэргиз, 1962.

106. Сосна С.А. Комментарий к Федеральному закону «О соглашениях о разделе продукции». // М.: Юрист, 1997. – 192 с.

107. Спор об СРП. Под ред. А.Арбатова и А.Конопляника. // М.: «Олита», 2003. – 228 с.

108. Степанов Ю. Местные налоги в странах Запада. // Экономика и жизнь, 1994, № 23.

109. Субботин М. Рента – не халява. // RBC daily. 08.12.2003. <http://www.rbcdaily.ru/comments/index.shtml?2003/12/08/49261>

110. Субботин М. Рента природная – игра народная. // Российская газета. Бизнес в России. 16/09/03, С.1, 3.

111. Субботин М. Радикальное изменение законодательства о СРП. // Иностранный капитал в России: налоги, валютное и таможенное регулирование, учет. 2003, № 7, С.13–21.

112. Субботин М. Соглашения о разделе продукции в книге Бюро экономического анализа: Обзор экономической политики в России за 2000 год. Глава 10. М.: ТЕИС, 2001, 528 с.

113. Субботин М. Глава 26 НК о налоге на добычу полезных ископаемых. // Иностранный капитал в России: налоги, валютное и таможенное регулирование, учет. 2001, № 12, С.11–23.

114. Субботин М. Режим специального налогообложения при СРП: состояние проблемы. // Иностранный капитал в России: налоги, валютное и таможенное регулирование, учет. 2001, № 9, С.11–17.

115. Субботин М. Предисловие и послесловие научного редактора к монографии Д.Джонстона «Международный нефтяной бизнес: налоговые системы и раздел продукции». // М., «Олимп-бизнес», 2000, С. 9–16, 324–336.

116. Субботин М. Нефтяная промышленность России: от старого акциза к акцизу новому? // Нефть России. 1998, № 6.

117. Субботин М. Продразверстка или продналог? // Нефть и капитал. 1998, № 3, С.26–28.

118. Субботин М. Спецдефекты Налогового кодекса. // Нефтяное хозяйство. 1998, № 2, С.71–73.

119. Тимофеев В.М. Плата за минеральные ресурсы в механизме хозрасчета железорудных предприятий // Горный журнал. 1988 № 6.

120. Тихонов В.Ф. Дифференциальная рента и хозяйственный механизм в горной промышленности // Горный журнал. 1989. № 12.

121. Токарев А.Н. Налогообложение нефтегазового комплекса и учет интересов сырьевых территорий // Нефть, Газ и Бизнес. – 1999. – № 6, – С. 36–38.

122. Токарев А. Влияние основных условий нефтяных соглашений на распределение риска между инвестором и принимающим государством // Нефть, Газ и Право. – 1996. – № 4(10), июль/август. – С. 9–17.

123. Трунилина Т.Д. Налоговая система и ценообразование топливно-энергетического комплекса России // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. – 1996. – № 1.- С. 4–8.

124. Уланов С.М Платежи за полезные ископаемые и цены на минеральное сырье // Горный журнал. 1988. № 8.

125. Фархутдинов И.П. Новое в России. Экономическая основа – раздел продукции: Сб. выступлений. // Южно-Сахалинск, 2000. – 114 с.

126. Федоров И., Баяндин А. Золотое дно: [О разработке уже открытых на шельфе Сахалина месторождений] // Профиль. – 1998. – № 49–50. – С. 56–58.

127. Фефелов В.С. Анализ методов определения платы за недра на горных предприятиях // Горный журнал- Известия вузов. 1993.

128. Фишер С., Дорнбуш Р., Шмалензи Р. Экономика /Пер. с англ. // М.: Дело, 1993.

129. Фридман Д., Ордудэй Н. Анализ и оценка приносящей доход недвижимости /Пер. с англ. // М.: Дело Лтд, 1995.

130. Фукс В. А. Исследование теории поземельной ренты. 1. Законы Д. Рикардо и Г. Ф. Тюнена. // М., 1871.

131. Хайнз Дж., Никифоров Д. Либерализация условий лицензирования прав недропользования // Нефть, Газ и Право. – 2000. – № 4. – С. 13–18.

132. Халимов Ю.Э., Колесникова Н.В., Халимов Э.М. О реализации нефтегазовых проектов СРП в России // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. – 2000. – № 3. – С. 29–37.

133. Халимов Э.М. Стимулирование геологоразведочных работ и разработки нефтяных месторождений регулированием рентных платежей // Нефть, Газ и Право. – 1999. – № 4. – С. 15–18.

134. Хан А.С. О возможных последствиях использования СРП при добыче драгоценных металлов // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. – 1999. – № 4. – С. 37–41.

135. Хаузер Х.-Г. Система финансового выравнивания между федерацией и землями в Германии. // Финансы, 1995, № 5.

136. Хисамов Р. Старое даст фору новому: Разработка Ромашкинского месторождения на условиях СРП позволит добыть около 350 млн. тонн нефти / Нефть и капитал. – 1999. – № 9. – С. 18–21.

137. Цветков Н. Российский нефтегазовый комплекс: международное инвестиционное сотрудничество. // М.: Архив-М, 2001–496 с.

138. Цены и экономическое стимулирование рационального использования природных ресурсов: Сб. научн. трудов. НИИ по ценообразованию /Под ред. В.К. Шкатова // М.: НИИ по ценообразованию, 1979.

139. Чимбулатов Ф. Потенциальные возможности работы в Ненецком автономном округе для западных и российских инвесторов. Опыт первых проектов СРП на территории округа // Нефть, Газ и Право. – 1998. – № 4. – С. 34–38.

140. Шагалов А., Смирнов Н. В ожидании консенсуса: государство и инвестор не могут «поделить» Самотлор // Нефть и капитал. – 1999. – № 9. – С. 22–25.

141. Шарифуллина А.ф. Особенности возмещения затрат при разделе продукции // Закон. – 2000. – № 8. – С. 22–25.

142. Шарифуллина А.Ф. Особенности платежей за право пользования недрами при реализации СРП // Нефть, Газ и Право. – 2000. – № 2. – С. 9–14.

143. Шафраник Ю.К., Крюков В.А. Нефтегазовые ресурсы в круге проблем. // Москва, Недра, 1997, 265 с.

144. Ше М. Соглашения о разделе продукции при морской нефтедобыче – первый прорыв в привлечении иностранных инвестиций при реализации политики рыночных реформ и внешней открытости в Китае. // М, 1997–10 с.

145. Шиди Д.Ф., О’Дрисколл П. Финансирование нефтегазовых проектов в России [Оценка зарубежных специалистов] // Инвестиции в России – 1998 – № 3 – С. 20–25.

146. Явлинский Г. Упущенные возможности: некоторых итогах и перспективах развития законодательства о соглашениях о разделе продукции // Нефть и капитал – 1999 – № 1 – С. 12–14.
147. Яковец Ю.В. Рента. Антирента. Квазирента. // М., ИКЦ «Академкнига», 2003.
148. Янсон Ю. Значение теории ренты Рикардо в науке политической экономии. // СПб., 1864
149. Barrows. World Hscal Systems for Oil. New York? Barrows, 1994.
150. Barrows, G., Worldwide Concession Contracts and Petroleum Legislation. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1983.
151. Barry, R., The Management of International Oil Operations. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1993.
152. Beck, R., Oil Industry Outlook Ninth Edition 1993—1997 Projection to 2001. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1992.
153. Bosson, R., and M. Varon, The Mining Industries and the Developing Countries, Washington, D C.: World Bank, 1977.
154. Boulos, A., How a Domestic Oil Company Goes International: A Strategy for Success, Production Sharing Contracts Conference Proceedings, AIC Conference, Houston, March 1994.
155. Burke, F., and Dole, R., Business Aspects of Petroleum Exploration in Non-Traditional Areas, BMC, 1991.
156. Conrad R., Shalizi Z., Syme J. Risk Sharing and Rankings of Alternative Contract Instruments. 1991.
157. Conrad R., Shalizi Z. A Framework tor the Analysis of Mineral Tax Policy in Sub-Saharan Africa. World Bank, 1988.
158. Darden, M., Legal Research Checklist for International Petroleum Operations, Section on Natural Resources, Energy and Environmental Law. Monograph Series Number 20, American Bar Association, 16 February 1994.
159. Darden, M., Lifting Agreements in International Petroleum Operations, Presentation to the Energy Law Section of the Dallas Bar Association, 16 February 1994.
160. Demon, A., International Oil and Gas Joint Ventures. A Discussion with Associated Form Agreement, Section on Natural Resources, Energy and Environmental Law. Monograph Series Number 16, American Bar Association, 16 February 1992.
161. Dur, S., Negotiating PSC Terms, Production Sharing Contract Conference Proceedings, AIC Conferences, Houston, March 1994.
162. Due, J. Excise Taxes: The World Bank Policy Research Working Paper. Washington. Febr. 1994.
163. Fee, D., Oil & Gas Databook for Developing Countries, 2nd Edition, Commission of the European Communities, 1988.
164. Foley, M., Guissis, G. Tax & Fiscal Regimes: A Comparative Analysis. Oil & Gas Production-Sharing Contracts, Concessions and New Petroleum Ventures in the Asia-Pacific Basin, Conference Proceedings. Houston: Institute for International Research, April 1993.

165. *Frame, S.*, Risk & Reward – Assessing Upstream Potential, Oil & Gas Production-Sharing Contracts, Concessions and New Petroleum Ventures in the Asia-Pacific Basin, Conference Proceedings, Institute for International Research, Houston, April 1993

166. *Garnaut R., Clunies, Ross A.* Taxation of Mineral Rents. Oxford: Clarendon Press, 1983.

167. *Goss, Chr.* Petroleum and Mining Taxation Gower, 1986

168. *Gosain, V.*, How to Identify Credible Foreign Taxes, U.S. Taxation of International Operations, Warren Gorham Lament, 1992, pp. 5, 471—5, 495.

169. *Gray, D.* Evaluation of taxes and Revenues from the Energy Sector in the Baltics, Russia and Other Former Soviet Union Countries. IMF Working Paper, 1998.

170. *Hallmark, T.*, Political Risk: Assessing dangers in International exploration, development. Offshore Magazine (May 1991). 27—34.

171. *Henderson H. D.* Supply and demand. New York, 1922

172. *Hook, F.*, Sovereign Risk and the Resource Industries, PetroMin Magazine (April 1992): 39—45.

173. *Hossain, K.*, Law and Policy in Petroleum Development, London: Frances Pinter (Publishers) Ltd., 1979.

174. *Johnston, D.*, Current Status of Petroleum Fiscal Systems in the World Oil & Gas Industry. Production Sharing Contracts Conference Proceedings, AIC Conference. Houston, 1994.

175. *Johnston, D.*, The Production Sharing Concept, PetroMin Magazine – Singapore (August 1992): 26—34.

176. *Khartukov E.*, Changing Tax System Challenges Producers and Refiners In Russia. – Oil&Gas Journal, Mar. 25, 1996. p. 41—46.

177. *Khong Cho Oon*, The politics of oil in Indonesia. Foreign company-host governments relations, Cambridge: Cambridge University Press, 1986.

178. *Kemp, A.*, Petroleum Rent Collection around the World. Canada, South Halifax, Nova Scotia: Institute for International Research on Public Policy, 1987.

179. *McLure, Charles E., Jr.*, «The Sharing of Taxes on Natural Resources and the Future of the Russian Federation» in Christine Wallich, editor, Russia and the Challenge of Fiscal Federalism (Washington: The World Bank, 1994), pp. 181—217.

180. *McLure, Charles E., Jr.*, «Fiscal Federalism and the Taxation of Economic Rents», in George Break, editor, State and Local Finance: The Pressure of the 80's (Madison: University of Wisconsin Press, 1984), pp. 133—160.

181. *McPherson, C., and Palmer, K.*, New Approaches to Profit Sharing in Developing Countries, Oil & Gas Journal (25 June 1984): 119—128.

182. Measures to Revitalize the Russian Oil Sector: Tax and Related Reforms. World Bank, Oct. 8, 1998.

183. *Mikdashi, Z.*, The International Politics of Natural Resources, Ithaca and London: Cornell University Press, 1976.

184. *Mikesell, R.*, Petroleum Company Operations and Agreements in Developing Countries, Washington D.C.: Resources for the Future, Inc., 1984. Distributed by John Hopkins University Press.

185. *Mustafaoglu, M.*, Comparison of Major International Petroleum Tax Systems, *Journal of Petroleum Technology*, (Society of Petroleum Engineers) (October 1981): 1835–1843.

186. *Nellor, D.*, Taxation of Mineral and Petroleum Resources. *Tax Policy: Handbook*. Washington: IMF, 1995, p. 237–241.

187. *Nellor, D., Sunley E.* Fiscal Regimes for Natural Resource Producing Developing Countries. *IMF Paper on Policy Analysis and Assessment*. 1994.

188. *Pinney, M.*, Western Canada Fiscal Regimes. *Oil & Gas Journal*-, Feb. 5, 2001.

189. *Ricardo, D.*, The Principles of Political Economy and Taxation. London: Dent & Sons Ltd. Printed in Great Britain by Biddies Ltd., Guildford, Surrey, First published in 1811, Reprinted in 1976.

190. *Shove G. F.* Varying costs and marginal net products // *Econ. J.* 1928. Vol. 38. Jun. P. 258–266.

191. *Smith, D.*, Comparison of Fiscal Terms in the Far East, South America, North Africa and C.I.S. *Oil & Gas Production-Sharing Contracts, Concessions and New Petroleum Ventures in the Asia-Pacific Basin*, Conference Proceedings, Institute for International Research, Houston, April 1993.

192. *Smith, D., and Wells, L.*, Negotiating Third-World Mineral Agreements, Cambridge, Mass.: Ballinger Publishing Company, 1975.

193. *Stauffer, T.*, Political Risk and Overseas Investment, SPE Paper 18514, from Proceedings of the SPE Symposium on Energy, Finance and Taxation Policies held in Washington, D.C., September 1988.

194. *Sunley, E., Lane, Chr., Nellor, D.* The Russian Federation: Taxation of the Oil and Gas Sectors. IMF, Dec. 19, 1994.

195. *Taxing Energy: Why and How*. OECD/International Energy Agency, 1993. *World Petroleum Arrangements*, 1997. Vol. I. New York: Barrows, 1997.

196. *Wood, D.*, Petroleum Accounting and Financial Management Journal, Special International Issue, Summer 1994, Denton, Texas: Institute of Petroleum Accounting (Johnston, D. ed., 1994).

197. *Wood, D.*, Legal Framework for the Treatment of Foreign Investment Volume I, Washington, D.C.: The World Bank, 1992.

198. *Wood, D.*, Legal Framework for the Treatment of Foreign Investment. Volume II, Washington, D.C.: The World Bank, 1992.

199. *Wood, D.*, Appraisal of Economic Performance of Global Exploration Contracts, Two-part series, *Oil & Gas Journal* (October 29 1990; November 5, 1990), 50–53.

200. *Wood, D.*, The Petroleum Report, Indonesia's Petroleum Sector. Jakarta, Indonesia: Embassy of the United States of America, June 1990.

201. *Wood, D.*, *Studies in Energy Tax Policy*. Edited by G. Brannon, Cambridge, Mass.: Ballinger Publishing Company, 1975.

**Юрий Федорович Матвеев,
Михаил Александрович Субботин**

РЕНТНЫЙ ПОДХОД В НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ

Редактор:	И.С. Муравьева
Технический редактор:	А.Г. Гейн
Компьютерная верстка:	А.Г. Гейн

Подписано в печать 10.12.2003	Формат 60x90 ¹ / ₁₆
Бумага офсетная № 1	Зак. № И-40/03
Усл. печ. л. – 15,7	Усл. изд. л. – 17,5
Тираж 500 экз.	

Издательско-полиграфический комплекс НИА–Природа
119017, Москва, Старомонетный пер., 31. Тел./факс: 951–28–12