

Крюков В.А.
Севастьянова А.Е.
Токарев А.Н.
Шмат В.В.

**РЕГИОНАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ
РЕФОРМИРОВАНИЯ
НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЫ
В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ
РОССИИ**

**РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ ЭКОНОМИКИ И ОРГАНИЗАЦИИ
ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА**

**КРЮКОВ В.А.
СЕВАСТЬЯНОВА А.Е.
ТОКАРЕВ А.Н.
ШМАТ В.В.**

**РЕГИОНАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ
РЕФОРМИРОВАНИЯ
НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЫ
В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ РОССИИ**

**Новосибирск
Издательство ИЭиОПП СО РАН
2001 г.**

ББК 65.9 (2Р) 305.652
+ 65.9 (2Р) 305.653
УДК 338.981
Р 455

Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Токарев А.Н., Шмат В.В. Региональные аспекты реформирования налоговой системы в нефтегазовом секторе России. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 2001. – 160 с.

ИК 221

В книге рассматриваются проблемы преобразования системы налогообложения в нефтегазовом секторе России. Авторы исходят из того, что принципы реформирования должны быть едиными для всей страны. Вместе с тем, исследование показало, что необходимо принимать во внимание специфические особенности различных групп регионов (добывающих углеводороды, перерабатывающих нефть и газ и потребляющих значительные объемы нефтепродуктов и газа). Выполнен развернутый анализ влияния нефтегазового сектора на экономику регионов – представителей названных групп. Количественная оценка влияния различных подходов к налогообложению нефтегазового сектора на решение социально-экономических проблем проведена с использованием специально разработанной экономико-математической модели.

Книга рассчитана на широкий круг читателей: специалистов по проблемам управления нефтегазовым сектором на федеральном и региональном уровнях, научных работников, преподавателей и студентов экономических вузов.

ISBN 5-89665-055-8

© Крюков В.А.,
Севастьянова А.Е.,
Токарев А.Н.,
Шмат В.В., 2001

© ИЭиОПП СО РАН, 2001

Предисловие

Трудно переоценить ту роль, которую играет нефтегазовый сектор (НГС) в российской экономике – и в национальном масштабе, и на региональном уровне начиная от муниципальных образований, отдельных субъектов Федерации и кончая крупными экономическими макрорегионами, объединяющими несколько субъектов Федерации. В экономике регионов, являющихся крупными производителями нефти, природного газа и нефтепродуктов, нефтегазовый сектор занимает, как правило, доминирующее положение. Велика его роль и в социально-экономическом развитии регионов, относящихся к крупным конечным потребителям нефти и газа. При этом степень влияния нефтегазового сектора на экономику каждого из регионов зависит не только от текущих факторов и условий, но и от их изменения в динамике, от предыстории развития нефтегазового сектора и его отдельных сегментов. Безусловно, немаловажное значение имеют и сложившиеся макроэкономические тенденции, в частности высокие или низкие показатели темпов экономического роста в стране и конкретном регионе.

Характер взаимодействия между нефтегазовым сектором и региональной экономикой во многом зависит от особенностей действующей налоговой системы и направлений ее трансформации. При этом следует учитывать, что в Конституции 1993 г. Российская Федерация определена как *«федеративное правовое государство с республиканской формой правления»*¹. Данное принципиальное положение находит отражение при подготовке всех основополагающих политических и экономических нормативно-правовых актов. Соответственно и выбор направлений реформирования системы налогообложения в важнейшем секторе экономики страны – нефтегазовом – также осуществляется в рамках принятого и применяемого в стране подхода к формированию системы внутригосударственных финансово-экономических отношений, присущих государству с федеративным устройством.

Основным направлением современной государственной политики в бюджетно-финансовой сфере является выравнивание бюджетных доходов на душу населения (с учетом факторов удорожания стоимости жизни в отдельных регионах). Тем не менее в практике государственного

¹ Конституция Российской Федерации// Российская газета. – 1993. – 25 дек.

строительства и проведения экономических реформ в России можно выделить два различающихся подхода к решению социально-экономических проблем:

- усиление регулирующей и перераспределительной роли федерального центра в формировании финансовых ресурсов на территории отдельных регионов;
- достижение определенного уровня децентрализации финансовых ресурсов для решения специфических задач на региональном уровне (прежде всего на уровне субъектов Федерации).

Оба подхода имеют свои преимущества и недостатки. Позиция авторского коллектива, выполнившего настоящее исследование, состоит в том, что ***преобразование системы налогообложения в нефтегазовом секторе должно основываться на единых для всей страны принципах***. Вместе с тем при применении данных общих принципов ***необходимо учитывать специфические особенности регионов различного типа***. Прежде всего это касается сырьевых или добывающих регионов, в экономике которых добыча нефти и природного газа занимает доминирующую роль и которые расположены в экстремальных природно-климатических зонах (что существенно снижает возможности диверсификации экономики).

Для корректной классификации российских регионов по фактору зависимости от нефтегазового сектора необходимо провести специальные исследования с привлечением больших массивов статистической информации, значительная часть которой может быть собрана только непосредственно в регионах. Поэтому в рамках данного исследования выполнен развернутый анализ влияния нефтегазового сектора на экономику лишь отдельных регионов. Предпринята попытка оценить (качественно и количественно) влияние различных подходов к налогообложению нефтегазового сектора на решение социально-экономических проблем в трех группах регионов: добывающих, перерабатывающих и потребляющих – на примере регионов-представителей, выбранных экспертным путем. Количественные оценки для добывающих регионов получены с использованием специально разработанной экономико-математической модели. Динамическая производственно-финансовая модель является основой методики анализа и мониторинга тенденций развития регионального нефтегазового сектора (при различных вариантах нормативно-экономической среды) во взаимосвязи с основными показателями социально-экономической системы региона.

Определенную сложность представил выбор временного периода (года) для взаимного сравнения показателей экономического развития регионов. Статистические данные за два последних отчетных года – 1999 и 2000 г.г. – не полны (не всегда опубликованы, не уточнены и не согласованы). Поэтому 1998 г. представляется не самым удачным для классификации, так как последствия кризиса для региональных экономик были далеко не одинаковыми. Поэтому в качестве базисного был принят 1997 г., к наступлению которого в основном сформировались черты действующей налоговой системы, а также систем недропользования и распределения полномочий между федеральным центром и регионами. Тем не менее при наличии данных и необходимости представления более подробной картины использовались отдельные показатели 1999–2000 гг.

Авторы выражают слова признательности своему коллеге Владимиру Ивановичу Константинову за помощь в подготовке статистической информации и обзоре публикаций по данной проблематике.

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

1. Влияние нефтегазового сектора на социально-экономическое развитие регионов

1.1. Особенности влияния различных сегментов нефтегазового сектора на экономику регионов размещения их предприятий

Для Российской Федерации характерны значительные различия в социально-экономическом положении ее субъектов. Они обусловлены огромным разнообразием условий – климатических, исторических и политических. Общий и достаточно беглый сравнительный анализ развития регионов в реформируемой России за последние 10 лет показывает, что важнейшим фактором более или менее успешного развития экономики региона является наличие минерально-сырьевых ресурсов².

1.1.1. Добывающие регионы

Наличие минерально-сырьевых ресурсов, и особенно углеводородов, имеет в российской экономике большое значение, но при этом не менее важны такие факторы как величина запасов, особенности их освоения и разработки, а также экономико-географическое положение территории. Чем в более экстремальных условиях расположен регион, тем труднее и менее вероятно освоение здесь даже уникальных месторождений. Это связано с тем, что для таких территорий характерны повышенная ресурсоемкость производственной деятельности, здесь более трудные условия для проживания людей, а также более ранимая и медленнее восстанавливаемая природная среда. Подтверждением тому служит длительная эпопея с освоением уникальных месторождений природного газа, нефти и газового конденсата на п-ове Ямал.

Немаловажную роль играет и стадия разработки минерально-сырьевых ресурсов. По мере увеличения степени выработанности их запасов возрастает значение мероприятий, связанных с ликвидацией

² Наиболее ярким (и одним из немногих) исключением здесь является социально-экономическое развитие таких субъектов Федерации, как Москва и Московская область.

накопившихся проблем и усилением внимания к созданию базовых условий для дальнейшего экономического развития территории, а в идеальной ситуации – к формированию и реализации стратегий её долгосрочного устойчивого социально-экономического развития. Об этом свидетельствует история развития добывающих регионов во многих странах мира. В российских регионах прослеживается пока только стремление к формированию подобных стратегий³.

Важная особенность экономики с преобладанием минерально-сырьевого сектора в структуре хозяйства состоит в том, что существенная часть доходов имеет рентный характер. В силу огромной значимости рентных доходов для советской, а затем и российской экономики эти доходы находятся в фокусе взаимоотношений федерального центра с регионами, а также взаимоотношений между регионами. Поскольку большую часть экономической ренты обеспечивают нефтегазовые ресурсы, данная особенность наиболее выпукло проявляется на территориях добычи углеводородов.

Уровень добычи минерально-сырьевых ресурсов в каждый момент времени существенно зависит от количества и состояния разведанных запасов, от степени их подготовки к эксплуатации и степени выработанности основных запасов. В зависимости от этого можно выделить различные периоды жизненного цикла экономики сырьевого района – от открытия и начала разработки лучших запасов углеводородов до завершения добычи, или фактически от привлечения инвестиций и рабочей силы для освоения месторождений до ликвидации негативных последствий и решения социальных проблем, связанных с высвобождением работников.

Отмеченные выше обстоятельства в значительной степени влияют на определение подходов к формированию направлений экономического развития данных территорий, а следовательно, и подходов к налоговому регулированию нефтегазового сектора, в том числе и на региональном уровне.

Среди множества факторов и условий, влияющих на развитие регионов, в экономике которых определяющую или значительную роль играет добыча углеводородов, особое место занимают цены на добы-

³ Подробнее см.: Крюков В., Севастьянова А., Шмат В. Нефтегазовые территории: как распорядиться богатством?: Текущие проблемы и формирование условий долгосрочного устойчивого социально-экономического развития. – Новосибирск: ИЭиОПП; Тюмень: Правовая экономика, 1995.

ваемые топливно-энергетические ресурсы (ТЭР). В условиях, когда на внутреннем рынке не существует рыночных индикаторов ценообразования на ТЭР, когда цены в существенной степени имеют виртуальный характер, невозможно, в частности, выделить ту часть дохода, которая имеет реальный рентный характер.

Ярким примером тому является ситуация с использованием вексельной системы расчетов внутри крупных компаний. Так, головная компания ОАО «Сиданко» способствовала искусственному формированию отрицательных экономических показателей дочерних компаний, прежде всего «Кондпетролеума» и «Черногорнефти»⁴. Единственным покупателем нефти, добываемой этими предприятиями на территории Ханты-Мансийского автономного округа, в 1997–1999 гг. являлась сама компания «Сиданко». При этом компания за свои услуги стала брать втрое бóльшие комиссионные независимо от направления движения нефти – на экспорт, внутри России или в рамках компании. По основному договору это составило свыше 1 млн долл. и почти 3,8 млн долл. – по дополнительной комиссии. При этом ОАО «Сиданко» стояло в списке кредиторов «Кондпетролеума» на первом месте.

В такой ситуации трудно оценить реальную долю рентного дохода, которую получает каждый из участников процессов разведки, добычи, транспортировки, переработки сырья и реализации продукции нефтегазового сектора, а следовательно, и долю региона, на территории которого размещены его предприятия. На наш взгляд, наиболее логичным и уместным в случае добывающих территорий является переход в нефтегазовом секторе от налогообложения валовых доходов к налогообложению, основанному на прибыли (сверхприбыли). При этом возникают проблемы верификации цен на добываемые углеводороды, формирования условий, обеспечивающих объективизацию издержек, а также последующего ясного и непротиворечивого распределения доходов рентного характера (прежде всего между уровнями государственной иерархии).

1.1.2. Перерабатывающие регионы

В нефтегазовом секторе России акционирование и приватизация сопровождались формированием крупных вертикально интегрированных компаний (ВИК), для которых характерны многопрофильность и экстерриториальные рамки деятельности. В результате основные нефтепе-

⁴ Рабочая трибуна. – 1998, – 24 нояб.

перерабатывающие заводы вошли в состав вертикально интегрированных компаний. Исключение составили Нижегородский НПЗ (ОАО «НОРСИ»), Московский НПЗ (ОАО «МНК – ЦТК») и нефтеперерабатывающие заводы Башкортостана (ОАО «Башнефтехимзаводы»).

Принципы внутренней деятельности ВИК накладывают существенный отпечаток на формирование финансово-экономических условий решения социально-экономических проблем тех регионов, на территории которых размещены их перерабатывающие структуры. Несомненно, что экономика регионов со значительной долей переработки нефти и газа существенно зависит от того, какие механизмы налогового регулирования действуют в нефтегазовом секторе. Особую роль при этом играют:

- принципы формирования цен на нефтепродукты, прежде всего на оптовом рынке (если таковой, конечно, существует);
- принятые и реализуемые схемы консолидации материальных и финансовых потоков в рамках ВИК;
- наличие рынка нефти и степень независимости неинтегрированных компаний при продаже нефти и нефтепродуктов.

В рамках российских ВИК широко используются различные схемы оптимизации налогообложения вдоль всей технологической цепочки – от добычи до реализации нефтепродуктов, что ведет к значительному уменьшению базы налогообложения как на федеральном, так и на региональном уровне. Для ВИК России характерны широкое распространение толлинговых операций (основанных на оплате только услуг по переработке углеводородов), занижение цен на продукцию добычи и первичной переработки сырья, введение внутренних платежных средств и внутренних схем взаиморасчетов. Все это сказывается на величине налогооблагаемой базы не только добывающих, но и перерабатывающих регионов.

Например, головная компания ОАО «ЮКОС» с 1998 г. стала покупать у дочерних добывающих компаний не товарную нефть, а так называемую скважинную жидкость (нефть с большим содержанием воды и примесей) и передавать ее дальше по технологической цепочке на подготовку и переработку на условиях внутреннего толлинга. В результате только в течение 1998 г. компания «ЮКОС» снизила базу налогообложения на стадии добычи более чем на 45 %! Следующий шаг состоял в переводе нефтеперерабатывающих заводов компании на процессинг. В итоге база налогообложения уже на уровне перерабатывающего

региона была уменьшена в несколько раз (в связи с тем, что была сведена до налогообложения стоимости услуг по переработке).

Рентабельность нефтепереработки существенно зависит от доли покупной нефти в общем объеме сырья, а фактическая стоимость продуктов переработки нефти на 80% определяется ценой нефти (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Некоторые экономические показатели НПЗ России в 1999 г.⁵

НПЗ	Удельная прибыль, руб./т		Цена, руб./т	
	от реализации нефтепродуктов	от процессинга	нефти	«корзины» нефтепродуктов
Ухтинский	345	62	2360	2800
Омский	470	15	3200	3800
«Краснодарнефтеоргсинтез»	215	210	1200	1980
Ачинский	325	4	2200	2640
«Киришиннефтеоргсинтез»	690	160	1200	2060
«НОРСИ»	495	26	3400	4030
Ново-Уфимский НПЗ	1000	40	1200	2520
Уфимский	1075	24	1500	2800
«Уфанефтехим»	1230	200	2600	4200
«Салаватнефтеоргсинтез»	690	–	1200	2600
Московский	290	78	1900	2370
В среднем по России	470	52	2000	2620

Другая нефтяная компания, «Славнефть», широко использует механизм сдачи в аренду своих перерабатывающих мощностей и поэтому

⁵ См.: Денисова Т., Сергеева В. Когда тонна равна баррелю...// Нефтегазовая вертикаль. –2000.– № 12.

почти не платит акцизные налоги⁶. Подобная же схема широко используется и «Газпромом» при формировании тарифов на транспортировку природного газа. Так, доля арендной платы в структуре тарифа превышает 35% (соответственно уменьшаются прибыль и выплаты по данному налогу).

В таких регионах, как Омская, Иркутская, Ленинградская области, Республика Башкортостан, нефтеперерабатывающие подразделения ВИК являются одними из основных налогоплательщиков. Например, доля «Сибнефти», представленной дочерними компаниями (Омским НПЗ и АО «Омскнефтепродукт»), в бюджете Омской области в 1999 г. превысила 45%⁷.

Основная проблема перерабатывающих регионов с точки зрения налогообложения нефтегазового сектора состоит не только в том, что перевод заводов на толлинговые схемы (процессинг) существенно уменьшает налогооблагаемую базу, но также и в том, что большинство НПЗ России отличает высокая степень изношенности основного капитала (свыше 80%). Поэтому, например, перевод на налогообложение прибыли может привести к полному исчезновению налоговых поступлений в соответствующие региональные бюджеты.

1.1.3. Потребляющие регионы

Все без исключения регионы являются потребителями нефтепродуктов. Следовательно, необходимость адекватной и прозрачной системы налогообложения нефтегазового сектора в той или иной степени (в зависимости от величины потребления на душу населения) актуальна для всех регионов. Основные проблемы формирования такой системы связаны с обеспечением прозрачности всех операций в сфере нефтепродуктообеспечения, а также с повышением степени собираемости налогов в указанной сфере.

При этом следует иметь в виду, что интересы регионов в данном вопросе достаточно противоречивы. С одной стороны, поддержание более низких цен на нефтепродукты повышает конкурентоспособность региональной экономики. С другой стороны, увеличение налогообла-

⁶ См.: Кучеренко В. Как долги отдать и экономику поднять// Российская газета. – 2000. – 2 дек.

⁷ См.: Интервью с губернатором Омской области Л. Полежаевым// Независимая газета – Регионы. – 1999. – 7 дек.

гаемой базы может быть обеспечено, в частности, и ростом цен на нефтепродукты.

Важно отметить, что на российских региональных рынках нефтепродуктов доминирующей тенденцией является переход от конкуренции к олигополии и даже монополии. Состояние конкуренции в большинстве регионов России (за исключением, пожалуй, Москвы и Санкт-Петербурга) было характерно для первоначального этапа формирования системы торговли нефтепродуктами – для того периода времени, когда к торговле нефтепродуктами получили доступ независимые трейдеры. В дальнейшем по мере консолидации материальных и финансовых потоков в рамках ВИК все меньшее число независимых трейдеров стали способны функционировать на рынке. Так, на территории Новосибирской области в течение последних полутора лет закрылось около 90 АЗС из 250. Основная причина – консолидация материальных потоков в рамках компаний «Сибнефть» и «ЮКОС» (представленных в равных долях в собственности основного поставщика нефтепродуктов в регион – АО «Новосибирскнефтепродукт»).

Анализ обобщенной динамики структуры внутри российского рынка нефтепродуктов показывает стремление нефтяных компаний к достижению значительных и устойчивых объемов реализации – поддержанию высокого уровня оборота⁸, что позволяет обеспечить в большей степени именно крупная организационная структура. Для мелких компаний важнее другие направления: поддержание уровня цен; сохранение и увеличение рентабельности операций (чему, однако, препятствует конкуренция между ними); расширение сфер влияния в регионах, где деятельность крупных компаний затруднена (в сельской местности); участие в тендерах по снабжению социально значимых потребителей и др.

С точки зрения реализуемости предлагаемые изменения налогообложения сферы нефтепродуктообеспечения, и прежде всего перенесение основной части налогов с нефти на нефтепродукты, связаны с возможностью учета на региональном уровне объемов реализации и обеспечения собираемости данных налогов. К числу благоприятных факторов при этом, несомненно, относится отмеченная выше тенденция к монополизации региональных рынков отдельными крупными ВИК. Так, например, по состоянию на конец 2000 г. «ЮКОС» (по признанию

⁸ См.: Sagers, M. J., Didenko I. A., Kryukov V. A. Distribution of refined petroleum products in Russia// Post-Soviet Geography and Economics. – 1999. No.6. – P. 407–439.

президента компании М. Ходорковского) *«фактически в эксклюзивном режиме обслуживает 14 регионов»*⁹.

Не случайно поэтому, например, при формировании доходной базы бюджета администрация Томской области видит выход в создании отдельной программы работы с крупными налогоплательщиками, в числе которых «Томскнефть», Томский нефтехимический комбинат (ТНХК), «Востокгазпром», «Томскнефтегазгеология»¹⁰. Администрации стремятся заключать в подобных случаях соглашения с подразделениями крупных нефтяных компаний. В тех случаях, когда в регионе работают разнопрофильные подразделения различных нефтяных компаний, соглашения о сотрудничестве имеет только владелец большей части инфраструктуры нефтепродуктообеспечения. Его же обычно назначают «уполномоченным» по поставкам топлива в регион (для предприятий агропромышленного комплекса и бюджетников)¹¹.

Немаловажно и то, что региональные власти, как правило, стремятся «защитить» и «отстоять» свою налогооблагаемую базу в части, касающейся поступления налогов в региональные бюджеты. Поэтому переход от налогообложения нефти к налогообложению нефтепродуктов, например, потребует, на наш взгляд, дополнительных мер по налаживанию конструктивного сотрудничества региональных и федеральных органов управления.

Как видно из предварительного рассмотрения связи проблем налогообложения нефтегазового сектора с формированием финансовых ресурсов регионов, имеются весьма существенные особенности в случае регионов различного типа – добывающих (при этом также имеющих различия внутри группы – об этом см. подробнее ниже), перерабатывающих и потребляющих. Данные особенности должны учитываться при реформировании системы налогообложения нефтегазового сектора.

1.2. Регионы различного типа: более детальная характеристика

Анализ, результаты которого приведены выше, дает в значительной степени усредненную картину. В то же время в каждом отдельном ре-

⁹ Коммерсантъ. – 2000. – 15 сент.

¹⁰ Ведомости. – 2000. – 11 окт.

¹¹ См.: Азарова С. Практически поделили// Нефть и капитал. – 2000. – № 6. – С. 85–88.

гионе имеются свои специфические черты. Эти черты обусловлены не только наличием или отсутствием на данной территории тех или иных сегментов технологической цепочки нефтегазового сектора, но и особенностями структуры экономики различных регионов, уровнем экономического развития и т.д. Поэтому приводимая далее выборка регионов была осуществлена по содержательно-проблемным признакам с учетом рассмотренных особенностей влияния различных сегментов нефтегазового сектора на экономику регионов.

Поскольку нефтедобывающая отрасль играет значительную роль в российской экономике, основное внимание далее уделено нефтедобывающим регионам. В данной группе регионов различия связаны с тем, что нефтедобыча:

- находится на различных стадиях развития – на стадии её увеличения (Ненецкий автономный округ, Республика Коми) или же постепенного снижения (Республика Татарстан, Ханты-Мансийский автономный округ);
- имеет разную степень влияния (определяющее или значительное), а может быть, участвует лишь в решении локальных проблем, как, например, на территории Новосибирской области.

Для анализа были выбраны территории, различающиеся ресурсным потенциалом, степенью выработанности запасов углеводородов и стадиями разработки имеющихся месторождений, а также значимостью для национальной экономики (*табл. 1.2, 1.3*).

Доля выбранных регионов в доходах российской бюджетной системы (в региональной и федеральной ее частях) колеблется от 0,9 (Томская область) до 8,5% (Ханты-Мансийский округ). Безусловно, регионы неравнозначны и по социально-экономическому положению, в частности по численности населения. С учетом данного обстоятельства характеристика вклада регионов в российскую (в частности в региональную) экономику дополнена данными о среднедушевом производстве валового регионального продукта (ВРП) (см. *табл. 1.3*). В 1997 г. уровень этого показателя был выше среднероссийского в таких добывающих субъектах Федерации, как Республика Коми, Республика Татарстан, Томская и Тюменская (включая Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа) области. Значения данного показателя в других включенных в рассмотрение регионах, имеющих в структуре хозяйства отдельные сегменты нефтегазового сектора, были близки к рассчитанному для Российской Федерации в целом.

Таблица 1.2

Доля отдельных регионов в бюджетном потенциале России в 1997 г., %

Регион	Поступления в бюджеты			Распределение доходов между бюджетами	
	всего	федеральный	региона	федеральный	региона
Ханты-Мансийский АО	7,8	8,5	7,3	24,6	75,4
Ямало-Ненецкий АО	3,2	2,8	3,6	48,7	51,3
Татарстан	2,8	1,7	3,7	34,0	66,0
Нижегородская область	2,3	2,7	2,1	48,2	51,8
Башкортостан	2,2	1,4	2,7	24,3	75,7
Новосибирская область	1,3	1,1	1,5	25,7	74,3
Тюменская обл. (юг)	1,3	0,9	1,5	24,5	75,5
Омская область	1,2	1,0	1,3	26,9	73,1
Республика Коми	1,1	1,0	1,2	36,9	63,1
Томская область	1,0	0,9	1,1	41,2	58,2
Российская Федерация	100,0	100,0	100,0	42,0	58,0

Таблица 1.3

Валовый региональный продукт на душу населения, тыс. руб.

Регион	1994	1995	1996	1997
Республика Коми	5510,5	16250,7	17433,6	23285,7
Нижегородская область	4004,1	9420,2	11444,7	14293,7
Республика Татарстан	3237,0	10067,2	15316,1	17813,5
Республика Башкортостан	3509,3	9645,8	13550,7	15713,1
Новосибирская область	3229,3	8377,4	11599,5	14220,1
Омская область	3106,4	9532,8	13119,2	15526,5
Томская область	4125,5	11896,0	16601,8	19836,0
Тюменская область*	10573,0	34421,4	57776,2	65460,3
Российская Федерация **	<u>4117,3</u> 3583,7	<u>10398,8</u> 9562,2	<u>14523,2</u> 13230,0	<u>17120,7</u> 15794,1

* Расчет ведется с 1994 г. По автономным округам, входящим в состав краев и областей, данный показатель официально не разрабатывается.

** По итогу в числителе показаны данные о производстве ВВП по Российской Федерации, в знаменателе – сумма валовых региональных продуктов по субъектам Российской Федерации.

Существенная неопределенность экономической ситуации в России вызвана не только чисто экономическими причинами, но и значительной «подвижностью» характера и форм отношений между регионами и Федерацией в целом. Становление федеративного государства происходит в условиях процветающего торга, как политического, так и экономического. Результаты торга влияют на объемы всех видов налоговых поступлений в региональные бюджеты. В частности, регионы устанавливают налоговые льготы и «каникулы», новые налоги и сборы (за рамками своей налоговой компетенции и полномочий), а также добиваются получения эксклюзивных условий распределения налогов по уровням государственной иерархии, как это происходит в Республике Татарстан (см. ниже). Имеет место и налоговая конкуренция между регионами, которая проявляется не столько в снижении законодательно установленных ставок налогов и предоставлении иных официальных льгот по их уплате, сколько в изменении неформального налогового режима. Бизнесу неявно разрешается не платить определенную часть налогов, как региональных, так и федеральных¹².

Федеральное правительство, в свою очередь, «покупает» лояльность региональных лидеров («бедных» регионов – трансфертами, а регионов, обладающих богатыми запасами природных ресурсов, – особыми правами на их использование). Борьба за экономические ресурсы тесно переплетается с соперничеством за власть и легитимность. Безусловно, нужно отдавать себе отчет в том, что налоговая система имеет сильную взаимозависимость с политическими процессами, а также с другими социально-экономическими и финансовыми аспектами.

Поэтому характеристика выбранных регионов дополнена показателями, описывающими¹³:

- величину и структуру доходов региональных бюджетов (табл. 1.4);
- динамику производства ВРП и структуру производства в промышленности;
- использование трудовых ресурсов территории;
- уровень благосостояния населения (денежные доходы, прожиточный минимум и их соотношение).

¹² См.: Яковлев А. Черный офшор// Эксперт. – 2000. – № 40. – С. 12–16.

¹³ Основной массив данных, приводимых в табл. 1.2–1.4, взят из статистического сборника «Регионы России» (М.: Госкомстат РФ, 1998). Ссылки на другие источники даются дополнительно.

Из-за недостаточной объективности, а также неполноты имеющихся статистических данных (особенно в региональной статистике) получить адекватную картину «чистого» влияния различных сегментов нефтегазового сектора на социально-экономическое положение региона затруднительно. Так, на основе официальных данных трудно оценить долю теневого сектора экономики, недостаточно данных о численности самозанятого населения, практически отсутствует статистика о межрегиональных потоках продукции и ресурсов. Имеет место конфиденциальность некоторых экономико-финансовых показателей хозяйствующих субъектов (особенно это касается отражения различных схем так называемой «налоговой оптимизации» в рамках крупных нефтяных компаний) и т.д. В то же время авторам представляется, что для целей настоящего исследования важны не столько абсолютные значения показателей, сколько соотношения показателей, характеризующих социально-экономическое положение того или иного региона в сравнении с другими, во взаимосвязи с рассмотрением проблем различных сегментов нефтегазового сектора на региональном уровне.

Таблица 1.4

Доходы региональных бюджетов на душу населения,
для 1997г. – млн руб., для 1998 г. – тыс. деном. руб.

Регион	1997	1998
Республика Коми	4,4	4,45
Нижегородская область	2,19	2,34
Татарстан	5,24	4,25
Башкортостан	3,04	3,45
Новосибирская область	2,21	1,89
Омская область	2,62	2,5
Томская область	3,41	2,61
Тюменская область	14,17	12,82
Ханты-Мансийский АО	18,88	16,53
Ямало-Ненецкий АО	28,58	26,68

Очевидно, что на социально-экономическое состояние любого региона (и в частности, на величину показателей уровня жизни населения) влияет множество факторов, причем взаимосвязанно. При этом немаловажное значение имеет их сочетание. Поэтому в настоящих ус-

ловиях не представляется возможным дать комплексную и достаточно точную характеристику состояния региона с точки зрения влияния нефтегазового сектора, и тем более при применении различных систем налогообложения.

Наличие и масштабы присутствия сегментов нефтегазового сектора в рамках выбранных регионов охарактеризованы «в натуральном виде» в *табл. 1.5*. Некоторое представление о различиях в уровне жизни дает показатель «соотношение среднедушевых денежных доходов и величины прожиточного минимума» (*табл. 1.6*).

Таблица 1.5

Добыча и переработка углеводородов на душу населения

Регион	Добыча нефти, т		Добыча газа, тыс. куб. м		Переработка нефти, т	
	1997	1998	1997	1998	1997	1998
Республика Коми	6,7	8,2	3,0	3,3	3,2	2,4
Нижегородская область	–	–	–	–	3,3	2,5
Татарстан	6,8	6,8	0,2	0,2	...	...
Башкортостан	3,3	3,1	0,1	0,1	6,1	5,6
Новосибирская область	0,0	0,0	–	–	–	–
Омская область	–	–	–	–	7,4	6,0
Томская область	6,1	5,7	0,1	0,1	0,0	0,0
Тюменская область	62,6	61,8	163,4	169,4	1,0	1,1
Ханты-Мансийский АО	125,2	123,9	13,9	13,9	2,2	2,3
Ямало-Ненецкий АО	64,0	61,6	1018,7	1057,2	0,0	0,0

Видно, что рассматриваемые регионы имеют не только различные характеристики регионального нефтегазового сектора, но и существенно различающиеся показатели социально-экономической обеспеченности. Во многом различия в значениях этих показателей обусловлены вкладом именно нефтегазового сектора в формирование финансовых ресурсов регионов. На начало 2000 г. доля налоговых поступлений от нефтегазового сектора в федеральный бюджет составила 25%, в региональный бюджет Республики Коми – 60, Нижегородской области – 10, Татарстана – 50, Башкортостана – 30, Новосибирской области –

менее 5, Омской – 50, Томской и Тюменской – по 60, Ханты-Мансийского АО – 85, Ямало-Ненецкого АО – 95%.

Как правило, более высокий уровень среднедушевых показателей производства нефти и нефтепродуктов на той или иной территории определяет и более высокую долю вклада нефтегазового сектора в формирование доходов регионального бюджета. Хотя при этом следует отметить, что данная зависимость далеко не безусловная. Так, второе место по добыче нефти на душу населения в РФ занимает Ненецкий АО (более 85 т на душу населения), в то же время по показателю бюджетной обеспеченности населения эта территория находится в седьмом десятке среди субъектов Федерации. Основная причина кроется в широком применении нефтедобывающими компаниями трансфертных цен и схем «налоговой оптимизации».

Таблица 1.6

Соотношение среднедушевых денежных доходов и величины прожиточного минимума, %

Регион	1995	1996	1997	1998
Республика Коми	187	206	266	219
Нижегородская область	177	189	208	179
Татарстан	205	217	242	217
Башкортостан	155	181	205	177
Новосибирская область	134	140	177	135
Омская область	179	207	224	188
Томская область	176	189	220	168
Тюменская область	276	327	382	345
Ханты-Мансийский АО	...	...	441	385
Ямало-Ненецкий АО	...	...	467	397
Российская Федерация	195	206	226	197

Соответственно отмеченным различиям между регионами меняется их позиция по отношению к тем или иным направлениям реформирования системы налогообложения в нефтегазовом секторе. Регионы с определяющим влиянием нефтегазового сектора (прежде всего добывающие) стремятся к сохранению и поддержанию стабильно высоких

налоговых поступлений. Поэтому переход к рентному налогообложению (или налогообложению прибыли) с ограничением применения системы трансфертного ценообразования является одним из их основных приоритетов.

Перерабатывающие регионы (такие, как Омская область и Республика Башкортостан) стремятся прежде всего к ограничению использования трансфертного ценообразования, а также толлинговых и лизинговых схем расчетов с нефтеперерабатывающими предприятиями в рамках ВИК. Для таких регионов увеличение доли отчислений в региональные бюджеты возможно при переносе тяжести налогообложения на рынок нефтепродуктов.

Потребляющие (и частично перерабатывающие) регионы – Москва, Санкт-Петербург, а также Московская и Нижегородская области – стремятся преимущественно к получению закреплённой части налоговых отчислений при переносе тяжести налогообложения на реализацию нефтепродуктов.

Данные «обобщённые стратегии», вместе с тем, имеют определённые региональные особенности. Рассмотрим их также на примере отдельных регионов.

1.3. Характеристика регионов-представителей¹⁴

1.3.1. Тюменская область (Уральский федеральный округ)

В настоящее время Западная Сибирь является основной нефтегазодобывающей провинцией России. Ее освоение началось в 60-х годах, и сегодня эта провинция уже миновала стадию зрелости. Пик добычи пришелся на 1987–1988 гг., когда добыча нефти только в Тюменской области достигала 411 млн т. К настоящему времени уровень добычи в Западной Сибири снизился почти в 2 раза.

На территории области расположены два автономных округа – самостоятельные субъекты Федерации: Ханты-Мансийский (ХМАО) и Ямало-Ненецкий (ЯНАО).

¹⁴ Характеристики регионов подготовлены преимущественно с использованием официальных интернет-ресурсов региональных администраций по состоянию на ноябрь 2000 г. В случае использования других источников даются дополнительные ссылки.

Ханты-Мансийский автономный округ

Отраслевая структура промышленности округа в 2000 г. была следующей: нефтедобыча составляла 80,5%; электроэнергетика – 12,6; газоперерабатывающая промышленность – 5,6; менее чем по 1% в объеме промышленного производства обеспечивали машиностроение и металлообработка, лесозаготовительная и деревообрабатывающая промышленность, промышленность строительных материалов, пищевая промышленность. Данные о производстве продукции в 1998–1999 гг. приведены в *табл. 1.7*.

Основу экономики Ханты-Мансийского автономного округа составляет **нефтедобыча**. В регионе добывается более половины всей российской нефти (по итогам 1999 г. – 58%). По многочисленным оценкам округ еще не менее двух десятилетий будет оставаться основным нефтедобывающим регионом России. В то же время он занимает второе место в России по выработке электроэнергии и третье – по добыче природного газа. На территории округа имеется значительный потенциал лесных угодий с запасами ценных пород (более 3 млрд куб. м). Выявлены запасы цветных, черных и редких металлов. Кроме того, округ богат рыбными ресурсами.

Таблица 1.7

Основные показатели промышленного производства в ХМАО

Показатель	1998	1999
Объем промышленного производства, млрд руб.	77,2	155,0 ¹⁵
Добыча нефти и газового конденсата, млн т	166,7	163,0
Добыча газа, млрд куб. м	18,7	19,4
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч	50,6	53,3
Производство дизельного топлива, тыс. т	846,0	850,0
Производство бензина, тыс. т	280,0	280,0

В 1999 г. на территории ХМАО осуществляли свою деятельность 36 нефтегазодобывающих предприятий. Основные объемы добычи на

¹⁵ Показатель рассчитан в действующих ценах. В сопоставимых ценах 1998 г. объем промышленного производства 1999 г. составил 78,9 млрд руб.

территории округа в указанном году обеспечили «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (44,5 млн т), «Сургутнефтегаз» (37,5 млн т), «ЮКОС» (20,5 млн т), ТНК (19,7 млн т), «Сиданко» (12,8 млн т), «Славнефть» (11,9 млн т), «Томскнефть» (4,5 млн т).

Особое место среди работающих в ХМАО компаний занимает вертикально интегрированная компания «Сургутнефтегаз», зарегистрированная в округе (г. Сургут). На предприятии работает 83 тыс. чел.¹⁶. Уникальное положение данной компании во многом объясняется тем, что по итогам 1999 г. она имела один из самых высоких уровней прибыли – свыше 1,2 млрд долл. (после выплаты налогов) – и при этом не имела задолженности по платежам в бюджеты различных уровней. В то же время в рамках компании не применялись трансфертные цены, что является веским аргументом против утверждений, что отказ от трансфертных цен немедленно приведет к повышению цен на нефтепродукты на внутреннем рынке России.

В состав компании входят нефтедобывающее предприятие «Сургутнефтегаз», Киришский НПЗ (Ленинградская область), пять сбытовых предприятий, работающих в шести регионах России. Компания постоянно наращивает объемы производства. Сегодня она добывает около 40 млн т и перерабатывает 17 млн т нефти, производит около 11 млрд куб. м газа, выпускает 40 видов и реализует более 12 млн т нефтепродуктов в год. При этом наращиваются объемы не только эксплуатационного, но и разведочного бурения. В «Сургутнефтегазе» отмечается один из самых низких процентов бездействующего фонда скважин – 7,5%.

Основные крупные месторождения на территории ХМАО, введенные в разработку ранее, находятся уже в стадии падающей добычи. Так, на долю 12 крупнейших месторождений приходится 80% совокупной добычи за все годы эксплуатации, а на малые месторождения с удельными извлекаемыми запасами менее 30 млн т – лишь 3%. Ярким примером чрезвычайно высоких темпов отработки служит месторождение Самотлор. Добыча нефти здесь при существующей налоговой системе после 2000 г. станет нерентабельной. Не вызывает сомнения то обстоятельство, что лучше эволюционно менять налоговую систему и продлить жизненный цикл Самотлора, чем нести затраты по переселению 250 тыс. жителей г. Нижневартовска, у которых практически нет

¹⁶ См.: Фазулина Г. Отличная компания. От других// Эксперт. – 2000. – № 41. – С. 6–7.

возможности выбирать другую сферу занятости. Поэтому с точки зрения как региона, так и нефтяных компаний в случае старых, длительное время разрабатываемых месторождений целесообразным является переход к налогообложению прибыли. Однако при этом возникает проблема обоснованности уровня издержек.

Возрастание роли и удельного веса малых, сложных и удаленных месторождений на территории ХМАО находится в явном противоречии с доминированием крупных компаний и аффилированных с ними структур (их доля в суммарной добыче сейчас превышает 95%). Поэтому имеют место тенденция к росту издержек (по причине прекращения действия фактора экономии масштаба) и постоянный прессинг со стороны крупных компаний относительно предоставления им новых и новых налоговых льгот и уступок¹⁷. Доля налогов в цене на нефть по предприятиям ХМАО варьируется от 40 до 60%.

На основе нефтегазодобычи выросла мощная электроэнергетика региона. По производству электроэнергии округ занимает второе место в стране после Иркутской области. Крупнейшие в России Сургутская ГРЭС и Нижневартовская ГРЭС работают на попутном газе.

В структуре доходов регионального консолидированного бюджета основную часть составляют налоговые поступления (в 1998 г. – 64,1% всей доходной части бюджета). В 1997 г. лидирующее положение среди источников дохода составляли платежи за пользование природными ресурсами (29,3%).

На 2001 г. в округе подготовлен проект бюджета на уровне предыдущего года – по доходам в сумме около 56 млрд руб. В 2000 г. за счет высоких экспортных цен на нефть доходы регионального бюджета выросли более чем вдвое по сравнению с 1999 г. (с 21 до 56 млрд руб.)¹⁸.

К числу основных проблем, связанных с реформированием налогообложения в нефтегазовом секторе, с точки зрения ХМАО как добывающего региона можно отнести:

- широкое применение крупными компаниями системы трансфертного ценообразования (что, несмотря на значительный рост доходов регионального бюджета, не позволяет сформировать достаточные финансовые ресурсы для улучшения структуры экономики региона);

¹⁷ См.: Крюков В. Институциональные преобразования в нефтегазовом комплексе: теоретические основы и российская практика – М.: ИНП РАН, 2000.

¹⁸ Ведомости. – 2000. – 5 сент.

- негибкость существующего налогообложения, которое не отражает особенности изменения ресурсной базы нефтедобычи (более адекватным здесь представляется налогообложение прибыли, точнее, сверхприбыли).

Ямало-Ненецкий автономный округ

Отраслевая структура промышленности округа в 1999 г. была следующей: на долю электроэнергетики приходилось 4,9%, топливной промышленности – 92,4, прочих отраслей – менее чем по 1%. Основные показатели промышленного производства в ЯНАО за 1998 г. таковы:

- объем промышленного производства – 35,5 млрд руб.;
- добыча нефти и газового конденсата – 30,5 млн т;
- добыча газа – 523,0 млрд куб. м;
- производство электроэнергии – 1,45 млрд квт·час;
- производство тепловой энергии – 14,5 млн Гкал;
- первичная переработка нефти – 0,3 млн т;
- производство дизельного топлива 0,2 млн т;
- производство бензина – 29,2 тыс. т.

Основой экономики округа, безусловно, является **добыча газа**, которая составляет более 90% российского производства. Помимо этого на территории ЯНАО добывается около 10% российской нефти. Ямало-ненецкий природный газ играет ведущую роль не только в экономике России и стран СНГ, но и в энергетике многих европейских государств. Есть все основания полагать, что в будущем роль природного газа не только не уменьшится, но даже повысится. В округе велики запасы жидких углеводородов, что служит предпосылкой для сохранения стабильно высоких уровней добычи нефти и газового конденсата и для ее устойчивого роста в будущем. Нетронутыми лежат уникальные запасы руд и твердых полезных ископаемых в зоне Полярного Урала. Велики ресурсы природного газа и нефти на шельфе северных морей, омывающих территорию ЯНАО.

Потенциальные ресурсы природного газа оцениваются в 29 трлн куб. м, доказанные – в 9 трлн куб. м. Запасы разведанных и эксплуатируемых в настоящее время месторождений неуклонно сокращаются (в 2000 г. – на 24 млрд куб. м). В последние годы прирост промышленных запасов природного газа компенсирует его добычу менее чем наполовину. Эксплуатируемые месторождения выработаны более чем на

треть, приближаются к стадии падающей добычи. Перспективной считается добыча газа на Бованенковском, Харасавэйском и Крузенштернском месторождениях, которые расположены в новом слабо освоенном районе на территории п-ова Ямал. Поэтому проект освоения данных месторождений предполагает не только обустройство самих месторождений, но и строительство объектов общерайонной инфраструктуры (железной дороги, завода по переработке газового конденсата в районе мыса Харасавэй, системы газопроводов протяженностью около 12 тыс. км и пропускной способностью более 60 млрд куб. м в год для подачи газа в центральные районы России и западно-европейским потребителям).

Доминирующее положение в добыче и транспортировке природного газа ЯНАО занимает *ОАО «Газпром»*, а в добыче нефти – *ОАО «Сибнефть»* (с подразделениями *АО «Ноябрьскнефтегаз»* и *АО «Ноябрьскнефтегеологоразведка»*).

Состояние основного капитала в добыче и транспорте природного газа характеризуется высокой степенью изношенности. Так, седьмая часть магистральных газопроводов эксплуатируется более 30 лет, пятая часть – от 20 до 30, треть – от 10 до 20 лет¹⁹.

Уже длительное время «Газпром» не может осуществлять необходимые инвестиции в восстановление элементов действующего основного капитала и освоение новых месторождений. Причины кроются в существующей системе налогообложения и высокой доле неоплачиваемых поставок природного газа на внутренний рынок и в страны СНГ (прежде всего на Украину, в Молдавию и Белоруссию). При этом компания стабильно выплачивала налоги в федеральный бюджет за счет экспортной выручки и заимствований на внешних финансовых рынках.

Что же касается внесения налоговых платежей в бюджет территории, то здесь ситуация складывается не столь благополучно. Для примера возьмем плату за недра – один из важнейших налогов в горнодобывающей промышленности, введенных при переходе к платному недропользованию. За 2000 г. платежи предприятий «Газпрома», действующих на территории округа, составили почти 4 млрд руб. (65% от всей суммы платежей за недра). Однако доля взаимозачетов в платежах «Газпрома» достигала почти 80%, тогда как по предприятиям нефтедобывающей промышленности – примерно 40%. Недоимка по уплате налога с учетом накопленного долга на 1 января 2001 г. по предпри-

¹⁹ Российская газета. – 2000. – 23 нояб.

ям «Газпрома» равнялась 42% к сумме начисленных платежей, а по нефтедобывающим предприятиям – только 9%. При этом нефтяники платят примерно 63 руб. в расчете на тонну добываемого сырья, а предприятия «Газпрома» – всего 9 руб. (в пересчете на нефтяной эквивалент).

Монопольное положение в экономике ЯНАО одной компании – ОАО «Газпром», – к тому же имеющей отмеченные выше проблемы, привело к более сложной, по сравнению с ХМАО, ситуации с наполнением регионального бюджета. По данным Госкомстата РФ за 2000 г., объем налоговых поступлений в бюджетную систему округа составил 20,7 млрд руб. (всего доходов – 29,3 млрд руб.). Отчисления в федеральный бюджет увеличились за год почти на 62%, а в территориальный – на 56%. Вместе с тем за семь месяцев задолженность по платежам в бюджетную систему ЯНАО увеличилась на 11,7% и составила 12,9 млрд руб. Только к концу 2000 г. округ смог избавиться от дефицита бюджета. Одна из основных причин – падение добычи газа (в первом полугодии оно составило 2,6%) в сочетании с широко применяемой «Газпромом» системой трансфертного ценообразования²⁰. Если даже удастся в ближайшее время начать финансирование в необходимых объемах, то отдачу (увеличение объемов добычи природного газа) можно ожидать только через три–четыре года.

Основные разрабатываемые компанией месторождения природного газа вступили в стадию падающей добычи. Наиболее продуктивные залежи базовых месторождений в значительной степени выработаны (текущая газоотдача по Медвежьему составляет 80%, по Уренгойскому – 69%). Сеноманская залежь Ямбургского месторождения (текущая газоотдача – 50%) перейдет в стадию падающей добычи в 2002 г., т. е. весь газ, добываемый из этих залежей, будет низконапорным. Для добычи низконапорного газа потребуются новые технологии и реконструкция действующих промыслов, а также значительные инвестиции, что увеличит себестоимость добываемого газа. Подготовка и ввод в действие новых месторождений идут со значительным отставанием от тех сроков, которые были установлены при предоставлении компании прав на пользование недрами.

Обеспечить стабилизацию добычи природного газа можно только при увеличении степени вовлечения в инвестиционные процессы новых

²⁰ Ведомости. – 2000. – 5 сент.

независимых энергетических компаний – производителей газа. А для этого должен быть создан благоприятный налоговый климат. Существующая в настоящее время фискальная налоговая политика – с ориентацией на налогообложение валовых показателей производства и оборота – затрудняет развитие независимых производителей газа.

В такой ситуации как для газовой промышленности, так и для округа желателен переход к системе рентного налогообложения с ясными и стабильными принципами исчисления и уплаты налогов (при условии использования цен на природный газ, сформированных исходя из сравнительной эффективности альтернативных видов энергоресурсов)²¹.

Тюменская область (юг)

Южные районы области по своему социально-экономическому положению гораздо ближе, например, к Омской области (см. ниже), чем к Ямало-Ненецкому и Ханты-Мансийскому округам. Тем не менее в сравнении с другими регионами юга Сибири социально-экономическое положение этой территории представляется более предпочтительным в силу небольшого удельного веса оборонной промышленности и существования разнообразных хозяйственных связей с нефтегазовым Севером.

В рамках выполняемого исследования важен аспект административного устройства Тюменской области, благодаря которому в бюджет её южной части поступает 20% платежей за пользование недрами при добыче нефти и газа в автономных округах. На юге области, где объёмы добычи углеводородов незначительны, доля платежей за пользование недрами обеспечивает в последние годы от 30 до 60% доходов консолидированного бюджета этой части области.

Перерабатывающий сегмент представлен Тобольским нефтехимическим комбинатом, в составе которого:

- крупнейшая в Европе центральная газофракционирующая установка мощностью 3 млн т в год;
- крупнейшая в России установка по производству бутадиена (сырьё для получения каучука) мощностью 180 тыс. т в год;
- установка по производству изобутилена мощностью 80 тыс. т в год;

²¹ См.: Крюков В., Константинов В. Цена на природный газ в России – какой ей быть?» // Нефть и бизнес. – 1999. – № 5. – С. 2–11.

- крупнейшая в России установка по производству МТБЭ мощностью 100 тыс. т в год²².

В течение первой половины 2000 г. был завершен процесс консолидации контрольного пакета АО «Тобольский НХК» в руках аффилированной с «Газпромом» компании «СИБУР». Одновременно был осуществлен перевод финансово-экономических отношений новых владельцев и комбината на толлинговую схему.

Кроме того, южные районы Тюменской области являются зоной межрегиональных транзитных транспортных коридоров.

Отмеченные выше факторы определяют отношение юга Тюменской области к проведению налоговой реформы в нефтегазовом секторе:

- стремление к сохранению существующего порядка распределения платежей за пользование недрами в рамках сложно устроенных субъектов Федерации;
- ограничение сферы применения трансфертных цен;
- перенос тяжести налогообложения на рынок сбыта нефтепродуктов.

1.3.2. Томская область (Сибирский федеральный округ)

Томская область – индустриальный регион с высоким уровнем промышленного, технологического, научного и культурного развития, на юге – с развитым сельским хозяйством.

Основные природные богатства Томской области – лес, нефть, природный газ, каменный и бурый уголь, торф, формовочные и кварцевые пески, известняки, глины, железные руды, полиметаллы, минеральные воды. На 1 января 2000 г. на территории области для геологического изучения, разведки и добычи нефти и газа передано в пользование 46 участков недр (выдано 46 совмещенных лицензий), на которых находится 71 месторождение.

Отраслевая структура промышленности по состоянию на 1999 г. была следующая: доля электроэнергетики составляла 12,7%, нефтяной промышленности – 29,5, химической и нефтехимической промышленности – 34, машиностроения и металлообработки – 7,1, лесной и дере-

²² См.: Пономарев В. На родине Менделеева возрождают нефтехимическое производство// Нефть и капитал. – 2000. – № 4. – С. 64.

вообрабатывающей промышленности – 2,7, промышленности строительных материалов – 4,3%; доля других отраслей промышленности незначительна. В экономике области занято около 446 тыс. чел., или 96% трудоспособного населения, что существенно превышает средний уровень занятости в стране (74,7%).

В 1999 г. в области было добыто около 6,3 млн т нефти и конденсата, более 700 млрд куб. м свободного и попутного газа, более 500 тыс. т торфа, произведено 706,6 тыс. куб. м круглых лесоматериалов, 276 тыс. куб. м пиломатериалов.

Нефтегазодобывающую промышленность в регионе представляют ОАО «Томскнефть» (входящая в компанию «ЮКОС»), ОАО «Томскнефтегазгеология», ОАО «Востокгазпром», ЗАО «Томск-Петролеум-унд-Газ» и ряд других предприятий. По состоянию на 1 января 2000 г. в Томской области осуществлялась эксплуатация 19 нефтяных месторождений.

Основным нефтедобывающим предприятием в области является «Томскнефть». В процессе реформы нефтедобывающей промышленности постановлением правительства РФ в 1993 г. на базе АО «Томскнефть», АО «Томскнефтегазгеология», Ачинского НПЗ была организована Восточная нефтяная компания (ОАО «ВНК»). В 1997 г. правительство продало на аукционе контрольный пакет акций ВНК, который был приобретен нефтяной компанией «ЮКОС».

В 2000 г. общий объем платежей «ЮКОСа» в областной бюджет превысил 1700 млн руб., т. е. это составило около 300 руб. с каждой из 6 млн т добываемой на территории области нефти. В 2000 г. расчетная доля налоговых отчислений «ЮКОСа» в консолидированный бюджет области превысила 57%²³.

О роли нефтегазового комплекса в экономике Томской области в настоящее время свидетельствует, в частности, следующий факт. В конце 2000 г. областная администрация провела аукцион на право промышленной эксплуатации пяти первоочередных нефтегазовых участков (с общими разведанными запасами более 40 млн т нефти и около 40 млрд куб. м газа). Одной из основных причин проведения именно аукциона и именно в данное время была необходимость покрыть «живыми деньгами» 15-процентный дефицит бюджета региона на 2001 г.

²³ См.: Попов К. Может ли область ехать на одном налогоплательщике?// Красное Знамя (Томск). – 2000. – 25 мая.

Результаты превзошли все ожидания региональных властей: денежные ставки за участки в процессе аукциона выросли почти в пять раз против стартовой цены и превысили 40 млн долл. США вместо ожидаемых для покрытия бюджетного дефицита 700 млн руб.²⁴

Одним из крупнейших *перерабатывающих* предприятий Томской области является *Томский нефтехимический комбинат (ТНХК)*. Основная проблема ТНХК – отсутствие надежных поставок сырья для производства полимеров. До 1992 г. осуществлялись поставки прямогонного бензина с Омского и Ангарского НПЗ, а начиная с 1992 г. комбинат переживает значительные трудности. В 1999 г. группа компаний «Альянс» и ОАО «Востокгазпром» осуществили ряд мероприятий по антикризисному управлению на ТНХК, которые резко увеличили загрузку предприятия сырьем. В 2000 г. объемы поставок сырья на комбинат возросли более чем в 2 раза по сравнению с предыдущим годом. Это позволило существенно увеличить выпуск готовой продукции: производство полиэтилена возросло почти в 3 раза, высоколиквидного полипропилена – в 1,9 раза (причем, мощности производства полипропилена из-за нехватки сырья загружены только на 75%), этилена – в 3,2 раза, метанола – в 1,4 раза. В значительной степени решение проблем комбината связано с модернизацией производства и с сокращением издержек на производство продукции (в том числе и за счет формирования оптимальных схем движения материальных и финансовых потоков в рамках применения различных форм интеграции с нефтяными компаниями).

В области функционирует уникальный центр атомной энергетики и военно-промышленного комплекса – *Сибирский химический комбинат*, который является градообразующим предприятием г. Северска.

Томская область потребляет около 0,6 млн т нефтепродуктов в год, в том числе более 250 тыс. т бензина, около 200 тыс. т дизельного топлива и более 100 тыс. т мазута. Нефтепродукты поступают с Ачинского (73,8%), Омского (23,3%) и Ангарского НПЗ (2,9%).

В 1999 г. в Стрежевом был пущен мини-НПЗ с проектной мощностью переработки нефти 200 тыс. т в год. В 2000 г. начата промышленная эксплуатация второй очереди этого завода. Планируемый годовой объем производства бензина – 28 тыс. т. Завод принадлежит «Томскнефти». Производство нефтепродуктов на севере области позволит не-

²⁴ См.: Кравец В. «ЮКОС» собирает лицензии// Нефть и капитал. – 2001. – № 1. – С. 33.

сколько сократить внешние поставки бензина и дизельного топлива в эти районы, а также затраты на северный завоз.

Потребление природного газа в области (1297 куб. м/чел.) более чем вдвое меньше среднероссийского уровня. До 1999 г. в область поступало более 1,2 млрд куб. м газа для нужд энергетики, химической промышленности, коммунально-бытовой сферы.

Удельные значения валового регионального продукта, создаваемого в области, в 1990–1999 гг. на 15–20% превышали значения среднероссийского показателя. В 1999 г. ВРП Томской области составил 32,9 млрд руб., или 35,7 тыс. руб. на человека, тогда как душевой ВВП России равнялся 31,1 тыс. руб./чел.

Несмотря на значительную степень диверсификации экономики, область с полным основанием может быть отнесена к добывающим регионам. Как было отмечено выше, доля доходов в региональном бюджете, выплачиваемых «ЮКОСом», превышает 50%. Более того, в 1999–2000 гг. в Томской области возник значительный дефицит бюджета, который в определенной степени был вызван и политикой ценообразования в «ЮКОСе». Так, цены на нефть, установленные компанией в первой половине 2000 г., составляли 780 руб. за тонну, т. е. были значительно ниже тех, с которых по согласованию с областной администрацией должны взиматься налоги (1200 руб./т)²⁵. В тот период средняя цена нефти на внешнем рынке превышала 160 долл./т, а цена нефти на внутреннем рынке была более 3000 руб./т.

Поэтому для Томской области характерны те же проблемы и то же отношение к реформированию системы налогообложения нефтегазового сектора, что и для других добывающих территорий.

1.3.3. Республика Башкортостан (Приволжский федеральный округ)

Республика Башкортостан богата минеральным сырьем, особенно нефтью и попутным газом в Предуралье (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция). Первая промышленная нефть на территории Башкортостана была получена еще в 30-х годах. Но лишь спустя почти два десятилетия открытие и ввод в разработку крупных месторождений обеспечили динамичный прирост добычи нефти, пик которой пришелся на 1967 г. (47,8 млн т). В 1980 г. была добыта миллиардная тонна нефти, а

²⁵ Коммерсантъ. – 2000. – 30 июня.

к 1998 г. накопленная добыча превысила 1,5 млрд т. Период стабильной добычи (на уровне около 40 млн т в год) длился вплоть до 1981 г., после чего добыча стала снижаться.

В настоящее время нефтегазовый сектор республики находится на «постзрелой» стадии (подробнее об этом см. в разделах 3 и 4). В промышленную разработку введено 98% остаточных извлекаемых запасов, структура которых в динамике характеризуется постоянным ухудшением качества. На стадии падающей добычи сейчас находится 47 месторождений, содержащих 61,6% остаточных извлекаемых запасов, а на завершающей стадии разработки – 26 месторождений (16,2% запасов). На 75 разрабатываемых месторождениях, содержащих 86,1% остаточных запасов, обводненность нефти превышает 50%, из них на 30 месторождениях (65,5% запасов) обводненность – более 80%²⁶.

Начиная с середины 80-х годов основу экономики Башкортостана составляет нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность. Мощность первичных установок по переработке нефти превышает 40 млн т в год.

Структура промышленности по объемам производства в конце 90-х годов была следующей: на долю топливно-энергетической промышленности приходилось около 40% (в том числе на долю нефтедобывающей – более 20 и нефтеперерабатывающей – около 20%), химической и нефтехимической промышленности – 13, электроэнергетики – около 13, машиностроения и металлообработки – 10%; незначителен был удельный вес металлургии, лесной, деревообрабатывающей, целлюлозно-бумажной, легкой и пищевой отраслей промышленности.

Нефтегазодобывающая промышленность в настоящее время представлена региональной нефтяной компанией «Башнефть», которая в значительной степени обеспечивает финансовую стабильность Республики Башкортостан. Большинство подразделений и филиалов компании являются градообразующими, а их налоговые отчисления составляют критическую долю в десятках муниципальных бюджетов республики.

Объемы добычи нефти (включая газовый конденсат) в последние годы были следующими: в 1996 г. – 16,3 млн т, в 1997 г. – 15,4, в 1999 г. – 12,3 млн т. Добыча нефти на старых промыслах по объективным причинам снижается, поэтому приоритетными стали задачи выхода в дру-

²⁶ См.: Антонов К. Нефтегазовый потенциал Республики Башкортостан// Минеральные ресурсы России. – 1999. – № 2.

гие регионы, в частности в ХМАО. По заказу западно-сибирских нефтяных компаний башкирские специалисты давно ведут работы по капитальному ремонту и пуску бездействующего фонда скважин. В 1998 г. «Башнефть» выиграла тендер на два нефтеносных участка в ХМАО. Добытая нефть начинает поступать на перерабатывающие заводы Башкирии.

Нефтеперерабатывающая промышленность включает такие крупные предприятия как ОАО «Башнефтехим», ОАО «Салаватнефтеоргсинтез», ОАО «Башкирнефтепродукт». Необходимо отметить, что по инициативе правительства республики контроль над нефтяными потоками передан *Башкирской топливной компании (БТК)*, которая включает акционерную нефтяную компанию «Башнефть» и ОАО «Башнефтехим» (три нефтеперерабатывающих завода и один нефтехимический). В состав компании также включены «Башкирэнерго», «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы» и «Уралтранснефтепродукт». Объединение в масштабах республики нефтедобычи, нефтепереработки, нефтехимии и энергетики позволяет координировать тарифную политику, ресурсные потоки, рынки сбыта. Расчеты между участниками БТК ведутся по согласованным пониженным тарифам.

Доля ОАО «Башнефтехим» в российском производстве различных видов нефтехимической продукции составляет по автобензину – 13%, дизельному топливу – 12,7, ароматическим углеводородам – 25, полиэтилену – 15, полипропилену – более 50, этанолу – 50, фенолу и ацетону – 30%²⁷.

В последние годы объемы переработки нефти снижались: в 1996 г. они составили 21,97 млн т, включая газовый конденсат, в 1997 г. – 18,35, в 1998 г. – 17,26, в 1999 г. – 16,19 млн т. Автономность в обеспечении сырьем невозможна, поэтому остро стоит проблема привлечения внешних поставщиков. Нефтеперерабатывающая промышленность республики характеризуется, с одной стороны, избытком мощностей по первичной переработке нефти, с другой – недостатком вторичных мощностей, причем существующие мощности крайне изношены (до 80%).

ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» – второй по величине нефтеперерабатывающий комплекс Башкортостана (годовые объемы переработки нефти на уровне находятся на уровне 5,5–7 млн т), который также играет существенную роль в формировании бюджета республики. Предпри-

²⁷ См.: Печилина Г. Большой и очень голодный// Нефть и капитал. – 2000. – №10. – С. 38.

ятие ориентировано на переработку высокосернистой нефти, поступающей от «Башнефти». С учетом того, что такое качество нефти, как правило, характерно для многих месторождений на этапе падающей добычи (в том числе и для западно-сибирских), актуальность сохранения и развития мощностей данного предприятия должна возрастать. «Салаватнефтеоргсинтез» признан объектом республиканской собственности с соответствующим закреплением контрольного пакета акций за Госкомсобственностью Республики Башкортостан.

В годы реформ правительство республики помогало выживать таким предприятиям, устанавливая самые низкие в России расценки на электроэнергию. В итоге образовался огромный долг местным структурам «Газпрома», в счет погашения которого Башкортостан в 1998 г. передал госпакет акций «Салаватнефтеоргсинтеза» в доверительное управление на три года газовикам. «Газпром», в свою очередь, передал данные активы, как «непрофильные», в управление своей дочерней компании – ОАО «СИБУР». Тем не менее правительство республики продолжает поддерживать предприятие, в частности, предоставляя свои гарантии при получении кредитов. Надо заметить, что «СИБУР» в последнее время существенно расширил свое присутствие в республике – поставляет западно-сибирское сырье (с Тобольского НХК) и участвует в финансировании ряда проектов.

Химическая и нефтехимическая промышленность включает акционерные общества «Каустик», «Каучук», «Сода», «Уфимский завод эластомерных материалов, изделий, конструкций», «Уфахимпром», «Минудобрения», «Стерлитамакский нефтехимический завод».

В 1999 г. были переломлены многие негативные тенденции в экономической и социальной сфере, обеспечен устойчивый рост в ряде отраслей народного хозяйства. В условиях общего оживления экономической конъюнктуры реальный объем произведенного в 1999 г. в республике ВРП по отношению к предыдущему году вырос, по предварительной оценке, на 3,9%. Объем производства промышленной продукции составил 106,5% по отношению к предыдущему году.

Рост объемов промышленного производства обеспечен в основном опережающими темпами развития экспортно-ориентированных и импортозамещающих производств – машиностроения и металлообработки (на 49,7%), черной и цветной металлургии (на 13,6%), химической и нефтехимической промышленности (на 46%).

Основные поступления в бюджет в 1999 г. были обеспечены за счет следующих промышленных предприятий: НК «Башнефть» – 7,4%, ОАО

«Салаватнефтеоргсинтез» – 6,4, ГП «Баштрансгаз» – 3, АО «Башкир-энерго» – 3, АО «Уфанефтехим» – 2,6, ОАО «Новоил» – 2,5, АО «Уфа-оргсинтез» – 2,2, АО «УНПЗ» – 2,1%, АО «Сода» – 1,5%.

В 1999 г. впервые за многие годы удалось перевыполнить увеличенный в ходе исполнения план консолидированного бюджета по доходам на 7,2%. На увеличении поступлений налогов и обязательных платежей в бюджетную систему республики сказалось значительное улучшение финансовых показателей предприятий: объем полученной ими прибыли вырос более чем в 30 раз.

Нефтегазовый сектор играет определяющую роль в решении социально-экономических проблем республики. Для него, как это видно из изложенного выше, характерны:

- высокая степень выработанности запасов углеводородного сырья;
- наличие значительных мощностей в нефтепереработке и нефтехимии (которые к тому же имеют значительную степень износа);
- высокая степень вмешательства региональных органов власти в решение вопросов ценовой и тарифной политики.

Вполне очевидно, что отмеченные выше обстоятельства также предъявляют определенные требования к проведению реформы налогообложения в нефтегазовом секторе – обуславливают ориентацию на поддержание определенного уровня занятости в добыче нефти и природного газа (см. разделы 3 и 4). Республика также заинтересована в обеспечении высокой степени загрузки созданных ранее мощностей по переработке углеводородов. Данные требования могут быть реализованы только при условии стабильности и единообразия применяемых принципов налогообложения и ценообразования в рамках России в целом (регулирование цен и тарифов на региональном уровне отталкивает потенциальных поставщиков нефти из-за пределов республики).

1.3.4. Нижегородская область (Приволжский федеральный округ)

Нижегородская область не имеет собственной добычи углеводородов. Минерально-сырьевые ресурсы представлены общераспространенными полезными ископаемыми – преимущественно строительного назначения. В целом в структуре экономики преобладают обрабатывающие отрасли.

Современная отраслевая структура промышленности такова: доля электроэнергетики составляет 10%, топливной промышленности – 3, черной металлургии – 6, химической и нефтехимической промышленности – 10, машиностроения и металлообработки – 49, лесной, деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности – 3, промышленности строительных материалов – 2, легкой промышленности – 3, пищевой промышленности – 10%.

Крупнейшие предприятия и компании Нижегородской области – ОАО «ГАЗ», ПО «Нижегородстрой», авиастроительный завод «Сokol», ПО «Завод «Красное Сормово», ПО «Нижегородский машиностроительный завод», АО «Нижегородский завод «Нител», АО «Заволжский моторный завод», АО «Выксунский металлургический завод», АО «Нижегороднефтеоргсинтез» (НОРСИ), завод им. Свердлова; АО «Капролактам», Борский стекольный завод.

ОАО «НОРСИ» – одно из ведущих нефтеперерабатывающих предприятий страны по выпуску высококачественных топлив и смазочных масел. Весь ассортимент продукции насчитывает более 100 наименований. Нефтеперерабатывающее предприятие входит в нефтяную компанию «НОРСИ-ойл» (вместе со сбытовыми АО «Нижегороднефтепродукт», «Владимирнефтепродукт» и «Марийнефтепродукт»). Снабжает нефтепродуктами Республику Марий Эл, Владимирскую и Нижегородскую области.

Фактическая переработка нефти на предприятии в 1997 г. составила 12 млн т, в 1998 г. – 9,3 млн т. В 1997 г. предприятие перечислило в бюджетную систему налоговых платежей в сумме 423 млрд руб., в том числе в федеральный бюджет – 339 млрд, в региональный – 84 млрд руб. (более 10% всех доходов регионального бюджета)²⁸.

Мощности «НОРСИ-ойл» вполне достаточны для устойчивого снабжения нефтепродуктами трех названных регионов, а также для поставок в Мордовию и Чувашию (что, собственно, и имело место в 1995–1997 гг.). Однако начиная с 1999 г. объемы переработки нефти и соответственно поставки нефтепродуктов данной компанией в отмеченные выше регионы резко уменьшились. Причина – невозможность обеспечения стабильных поставок нефти на переработку. В 1999 г. «НОРСИ» переработал минимальный объем – 4,6 млн т. При этом переработка нефти стала осуществляться в основном на давальческой основе²⁹. В

²⁸ См.: Логунов П. Своему делу хозяин// Нефть России. – 1998. – № 8. – С. 7.

²⁹ По данным Госкомстата РФ, в первой половине 1998 г. на основе давальческого сырья в России было произведено 84% топочного мазута, 74,8% дизельного топлива и 73,5% автомобильного бензина (Нефть и капитал. – 2000. – № 3. – С. 86).

1999 г. «НОРСИ» имел самое дорогое сырье и практически самую дорогую «корзину» (см. *табл. 1.1*).

Сокращение поставок нефтепродуктов от «НОРСИ» привело к укреплению конкурентов – усилились позиции сбытовых организаций «ЛУКОЙЛа», Тюменской нефтяной компании (ТНК) и «Славнефти», а также связанных с ними розничных торговцев. Фактически произошла демонополизация рынка сбыта нефтепродуктов³⁰.

По результатам 1999–2000 гг. «НОРСИ» была самой проблемной компанией нефтегазового сектора России. Объемы переработки не превышали загрузку 20% мощностей по первичной переработке. Компания утратила до двух третей рынка нефтепродуктов Средне-Волжского региона. Принадлежащее ей АО «Марийнефтепродукт» (25% рынка нефтепродуктов республики Марий Эл) в конце 1999 г. отдано за долги (пока в залог) одной из дочерних компаний «Газпрома» (ОАО «Запсибгазпром»)³¹.

Через область проходят нефтепровод из Альметьевска на Ярославль и Рязань и газопровод из Саратова и Маннибаева (Татарстан) к Череповцу.

Нижегородская область – во многом типичный «перерабатывающий» регион. Поэтому основные проблемы связаны с формированием налогооблагаемой базы на стадии переработки нефти и оптово-розничной реализации нефтепродуктов. Такие изменения в системе налогообложения, как переход к налогообложению прибыли, перенос тяжести налогообложения на сегмент оптово-розничной торговли, напрямую отвечают интересам данного региона (также в силу того обстоятельства, что НПЗ «НОРСИ» является весьма современным предприятием).

1.3.5. Республика Коми (Северо-Западный федеральный округ)

Республика расположена на крайнем северо-востоке европейской части России. На ее территорию приходится около двух третей перспективных нефте- и газоносных земель континентальной части Тимано-

³⁰ См.: Ермишина И. На троих не получилось// Нефть и капитал. – 2000. – № 3. – С. 88,89.

³¹ См.: Ермишина И. «НОРСИ-ойл» спасает приданое// Нефть и капитал. – 2000. – № 2. – С. 93.

Печорской провинции, а также юго-восточная часть Мезенской перспективной провинции и северо-западная часть Волго-Уральской. В настоящее время здесь сосредоточено около половины запасов нефти и треть запасов газа Европейского Севера. Геологические запасы нефти Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (захватывающей также территорию Ненецкого автономного округа) достигают 4 млрд т, углеводородных газов – около 3 трлн куб. м. В провинции открыто 180 месторождений нефти, газа и конденсата.

В Республике Коми и Ненецком автономном округе (Архангельская область) в промышленной эксплуатации находится 38 нефтяных и нефтегазовых месторождений с остаточными извлекаемыми запасами нефти 567,3 млн т, два газоконденсатных и пять нефтегазоконденсатных месторождений с запасами газа 565,7 млрд куб. м. Обеспеченность добычи запасами в данной провинции является одной из самых высоких среди нефтедобывающих регионов страны, составляет 123 года. Геологическая изученность по углеводородам в настоящее время не превышает 30%³².

Достаточно высокий потенциал имеют месторождения коксующихся и энергетических углей Печорского бассейна, запасы которых составляют 213 млрд т. Угледобывающие предприятия республики обеспечивают потребности в коксующихся углях Череповецкого и Новолипецкого металлургических комбинатов, некоторых коксохимических предприятий центра России и Украины, а также снабжают целый ряд теплоэлектростанций и котельных близлежащих регионов России³³.

На разработку месторождений территории имеют лицензии 26 недропользователей – нефтяных компаний. В 1999 г. добычу нефти осуществляли только 18, причем половина из них – в незначительных объемах (существенно менее 100 тыс. т нефти в год)³⁴.

Топливо-энергетический комплекс Республики Коми представлен нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой, угольной отраслями и электроэнергетикой. На долю топливо-энергетического комплекса приходится свыше 70% общего объема промышленного произ-

³² См.: Республика – это судьба// Нефть России. – 2000. – № 2. – С. 6–13.

³³ См.: Спиридонов Ю. Запасов хватит на 70 лет// Нефть России. – 1997. – № 11. – С. 11–15.

³⁴ См.: Всерьез и надолго// Нефть России. – 2000. – № 3. – С. 15.

водства республики, в нем занята почти половина населения, работающего в промышленности в целом.

Нефтедобывающая отрасль республики представлена АО «Коминнефть», входящим в нефтяную компанию ОАО «КомиТЭК» (поисковые, разведочные и добычные работы – ОАО «Коминнефть», переработка нефти – Ухтинский НПЗ, переработка газа – Усинский ГПЗ, нефтепродуктообеспечение – ОАО «Коминнефтепродукт»). В 1999 г. контрольный пакет акций ОАО «КомиТЭК» был приобретен «ЛУКОЙЛом». «КомиТЭК» работает также на территории Ненецкого автономного округа. На балансе «КомиТЭК» состоит магистральный нефтепровод Харьяга – Усинск, являющийся единственным, по которому транспортируется продукция добывающих предприятий, работающих на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

АО «Коминнефть» в последние годы обеспечивало следующие объемы добычи нефти (включая газовый конденсат): в 1996 г. – 3,25 млн т, в 1997 г. – 3,59, в 1998 г. – 3,51, в 1999 г. – 3,63 млн т. Всего по итогам 1999 г. добыча нефти (включая газовый конденсат) в республике составила 9,5 млн т – на 1,4% меньше уровня 1998 г. В 80-е годы ежегодная добыча нефти доходила до 20 млн т в год, газа – до 20 млрд куб. м. За период с 1992 по 1999 г. произошло значительное сокращение эксплуатационного фонда скважин в «КомиТЭК» (на 30,4%).

В нефтедобывающей промышленности Республики Коми более половины объема добычи в последние годы обеспечивали совместные предприятия (СП), в создании которых приняли участие как лидеры мировой нефтяной промышленности – *Amoco*, *Conoco*, *Exxon*, *British Gas*, так и мелкие и средние добывающие фирмы из Канады, Франции, Швейцарии и других стран. В начале 90-х годов инвесторы, участвовавшие в образовании СП на территории Республики Коми, получили значительные налоговые, таможенные и экспортные льготы для добываемого сырья. Например, правительству республики удалось добиться, что практически вся продукция «КомиАрктикОйл» отправлялась на экспорт и была освобождена от таможенной пошлины, а продукция «НобельОйл» была освобождена от акциза³⁵.

³⁵ См.: Якимов А. Европейский Север России// Нефть России. – 2000. – № 3. – С. 14–17.

К настоящему времени совместные предприятия потеряли практически все предоставленные им ранее преимущества, в первую очередь право экспортировать 100% продукции. Налоговое бремя к 2000 г. в расчете на тонну добываемой нефти выросло более чем в 2,5 раза по сравнению с 1993 г. В результате иностранные участники выходят даже из таких крупных и успешно реализуемых проектов, как СП «КомиАрктикОйл», созданное в 1991 г. для освоения Верхневозейского нефтяного месторождения. За годы работы этого предприятия инвестиции в данный проект составили 259 млн долл. Практически все доходы СП от экспорта нефти реинвестировались в разработку месторождения. Во многом благодаря этому добыча нефти постоянно росла и к 1998 г. достигла 1,5 млн т. В 1999 г. разработка Верхневозейского месторождения стала приносить прибыль. На сегодняшний день СП уже практически поглощено «ЛУКОЙЛом», которому принадлежит около 95% его акций.

В целом иностранные компании постепенно теряют интерес к осуществлению проектов в рамках лицензионной системы недропользования (путем создания совместных предприятий). По данным Министерства топлива и энергетики РФ за последние три года в России не появилось ни одного нового СП в области нефтедобычи³⁶. Зарубежные инвесторы постепенно переориентируются на осуществление проектов в рамках соглашений о разделе продукции (СРП), которые обеспечивают более привлекательные условия для участников.

Состояние нефтедобывающей отрасли республики может быть охарактеризовано следующим образом³⁷:

- выработка запасов легкой нефти по основным разрабатываемым месторождениям составляет 60%;
- средняя обводненность продукции превышает 70%;
- максимальное количество запасов нефти промышленных категорий находится на балансе четырех предприятий – «КомиТЭК» с «НобельОйл» (137,3 млн т), «Битрана» (77,9 млн т), «Северной нефти» (59,5 млн т) и «КомиАрктикОйл» (43,3 млн т);
- поступления в республиканский бюджет от нефтегазодобывающих предприятий в 1999 г. обеспечены в объеме 1,5 млрд руб., что составляет около половины его доходной части.

³⁶ См.: Балахнина Д., Сергеева О. Десять лет в ожидании стабильности// Нефть России. – 2000. – № 7. – С. 18.

³⁷ См.: Якимов А. Европейский Север России.

Основным поставщиком нефтепродуктов на рынок республики является «КомиТЭК» (с конца 1999 г. – *Коми территориальное управление ОАО «ЛУКОЙЛ»*), на его долю приходится от 40 до 55% (в зависимости от вида топлива) от общего объема поставок нефтепродуктов для республики. Основные регионы – потребители нефтепродуктов – Республика Коми, Мурманская и Архангельская области. Кроме того, продукты из республики поставляются в 62 региона России, в первую очередь в северные регионы (более 60%).

Как уже отмечалось выше, в конце 1999 г. нефтяная компания «КомиТЭК» вошла в состав ОАО «ЛУКОЙЛ», территориальное управление которого в Коми отвечает за поставку нефти на переработку, занимается сбытом нефтепродуктов, решает финансовые вопросы. После прихода «ЛУКОЙЛа» структура отрасли заметно изменилась. «КомиТЭК» приобретает черты консолидированного нефтедобывающего предприятия: в его состав помимо «Коминнефти» входят ЗАО «НобельОйл» и «Битран». «ЛУКОЙЛу» принадлежит значительная часть акционерного капитала «КомиАрктикОйла» и «КомиКуэста». Местом регистрации «КомиТЭК», а значит, уплаты большинства налогов, остается Республика Коми. За 1999 г. в бюджет Усинска «КомиТЭК» и «Коминнефть» перечислили 137,2 млн руб., во внебюджетные фонды – 76,7 млн руб. Бюджет республики пополнился за счет налогов от «ЛУКОЙЛа» на 589 млн руб. В 2000 г. планировалось перечислить в бюджет Республики Коми 738 млн руб.³⁸

Правительство Республики Коми уже несколько лет проводит гибкую политику в сфере налогообложения нефтяной отрасли: освобождены от уплаты налогов за недропользование компании «Битран» и «НобельОйл». «Битран» и «НобельОйл» освобождены также от уплаты акцизных сборов, а «Коминнефть» – от платы за нефть, добываемую с применением термических методов.

Финансовый потенциал республики, сформированный за счет средств предприятий, бюджетов всех уровней и внебюджетных фондов, в 1999 г., по оценкам, был в 2,7 раза выше, чем в предыдущем году. Такому росту способствовало улучшение финансово-экономического положения предприятий и организаций, а также существенное повышение собираемости налогов. Улучшение конъюнктуры на мировом и внутреннем рынках нефти в 1999 и 2000 гг. позволили нефтедобывающим

³⁸ По оценкам президента ОАО «КомиТЭК» В. Зарубежнова (См.: *Всерьез и надолго// Нефть России.* – 2000. – № 3. – С. 18–20).

предприятиям стать рентабельными и направлять средства на развитие производства.

Полученная в 1999 г. в отраслях экономики прибыль в сумме 9,6 млрд руб. превысила уровень 1998 г. в 4 раза, а размер допущенных убытков снизился почти в 2 раза. Одновременно сократилось количество убыточных предприятий, особенно в промышленности – до 56,7% против 65,5% в 1998 г.

За 1999 г. *консолидированный бюджет* Республики Коми исполнен по доходам на 118,2%, а по расходам на 95,4%. Всего за 1999 г. в консолидированный бюджет республики поступило доходов на сумму 7,1 млрд руб., расходы консолидированного бюджета составили 6,7 млрд руб. Таким образом, по состоянию на 1 января 2000 г. наблюдался профицит консолидированного бюджета Республики Коми в сумме 383 млн руб. (5,7% к расходам).

Основными причинами, обусловившими улучшение (по сравнению с предшествующими годами) исполнения бюджета, являются оживление реального сектора экономики, в первую очередь, экспортно-ориентированных отраслей, и соответственно увеличение объемов уплачиваемых налогов и своевременность уплаты обязательных платежей в бюджеты Республики Коми. Республика является одним из немногих доноров федерального бюджета.

С точки зрения структуры нефтегазового сектора и его влияния на экономику Республика Коми может быть отнесена к добывающим регионам (несмотря на наличие нефтеперерабатывающего завода). Одной из основных особенностей данного региона является наличие территорий как с падающей добычей, так и с перспективной. Такое «соседство» вызывает необходимость, с одной стороны, стимулирования добычи нефти из истощенных залежей и сохранения занятости в традиционных районах добычи углеводородов, а с другой – стимулирования освоения новых месторождений в неосвоенных районах. В силу последнего обстоятельства, например, широкое распространение получила практика выдвижения новых проектов для включения в федеральный список проектов, подлежащих реализации на условиях соглашений о разделе продукции.

Не обошла Республику Коми и практика применения нефтяными компаниями трансфертных цен, особенно с приходом на территорию «ЛУКОЙЛа». Так, «НобельОйл» до вхождения в состав «ЛУКОЙЛа» продавал в первом квартале 2000 г. нефть по цене 3000 руб. за тонну,

а со второго квартала (после приобретения «ЛУКОЙЛом» контрольного пакета акций) – уже по цене 1400 руб. за тонну. Соответственно уменьшились и налоговые поступления в региональный бюджет³⁹.

1.3.6. Омская область (Сибирский федеральный округ)

Основными природными ресурсами Омской области являются почвенные ресурсы, позволяющие развивать крупное зерновое хозяйство и все виды животноводства. Полезные ископаемые области представлены сотнями месторождений кирпичных и керамзитовых глин, песков, торфов, сапропелей, бентонитов, известкового сырья, минеральных солей и лечебных грязей, термальных и минеральных вод. На севере области есть запасы нефти и газа, разведано крупное месторождение цирконитановых песков и редких земель. Геологическое изучение территории области продолжается.

В структуре хозяйства области преобладает индустриальный сектор. По объемам промышленного производства область входит в число первых 20 промышленно развитых регионов России. 70% совокупного продукта приходится на промышленность, значительная часть которой относится к военно-промышленному комплексу. Общероссийское значение имеют машиностроительные, металлообрабатывающие, нефтеперерабатывающие, нефтехимические и химические заводы Омска. Число убыточных предприятий выше, чем в среднем по России, а рост совокупной прибыли, по данным официальной статистики, значительно ниже, чем в соседних областях. Для области, как и для России в целом, характерен спад производства промышленной продукции в годы реформ, причем здесь он больше общероссийского. Износ основных фондов в целом по области составляет около 50%.

Отраслевая структура промышленности в конце 90-х годов была следующей: электроэнергетика (14%), топливная промышленность (48%), химическая и нефтехимическая промышленность (6%), машиностроение и металлообработка (9%), лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность (1%), промышленность строительных материалов (4%), легкая промышленность (1%), пищевая промышленность (12%).

Нефтегазовый сектор представлен прежде всего *ОАО «Омский нефтеперерабатывающий завод» (ОНПЗ)*, которое является крупней-

³⁹ См.: Горбанев Д. Тимано-Печорский баланс интересов// Независимая газета. – 2000. – 6 июня.

шим нефтеперерабатывающим предприятием России. ОНПЗ обладает комплексом технологических производств, дающих возможность вырабатывать практически все виды топлива, масел, высококачественные ароматические углеводороды, пентан, изопентан, катализаторы, другие виды продукции. Для того чтобы работать рентабельно, заводу требуется ежегодно минимум 13,2 млн т сырой нефти⁴⁰. Имеющиеся мощности позволяют перерабатывать до 20 млн т сырья. Их загрузка достаточно высока – на уровне 80%. Глубина переработки практически достигает 80%⁴¹.

В 1997 г. ОНПЗ перешел на работу по схеме процессинга в рамках компании «Сибнефть» (теперь завод не покупает нефть, а только оказывает услуги по переработке). В последние годы объемы переработки нефти были следующими: в 1996 г. – 15,6 млн т, в 1997 г. – 16,1, в 1998 г. – 13,1, в 1999 г. – 12,5 млн т. Такой объем переработки не позволяет обеспечить потребности города мазутом «с колес»⁴². Несмотря на это, за последнее десятилетие существенно вырос экспорт продукции.

Перевод «Сибнефтью» дочерней компании – ОНПЗ – на работу по схеме внутреннего толлинга незамедлительно привел к уменьшению доходной базы бюджета Омской области более чем на 20%. Тем не менее доля налоговых поступлений компании «Сибнефть» в бюджете области, как уже отмечалось, осталась значительной.

ОНПЗ – один из основных внутренних поставщиков нефтепродуктов в Западной Сибири (в Тюменскую, Новосибирскую, Кемеровскую области). Удачно территориальное размещение завода – на пересечении двух крупнейших нефтепроводов: Уфа – Новосибирск и Западная Сибирь – Казахстан. На региональном рынке восточной части России его конкурентами являются Уфимский (Башкортостан) и Ачинский (Красноярский край) НПЗ. В Омске завод обеспечивает сырьем предприятия нефтехимического комплекса – «Омскшину», «Омскхимпром», завод синтетического каучука, завод технического углерода и др.

Омский завод технического углерода и предприятие «Омский каучук» экспортируют свою продукцию в страны как ближнего, так и дальнего зарубежья. ПО «Омскшина» является одним из ведущих производителей автошин в России, с начала 1995 г. им выпускалось около 5% данной продукции по стране. Однако завод испытывает серьезные

⁴⁰ См.: Попов К. Может ли область ехать на одном налогоплательщике?

⁴¹ См.: Рынок ценных бумаг: Спец. вып. – 1998. – № 5. – С. 57–59.

⁴² См.: В Омске предпочитают газ// Коммерсантъ-Сибирь. – 2000. – 4 февр.

проблемы, и за последние годы существенно снизились объемы его производства.

Заметную роль в индустрии области играют металлургический завод «Металлист», предприятие по производству нефтехимического оборудования НПП «Сибкриотехника» и ряд машиностроительных заводов. Развито производство энергетического и химического оборудования, а также бытовой электротехники.

В 1998 г. началась эксплуатация *Тевризского газоконденсатного месторождения* для газоснабжения северных районов области. Поставлены следующие задачи:

- заместить дорогостоящие привозные уголь и мазут;
- сократить бюджетные расходы всех уровней;
- создать новые рабочие места;
- расширить взаимовыгодное сотрудничество с «Газпромом» по совместной разработке месторождений;
- улучшить экологическую обстановку.

Согласно утвержденной программе газификации области уже в 2000 г. в освоение нефтегазовых месторождений омского севера должно быть вложено 50 млн руб.⁴³

Рынок сбыта нефтепродуктов в регионе достаточно широк и сопоставим с объемами потребления в Новосибирской области (см. ниже) с некоторой тенденцией к снижению в последующие годы.

Омская область как перерабатывающий регион, который располагает достаточно эффективным НПЗ, заинтересована в переходе к налогообложению прибыли и перемещению основной тяжести в налогообложении на сферу реализации нефтепродуктов. При этом использование схем трансфертного ценообразования и применение толлинговых схем при переработке нефти также ведет к значительному уменьшению базы налогообложения на региональном уровне.

1.3.7. Республика Татарстан (Приволжский федеральный округ)

Основное природное богатство Татарстана – нефть. На территории республики располагается часть Волго-Уральской нефтегазоносной про-

⁴³ См.: В Омске предпочитают газ.

винции, в пределах которой находятся такие крупные месторождения нефти, как Ромашкинское, Ново-Елховское, Первомайское, Бондюжское. Вероятный срок полного истощения известных запасов составляет 30–40 лет. При этом, по некоторым данным, запасы извлекаемой нефти оцениваются всего в 800–900 млн т. На месторождениях Татарстана на тонну нефти приходится около 40 куб. м газа. Разведанные запасы битумов составляют 10–15 млрд т. Кроме того, в Татарстане имеются залежи бурого угля, горючих сланцев, известняка, доломита, строительного песка, гипса и глины.

Отраслевая структура промышленности в конце 90-х годов была следующей: химическая и нефтехимическая промышленность (26%), топливная промышленность (около 23%), электроэнергетика (11%), машиностроение и металлообработка (19%), лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность (2%), промышленность строительных материалов (3%), легкая промышленность (2%), пищевая промышленность (10%).

Добыча нефти на территории Татарстана началась в 1945 г. Ведущее положение в стране по основным показателям добычи нефти республика заняла в 1956 г., а в 60-х годах прочно утвердилась как самый крупный нефтяной регион СССР. В 1970 г. был достигнут рекордный уровень добычи нефти – 100 млн т, который продержался до 1976 г. (в 1975 г. было добыто 103,7 млн т)⁴⁴. Затем началось падение добычи. В настоящее время добыча нефти в регионе стабилизировалась на уровне 24–26 млн т в год (в 1999 г. на территории республики добыто 26,3 млн т нефти). Таким образом, за последние 25 лет добыча нефти по сравнению с максимальным уровнем сократилась почти в 4 раза, что свидетельствует о стадии «постзрелости» в развитии провинции. На современном этапе особое значение приобретают методы интенсификации нефтеотдачи пластов. В 1999 г. за счет применения данных методов в Татарстане было добыто более 40% нефти, в том числе за счет применения гидродинамических методов – свыше 29 и третичных методов – около 12%.

В 1971 г. был добыт первый миллиард тонн татарстанской нефти, в 1981 г. – второй. Всего за период разработки нефтяных месторождений на территории республики добыто около 2,6 млрд т нефти. Большая часть запасов углеводородов в настоящее время рассредоточена по средним и мелким месторождениям⁴⁵.

⁴⁴ См.: «Татнефть»: полвека на нефтяном рынке// Нефть России.– 2000. – № 7.

⁴⁵ См.: Шаймиев М. «Татарстан: особый путь развития // Нефть России». – 1999. – № 10.

За десятилетия активной эксплуатации месторождений Татарстан почти исчерпал запасы энергетически богатой девонской нефти. Большие остаточные запасы карбоновой нефти плохо подходят для производства светлых нефтепродуктов. Для поддержания, а тем более повышения уровня добычи в ближайшем будущем в республике придется все активнее осваивать запасы малопривлекательной карбоновой нефти и природных битумов, затраты на извлечение которых еще выше.

Освоение ресурсов Татарстана сопряжено и с другими серьезными проблемами, характерными для «постзрелых» нефтяных провинций. На территории западных районов республики находится много небольших месторождений. Например, на одном из участков сосредоточено 120 мелких месторождений, а это означает, что их разработка будет связана с целым комплексом проблем, главная из которых – финансовая. Тем не менее независимые компании уже начинают освоение мелких нефтяных месторождений в республике. Иностранные инвесторы также проявляют интерес к подобным объектам. Например, ряд канадских компаний, объединившись, получили право на разведку Кукморско-Ковалинского участка площадью около 7 тыс. кв. км, где надеются отыскать более 100 (!) мелких месторождений с суммарными извлекаемыми запасами около нефти 40 млн т.⁴⁶

Нефтедобывающая промышленность имеет ведущее структурообразующее значение в экономике Татарстана. На долю отрасли приходится около 30% стоимости основных производственных фондов, в ней занято более 80 тыс. чел. (по данным за 1996 г.).

В нефтедобыче Татарстан традиционно стремится сохранить и укрепить монопольное положение компании «Татнефть», которая долгое время была единственным нефтедобывающим предприятием региона. По мере истощения запасов политика властей мало изменилась. В 1997 г. президентом республики подписан указ «О мерах по увеличению нефтедобычи в Республике Татарстан», согласно которому должны были быть созданы независимые нефтяные компании. Сейчас в республике действует 23 такие компании, «Татнефть» передала им в разработку 24 низкорентабельных мелких месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, 29 месторождений были взяты из нераспределенного государственного фонда. Таким образом, общие извлекаемые запасы мелких компаний на конец 1999 г. составляли более 60 млн т нефти. В марте 2000 г. вышел указ президента республики, обязываю-

⁴⁶ См.: «Бабье лето» татарской нефти// Нефть России.– 1999. – № 10.

щий все независимые нефтяные компании продать администрации республики блокирующий пакет акций⁴⁷. В 1999 г. независимые нефтяные компании добыли 3,4 млн т нефти⁴⁸. Тем самым укрепляется положение ведущей компании – ОАО «Татнефть», которая фактически получает статус региональной «национальной» компании (или одновременно и нефтяного министерства), так как органы управления имуществом не в состоянии обеспечивать управление и координацию производственных процессов в нефтяной отрасли.

В *нефтехимической и химической промышленности* (АО «Нижнекамскнефтехим», «Нижнекамскшина», «Казаньоргсинтез», завод СК им. Кирова, Нижнекамский НПЗ) работает более 50 тыс. чел., на долю данной отрасли приходится более 20% стоимости основных производственных фондов (по данным за 1996 г.). Так, ОАО «Нижнекамскшина» – крупнейшее предприятие шинной промышленности России (до 1998 г. – более 40% шин в общем объеме российского производства этого вида продукции). Правда, в последние годы предприятие теряет свои позиции на рынке, часть продукции морально устарела, затраты на производство растут⁴⁹.

ОАО «Нижнекамскнефтехим» (основные акционеры: Госкомимущество республики – 39,5%, командитное товарищество «Нижнекамскнефтехим» и компания – 12,8%, ОАО «Татаро-Американские инвестиции и финансы» – 11,4% голосующих акций) в настоящее время производит 250 тыс. т стирола (обеспечивает 93% российского рынка стирола), 370 тыс. т этилена, более 80 тыс. т альфа-олефинов, является ведущим в России производителем бутилового и изопренового каучука (65 и 50% общероссийского производства соответственно)⁵⁰.

Правительство пытается помочь республиканской нефтехимии решить проблему обеспеченности сырьем, так как рынок сырья монополизирован компаниями из-за пределов республики. Компании-поставщики сырья диктуют не только цены и объемы поставок, но и условия поставок – прежде всего на основе толлинговых схем. При-

⁴⁷ См.: Татария скупает нефтекомпании// Коммерсантъ.– 2000. –17 марта.

⁴⁸ См.: Печилина Г. В Татарстане обижают маленьких// Нефть и капитал. – 1999. – № 9. – С. 41.

⁴⁹ См.: Печилина Г. «Татнефть» поставили на колеса// Нефть и капитал. – 2000. – № 7–8. – С. 56–57.

⁵⁰ См.: Печилина Г. Нефтехимиков "испортил" сырьевой вопрос// Нефть и капитал. – 2000. – № 6. – С. 80–82.

меняемый процессинг не выгоден не только нефтехимикам, но и территории размещения их предприятий. Для улучшения положения республиканских нефтехимических предприятий и увеличения платежей в бюджет правительство республики стремится обеспечить максимальное использование республиканских сырьевых ресурсов⁵¹.

В январе 2000 г. правительством Татарстана было принято постановление *«О мерах по эффективному использованию ресурсов углеводородного сырья в нефтехимическом комплексе Республики Татарстан»*, в котором устанавливается неизменность (в течение каждого квартала) цен на 16 видов продукции, утверждается перечень внутриреспубликанских поставок углеводородного сырья и нефтехимической продукции на 2000 г., объявлены приоритетность кооперационных поставок по республике и ограничение отгрузки продукции за ее пределы, введено ограничение в 10% на использование сырья по давальческой схеме. Тем самым правительство республики стремится ограничить сферу применения трансфертного ценообразования и повысить уровень налогооблагаемой базы территории. Однако применение жестких форм регламентации условий хозяйственной деятельности не ведет к повышению экономической эффективности нефтехимических предприятий (так как за пределами республики их продукция оказывается менее конкурентоспособной).

В целом нефтехимический комплекс Республики Татарстан по инициативе региональных властей в последние годы активно реформируется. В 1996 г. при создании «Татнефтехиминвест-холдинга» была предпринята первая попытка интеграции нефтехимических производств республики, которая оказалась неудачной из-за нежелания руководителей предприятий. В 1998 г. объединить нефтехимические производства не удалось из-за возражений иностранных инвесторов «Татнефти», в распоряжении которых находилось 22,48% акций нефтяной компании. С 1999 г. правительство пытается трансформировать «Татнефтехиминвест-холдинг» в «полноценный многоступенчатый холдинг» через возврат государственных пакетов акций «Нижнекамскшины» и Нижнекамского завода технического углерода и продажи их «Татнефти». В настоящее время оба предприятия находятся в плохом финансовом положении, несмотря на поддержку со стороны правительства республики (льготные тарифы на энергоресурсы, налоговые льготы, фиксированные ниже рыночных цены на приобретаемую у «Татнефти» продукцию,

⁵¹ Там же. – С. 80.

допущение роста кредиторской задолженности по выплатам в бюджеты и целевые бюджетные фонды республики)⁵².

С 1994 г. взаимоотношения Татарстана с федеральным центром имели эксклюзивный характер. Республика «выторговала» у центра право на перечисление в федеральный бюджет более низкой по сравнению с другими регионами доли налогов, собранных на своей территории. Так, Татарстан перечислял центру менее 40% налога на добавленную стоимость (другие регионы – более 60%), в республике полностью оставались акцизы на спирт, водку, ликеро-водочные изделия, нефть и газ⁵³. Что касается бюджета республики, то в целом доля налоговых поступлений в него только от деятельности «Татнефти» составляла в конце 1999 г. около 40%.

Следует также отметить, что Татарстан является получателем части доходов рентного характера не только от реализации нефти местного производства, но и от реализации западно-сибирской, башкирской и приуральской нефти. Добываемая в Татарстане нефть смешивается в системе трубопроводов компании «Транснефть» с другими типами нефти и тем самым ухудшает их качество. Из-за этого цена каждого барреля других типов нефти снижается примерно на 2 долл., и потери остальных нефтяных компаний составляют около 1 млрд долл. в год⁵⁴. Данная проблема достаточно просто решается в других странах: имеются «банки качества» различных типов нефти и в соответствии с различной ценой производится перерасчет. Однако в случае России реализация подобных процедур требует установки измерительных устройств в местах смешения, мониторинга цен на различные типы нефти, преодоления сопротивления со стороны обладателей нефти худшего качества и т.д. Данный пример, на наш взгляд, достаточно красноречиво свидетельствует о том, что изменение систем учета и, тем более, систем налогообложения в нефтегазовом секторе связано с решением целого комплекса смежных проблем и вопросов. В том числе это и проблемы привлечения инвестиций в создание соответствующей информационной инфраструктуры для мониторинга издержек и выполнения условий лицензионных соглашений, без чего немыслим переход к налогообложению прибыли.

⁵² См.: Печилина Г. «Татнефть» поставили на колеса.

⁵³ См.: **Федеральный бюджет и регионы. Опыт анализа финансовых потоков.** – Москва: Диалог МГУ, 1999. – С. 51.

⁵⁴ См.: Петров Д. Нефть Татарии – под контроль центра// Независимая газета. – 2000. – 15 сент.

Татарстан как «постзрелая» нефтегазовая провинция с высокой степенью выработанности запасов нуждается в применении стабильного и вместе с тем достаточно гибкого налогового режима. Тех полномочий, которыми располагает республика в установлении льгот для сложных и выработанных объектов, при низких ценах на нефть недостаточно для поддержания добычи. Именно поэтому крупнейшее и старейшее месторождение республики – Ромашкинское – было включено в федеральный список месторождений, разрабатываемых на условиях соглашений о разделе продукции. Однако при этом возникли острые разногласия по поводу раздела финансовых результатов между участниками СРП – в данном случае между федеральным центром и Республикой Татарстан⁵⁵.

С точки зрения Татарстана наиболее целесообразно применение в нефтегазовом секторе налогообложения прибыли с включением дополнительных льгот, связанных с освоением и разработкой старых выработанных и новых сложных по условиям разработки месторождений углеводородного сырья. Применяемые республиканским правительством методы ценового регулирования ведут к убыточности и неэффективности нефтехимических и нефтедобывающих предприятий. Фактически в республике реализуется модель, основанная на доминировании национальной (республиканской) нефтяной компании и на тесном переплетении государственных и нефтяных финансов. Основанием для применения такой схемы служит известный договор между РФ и Республикой Татарстан *«О разграничении предметов ведения и взаимном делегировании полномочий между органами государственной власти Российской Федерации и органами государственной власти Республики Татарстан»*⁵⁶, в соответствии с которым определяются пропорции распределения налога на прибыль, налога на добавленную стоимость (НДС) и роялти.

Необходимо отметить, что в настоящее время ситуация существенно меняется – пересматриваются основные законодательные акты по регулированию недропользования в республике как не соответствующие федеральному законодательству. По заявлению заместителя генерального прокурора РФ Верховный суд РТ признал «не действующими и не подлежащими применению» законы Татарстана «О недрах» и

⁵⁵ См.: Таран Е. СРП для Ромашкино// Время МН. – 1999. – 14 сент.

⁵⁶ Российская газета. 1994. 17 февр.

«О СРП»⁵⁷. Так, в соответствии с законом РФ «О принципах и порядке разграничения предметов ведения и полномочий между органами государственной власти РФ и органами государственной власти субъектов Федерации» необоснованным признано судом республики основополагающее положение названных выше республиканских законов о том, что недра, включая подземное пространство и содержащиеся в них полезные ископаемые, являются собственностью Республики Татарстан. Кроме того, признаны неправомерными следующие важнейшие положения: право заключения от имени Татарстана соглашений о разделе продукции с инвестором без участия правительства России; отнесение к исключительной компетенции Кабинета министров РТ вопросов определения порядка проведения конкурсов и аукционов на право пользования недрами, которое является предметом совместного ведения Российской Федерации и ее субъектов; о лицензировании и пользовании недрами; о взимании платы за пользование недрами и др.

На наш взгляд, в общем случае для Татарстана должны быть реализованы те же подходы к налогообложению нефтяного сектора, как и для любого добывающего региона, находящегося на стадии «постзрелости» (см. разделы 3 и 4).

1.3.8. Новосибирская область (Сибирский федеральный округ)

Основная часть земель области имеет сельскохозяйственное назначение. К настоящему времени в народнохозяйственный оборот вовлечены следующие виды минерального сырья: нефть, уголь, цементное сырье, огнеупорные глины, тугоплавкие глины, подземные воды, природные строительные материалы, торф, сапропель, болотные фосфаты. Прогнозные ресурсы углеводородного сырья (нефти, газа, конденсата) оцениваются в 209 млн т, однако они рассредоточены на большой территории. Утвержденные нефтяные запасы составляют около 30 млн т с максимальной годовой добычей в 2,3 млн т. Балансовые запасы газа по категориям $C_1 + C_2$ оцениваются в 4,5 млрд куб. м.

На формирование экономического потенциала области существенное влияние оказали ее расположение на пересечении важнейших транспортных коммуникаций Сибири и страны, относительно благо-

⁵⁷ См.: Двустороннего движения пока нет: Татарстан лишается собственного нефтяного законодательства// Нефть и капитал. – 2001. – № 5. – С. 19.

приятные климатические условия, близость сырьевых регионов. Все последние годы консолидированный региональный бюджет Новосибирской области характеризуется устойчивым значительным дефицитом.

Современная отраслевая структура промышленности Новосибирской области такова: электроэнергетика составляет 21%, топливная промышленность – менее 0,5, черная металлургия – 2, цветная металлургия – 3, химическая и нефтехимическая промышленность – 4, машиностроение и металлообработка – 31, лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность – 2, промышленность строительных материалов – 8, легкая промышленность – 2, пищевая промышленность – 21%.

В настоящее время начата опытно-промышленная эксплуатация на Верх-Тарском нефтяном месторождении на севере области. По проекту, месторождение должно будет давать более 1 млн т в год. Значительная часть добытой нефти сегодня доставляется нефтевозами в трубопровод системы «Транссибнефть», около 15% идет на нужды Северного района области. *ОАО «Новосибирскнефтегаз»* является дочерним предприятием компании «Сиданко».

С позиций присутствия сегментов нефтегазового сектора Новосибирская область является типичным «потребляющим» регионом и имеет достаточно емкий рынок сбыта нефтепродуктов. Если сравнивать ее с соседним регионом – Омской областью с сопоставимой численностью населения, то показатели потребления газа и нефтепродуктов в Новосибирской области несколько выше, а собственное производство нефтепродуктов и газа отсутствует. По удельным показателям потребления нефтепродуктов на душу населения область находится на уровне Томской области (с меньшей численностью населения).

Годовое потребление нефтепродуктов в Новосибирской области достигло максимума (3,6 млн т) в 1990 г. К середине 90-х годов оно уменьшилось более чем на одну треть, а в 1998–1999 гг. начало постепенно расти. В перспективе до 2005 г. общая годовая потребность в нефтепродуктах прогнозируется в объеме 3,8–4,0 млн т, из них светлые составят 63%, мазут – 32, битум – 2, прочих – 3%⁵⁸.

В 1998 г. область потребила 940 млн куб. м природного газа. Особенностью газопотребления в области является то, что большинство

⁵⁸ См.: Сурков В., Краснов О., Робинсон Б., Старосельцев В. Перспективы освоения сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности Новосибирской области// Минеральные ресурсы России. – 2000. – № 4. – С. 26.

предприятий-потребителей дотируется или полностью финансируется из бюджетов различного уровня (15% всех потребителей финансируется из федерального бюджета, 14,5% – из консолидированного регионального). Данное обстоятельство обуславливает высокую долю неплатежей за поставки газа: в 1998 г. «живыми» деньгами новосибирские потребители заплатили «Газпрому» только 26% от причитающейся к оплате суммы⁵⁹. Еще хуже была ситуация в 1997 г., когда область потребила 1,3 млрд куб. м природного газа и оплатила только 10,9%⁶⁰. Поставки газа «Газпрома» осуществляет ОАО «Новосибирскрегионгаз».

Как потребляющий регион область заинтересована прежде всего в перенесении тяжести налогообложения на сегмент розничной торговли нефтепродуктами (разумеется, при условии сохранения и последующего увеличения доли налоговых отчислений в региональный бюджет). При налогообложении сегмента оптовой торговли нефтепродуктами доходы области могут существенно уменьшиться. В современных условиях высокая собираемость налогов в сфере розничной торговли может быть достаточно легко обеспечена в связи с монополизацией сферы нефтепродуктообеспечения области только двумя компаниями – «ЮКОСом» и «Сибнефтью».

1.4. Регионы разные – принципы общие

Краткая сводная характеристика результатов анализа и оценки влияния налогообложения нефтегазового сектора на экономику рассмотренных регионов приведена в табл. 1.8 и 1.9.

Влияние различных сегментов нефтяного сектора на социально-экономическое положение регионов оценивается:

- как определяющее, если на предприятиях данного сегмента нефтегазового сектора работает более 30% от общей численности занятых региона (или предприятия НГС обеспечивают более 30% доходов регионального бюджета);
- как значительное, если значение аналогичных показателей составляет от 5 до 30%;
- как незначительное, если оно составляет менее 5%.

Особенности экономики рассмотренных выше регионов, а также особенности нефтегазового сектора в пределах данных регионов опре-

⁵⁹ Вечерний Новосибирск. – 1999. – 27 янв.

⁶⁰ Вечерний Новосибирск. – 1999. – 28 мая.

деляют и степень влияния различных сценариев реформирования системы налогообложения (см. табл. 1.9).

Таблица 1.8

Сводная характеристика рассмотренных регионов

Регион	Сегменты нефтегазового сектора	Влияние нефтегазового сектора на экономику региона	Крупные компании
Республика Коми	Добыча нефти и газа Переработка нефти и газа	Определяющее Значительное	«ЛУКОЙЛ» («КомиТЭК»)
Нижегородская область	Переработка нефти	Значительное	«НОРСИ-ойл» (Сбыт: «ЛУКОЙЛ», ТНК, «Славнефть»)
Татарстан	Добыча нефти Добыча газа Нефтехимия	Определяющее Значительное Значительное	«Татнефть», «Татнефтехим-инвест-холдинг»
Башкортостан	Добыча нефти Добыча газа Переработка нефти, газа и нефтехимия	Определяющее Значительное Значительное	«Башнефть», «Сибур»
Новосибирская область	Добыча нефти	Незначительное	«Сиданко» (Сбыт: «Сибнефть», «ЮКОС»)
Омская область	Добыча газа Переработка нефти и нефтехимия	Незначительное Определяющее	«Сибнефть»
Томская область	Добыча нефти Локальная переработка нефти Переработка нефтехимического сырья	Определяющее Определяющее	«ЮКОС»
Тюменская область (юг)	Добыча нефти Переработка нефтехимического сырья	Незначительное Определяющее	ТНК, «СИБУР»
Ханты-Мансийский АО	Добыча нефти Добыча газа Переработка нефти	Определяющее Значительное Незначительное	«ЛУКОЙЛ», «ЮКОС», ТНК, «Сургутнефтегаз», др.
Ямало-Ненецкий АО	Добыча нефти Добыча газа	Значительное Определяющее	«Газпром», «Сибнефть», «Роснефть»

Таблица 1.9

Изменение налоговых доходов регионов при различных сценариях реформирования системы налогообложения в России

Сценарий		Добывающие регионы	Перерабатываю- щие регионы	Потребляющие регионы
Сценарий 1				
Общее налого- обложение: сме- щение акцентов от валовых нало- гов к налогу на прибыль	РЦ	Увеличение из-за роста инвести- ций и примене- ния рыночных цен	Прежний уровень или умеренное увеличение за счет роста объемов пе- реработки	Прежний уро- вень или умерен- ное увеличение за счет роста объемов потреб- ления
	ТЦ	Уменьшение из- за низкой обла- гаемой базы	Прежний уровень или незначительное увеличение	Прежний уро- вень или незна- чительное увели- чение
Сценарий 2				
Специальное налогообложе- ние в добыче: переход от вало- вых налогов к специальному (рентному) нало- гообложению, за- висящему от прибыли	РЦ	Значительное увеличение из-за роста инвести- ций и примене- ния рыночных цен	Умеренное увели- чение	Умеренное уве- личение
	ТЦ	Уменьшение	Умеренное увели- чение	Существенное увеличение
Сценарий 3				
Специальное налого- обложение в перера- ботке: смещение нало- гов от производства к потреблению		Прежний уро- вень	Умеренное увели- чение	Умеренное со- кращение
Сценарий 4				
Специальное налого- обложение в потреб- лении нефтепродук- тов: учет экологиче- ских факторов		Прежний уро- вень	Умеренное сокра- щение	Увеличение при потреблении «неэкологических» видов топлива
Результат				
По совокупности сценариев	РЦ	Увеличение	Прежний уровень	Прежний уро- вень
	ТЦ	Сокращение	Умеренное увели- чение	Умеренное уве- личение

Примечание. Вариант ТЦ – в условиях трансфертных цен на нефть, вариант РЦ – в условиях рыночного ценообразования.

Сценарий 1. Общее налогообложение. В общей концепции проекта второй части Налогового кодекса РФ акценты смещены от валовых налогов к налогу на прибыль. В условиях трансфертного ценообразования это приводит к перераспределению рентных доходов от добывающих регионов к перерабатывающим (и в еще большей степени – к потребляющим). Уменьшение налоговых доходов добывающих территорий связано с тем, что при заниженных ценах на нефть налог на прибыль не компенсирует сокращение суммы налогов с валового дохода.

В условиях рыночного ценообразования рентные доходы будут в большей степени аккумулироваться в бюджетах сырьевых территорий – за счет более равномерного распределения прибыли между сегментами нефтегазового сектора, поскольку ВИК не смогут занижать облагаемую базу на стадии добычи.

Сценарий 2. Специальное налогообложение в добыче углеводородного сырья. Во взимании специальных налогов акцент смещается от валовых налогов таких как роялти, платежи на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) и акцизы, к налогам, основанным на прибыли/ренте. Например, проектом Налогового кодекса предусматривается введение налога на дополнительный доход от добычи углеводородов (НДД).

В условиях трансфертного ценообразования возможно снижение доходов сырьевых территорий, поскольку в этом случае уменьшение валовых налогов не компенсируется увеличением налогов с прибыли. В условиях рыночного ценообразования происходит увеличение доходов бюджетов добывающих регионов, поскольку нефтяные компании не могут сокращать облагаемую базу, используя трансфертные цены.

Сценарий 3. Специальное налогообложение в переработке. Одно из возможных направлений реформирования налогообложения в сфере переработки и потребления (*downstream*) связано с переносом основной налоговой нагрузки из сферы производства в сферу торговли нефтепродуктами (с максимальным приближением к стадии их конечного потребления). При смещении налогообложения нефтепродуктов от производителей к потребителям будут происходить умеренное увеличение доходов перерабатывающих регионов и уменьшение доходов регионов потребляющих. В добывающих регионах существенных изменений не произойдет.

Сценарий 4. Специальное налогообложение в потреблении нефтепродуктов. В этом сценарии налогообложению нефтепродук-

тов будет придана экологическая направленность путем дифференциации ставок акцизов для этилированных и неэтилированных бензинов. Необходимы также дифференцированные ставки налогов для дизельного топлива в зависимости от содержания серы. Причем повышенные ставки (их часть, соответствующая разнице между основной ставкой и повышенной для менее качественных сортов топлива) должны в большей мере регулироваться органами власти потребляющих регионов. Сами платежи целесообразно направить в региональные бюджеты. Они должны целевым образом использоваться на природоохранные мероприятия, поскольку основной экологический ущерб от моторного топлива локализуется там, где оно потребляется. Дифференцированный подход следует применять и при налогообложении дизельного топлива в зависимости от содержания серы.

При реализации этого сценария будет наблюдаться увеличение налоговых доходов в регионах, потребляющих менее качественное топливо. Еще более отчетливо эти тенденции должны проявиться при совместном осуществлении первого и второго сценариев.

Результат по совокупности сценариев. Реализация рассмотренных сценариев реформирования системы налогообложения в нефтегазовом секторе в большей степени затронет добывающие регионы. В условиях трансфертных цен доходы добывающих территорий сокращаются, а при рыночном ценообразовании они должны значительно увеличиться.

С точки зрения перерабатывающих и потребляющих регионов не должно произойти существенных изменений. Это связано, в том числе, с тем, что при переработке и потреблении нет специальных налогов, напрямую поступающих в региональную бюджетную систему. Тенденции в потребляющих регионах будут определяться, прежде всего, общими для всех сфер экономики налогами, темпами развития экономики в целом.

2. Методические аспекты учета региональных интересов

Рассмотрев влияние нефтегазового сектора на социально-экономическое развитие различных регионов, мы видим, что анализ региональных аспектов изменения системы налогообложения в данном секторе предполагает решение следующих наиболее важных проблем:

- формирование «справедливой» налогооблагаемой базы, которая сузила бы применение трансфертного ценообразования;
- учет специфики взимания общих налогов (прежде всего налога на прибыль), которые оказывают существенное влияние на функционирование нефтегазового сектора;
- учет специфики взимания специальных налогов (платежей при пользовании недрами, акциза, экспортной пошлины).

2.1. Формирование «справедливой» налогооблагаемой базы

Формирование «справедливой» налогооблагаемой базы сегодня является одной из наиболее острых проблем развития нефтегазового сектора в России. Все интегрированные нефтегазовые компании используют различные методы «налоговой оптимизации», направленные на предельное сокращение платежей в бюджеты всех уровней. Основными среди подобных методов являются:

- покупка продукции дочерних компаний по трансфертным ценам на уровне или даже ниже себестоимости;
- широкое использование давальческих схем последующей подготовки и переработки углеводородов;
- пространственное разделение центров прибыли и центров издержек, в том числе перенос коммерческой деятельности компании во внутренние офшорные зоны (закрытые административно-территориальные образования) и экспорт нефти или нефтепродуктов через холдинг или через офшорную компанию, учрежденную холдингом.

Применение трансфертного ценообразования (как было показано в разделе 1 на примере различных регионов) приводит к большому разрыву между внутрикорпоративными ценами на нефть и газ и ценами реализации конечной продукции на мировых рынках, а также продукции, получаемой при переработке углеводородного сырья.

2.1.1. Использование трансфертных цен в рамках нефтяных компаний и ОАО «Газпром»

Величина подлежащих уплате налогов (специальных и общих) во многом определяется ценами на углеводороды. Цены на нефть и газ, ис-

пользуемые для определения налоговой базы, в настоящее время формируются преимущественно в рамках ВИК. В целях минимизации налоговых платежей нефтегазовые компании стремятся устанавливать заниженные цены на свою продукцию, поскольку, например, роялти, а до конца 2001 года и платежи на воспроизводство минерально-сырьевой базы взимаются только при добыче. Порядок формирования налогооблагаемой базы имеет значение и для общих налогов, которые зависят от стоимости реализованной продукции.

В настоящее время государство, в том числе добывающие регионы, не имеют действенных рычагов влияния на уровень цен в нефтегазодобыче. В качестве примера можно привести занижение экспортной выручки, которая сегодня (при прочих равных условиях) выше выручки, получаемой от реализации углеводородов на внутреннем рынке. Согласно статистическим данным, непосредственно предприятиями, осуществляющими добычу нефти на территории ХМАО, в 1998 г. на экспорт было реализовано около 27% добытой нефти. Реализация нефти на экспорт из ресурсов этих предприятий (в том числе нефтяными компаниями, в состав которых они входят, и перепродавцами) составила более 41%. Следовательно, по ценам внутреннего рынка нефтедобывающими предприятиями ХМАО было реализовано около 14% добытой нефти (24 млн т), в дальнейшем перепроданной на внешнем рынке. В результате в 1998 г. потери бюджетов по налогам, базирующимся на объеме реализации продукции, составили 2765 млн руб., в том числе потери федерального бюджета – 800 млн руб.⁶¹

Как уже отмечалось, нефтегазовыми компаниями углеводороды приобретается у добывающих предприятий по ценам, близким к себестоимости (или даже ниже – в случае «ЮКОСа»). Это приводит к значительному сужению налогооблагаемой базы по платежам за пользование недрами.

В качестве примера, иллюстрирующего различную степень использования компаниями трансфертных цен, можно привести показатели налоговой нагрузки (по всем уровням бюджетов с учетом отчислений на ВМСБ) на 1 тонну добычи нефти по крупнейшим нефтедобывающим предприятиям ХМАО в 1997 г. При сложившейся налоговой нагрузке в

⁶¹ См.: Ефимов А. Почему Западной Сибири далеко до Эмиратов?// Нефтегазовая вертикаль. – 1999. – № 4.

размере 218 руб. на 1 тонну добычи в среднем по округу в «Сургутнефтегазе» она составила 333 руб., в «ЮКОСе» – 208, в подразделениях «ЛУКОЙЛа» – 187, в «Мегионнефтегазе» (НК «Славнефть») – 129, в «Нижневартовскнефтегазе» (ТНК) – 113 руб.⁶² Таким образом, уровень налоговой нагрузки по разным предприятиям различается почти в 3 раза.

Сравнительный анализ технических и горно-геологических показателей разработки месторождений (таких, как обводненность продукции, средние дебиты нефтяных скважин, степени выработанности запасов) и уровня цен отдельных нефтяных компаний позволяет сделать вывод, что эти показатели не являются определяющими при установлении внутрикорпоративных цен.

По оценке экспертов, прямые потери бюджетов из-за внутрихолдинговых взаимоотношений по минимизации налогооблагаемой базы нефтедобывающих предприятий за 1999 г. составили почти 8,1 млрд руб., в том числе потери федерального бюджета – 3,1 млрд руб.⁶³

В целом от трансфертного ценообразования в большей степени сокращаются поступления в бюджеты добывающих регионов, поскольку платежи, не зависящие от подхода к формированию налоговой базы (экспортная пошлина), поступают в полном объеме в федеральный бюджет. Основная часть налогов, поступающих в региональные бюджеты, зависит от стоимости реализованной продукции (налоги с оборота, налог на прибыль). При формировании налоговой базы на основе рыночных цен доля налогов в средневзвешенной рыночной цене нефти может увеличиться более чем в 2 раза (*рис. 2.1*).

В случае с «Газпромом» также имеет место относительное занижение цен на природный газ на стадиях добычи, подготовки к дальнейшему транспорту, а также на стадии формирования транспортных тарифов (в составе которых преобладает... арендная плата)⁶⁴.

⁶² По данным комитета по экономике и прогнозированию администрации ХМАО.

⁶³ См.: Пресс-релиз по итогам работы Управления Министерства РФ по налогам и сборам по ХМАО в 1999 году. – [Http://www.hmao.wsnet.ru](http://www.hmao.wsnet.ru).

⁶⁴ Подробнее см.: Крюков В.А. Институциональная структура нефтегазового сектора: проблемы и направления трансформации. – Новосибирск: ИЭиОПП, 1998. – С. 247–249.

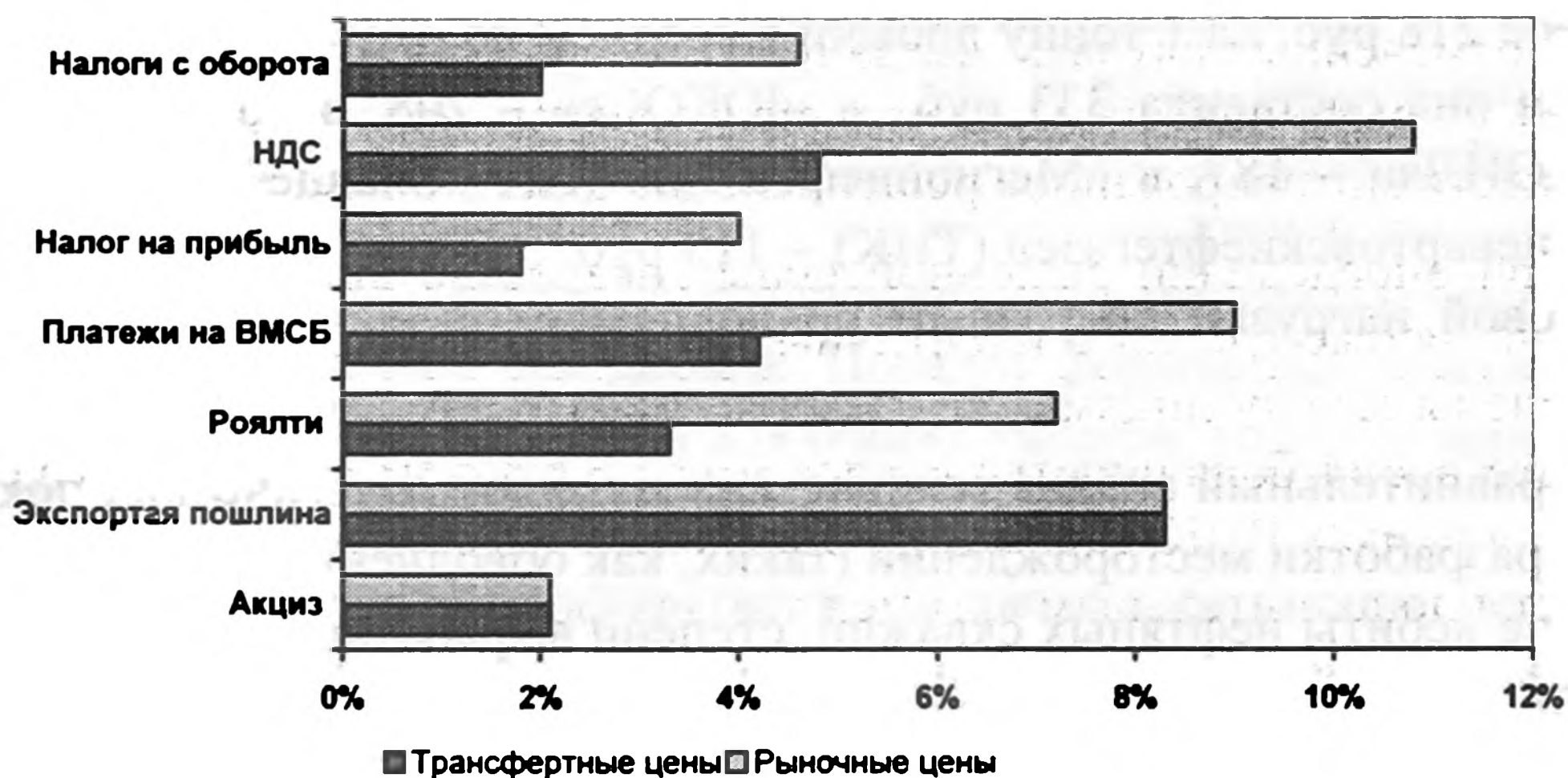


Рис. 2.1. Доля налогов в цене нефти при различных подходах к ценообразованию

2.1.2. Возможные подходы к решению проблемы трансфертного ценообразования

Существует несколько возможных подходов к решению проблемы трансфертного ценообразования. Эти подходы связаны с применением положений *Налогового кодекса РФ*, косвенным регулированием на региональном уровне, принятием специальных мер на федеральном уровне.

Определение рыночных цен в соответствии с *Налоговым кодексом РФ*. В статье 40 *Налогового кодекса* установлены принципы определения цены товаров для целей налогообложения. Налоговые органы при осуществлении контроля за полнотой исчисления налогов вправе проверять правильность применения цен в следующих случаях:

- по сделкам между взаимозависимыми лицами;
- по товарообменным (бартерным) операциям;
- при совершении внешнеторговых сделок;
- при отклонении цен более чем на 20% от уровня цен, применяемых по идентичным (однородным) товарам⁶⁵.

⁶⁵ См.: Закон РФ от 31 июля 1998 г. № 146-ФЗ «Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть первая»// Собрание законодательства РФ. – 1998. – № 31. – Ст. 3824.

В отмеченных случаях, когда цены товаров отклоняются более чем на 20% от рыночной цены идентичных товаров, налоговый орган вправе вынести мотивированное решение о доначислении налога.

При определении рыночной цены товаров во внимание принимаются не любые сделки с идентичными товарами, а только те, которые заключены между лицами, не являющимися взаимозависимыми. В настоящее время большинство сделок в нефтегазовом секторе осуществляется в рамках ВИК, т. е. между взаимозависимыми лицами. Этот факт является дополнительным аргументом для формирования специального порядка определения рыночных цен и налогооблагаемой базы, прежде всего для специальных налогов в нефтегазовом секторе.

При определении рыночных цен на нефть и газ необходимо четко идентифицировать рынок, поскольку до сих пор цены на внутреннем и мировом рынках существенно различаются. Помимо этого цены значительно варьируются в зависимости от условий контрактов, порядка осуществления платежей (например, предоплаты или оплаты при поставке продукции). При этом могут возникнуть проблемы, связанные с обоснованием рыночной цены: кто ее определяет, на основе какой информации, с учетом экспорта или без него. По оценкам экспертов, внутри России на рыночных условиях реализуется только около 8 млн т нефти, т. е. менее 3% от общего объема добычи⁶⁶.

Вместе с тем, Налоговый кодекс позволяет уже сегодня использовать два косвенных метода определения цены⁶⁷:

- *метод «последующей реализации»*, который может использоваться тогда, когда купленный одной из компаний товар впоследствии был перепродан. В этом случае «рыночная цена» определяется как разность цены последней продажи и «обычных» затрат на совершение этой сделки;
- *«затратный метод»*, который используется, когда товар покупается не для перепродажи. В этом случае ценой считается «сумма произведенных затрат и обычной для данной сферы деятельности прибыли».

Возможно также и использование *метода «последующей переработки»* (что может быть реализовано при принятии поправок к Налого-

⁶⁶ Красное знамя (Томск). – 2000. – 25 мая.

⁶⁷ См.: Неймышева Н. Кудрин одолеет нефтяников (Путину тоже надоели трансфертные цены)// Ведомости. – 2000. – 24 нояб.

вому кодексу). По данному методу цена нефти определяется как цена бензина минус «обычные» затраты на его производство.

Использование методов косвенного регулирования. Законом ХМАО «О порядке зачисления и использования отчислений на ВМСБ, поступающих в окружной фонд ВМСБ ХМАО в 1999 году» устанавливалось, что размеры ставок отчислений на ВМСБ, оставляемых в распоряжении недропользователей, подлежат корректировке в сторону уменьшения в случае реализации предприятием первого товарного продукта в течение налогового периода по цене, отличной от рыночной⁶⁸. Это положение распространяется на недропользователей, входящих в ВИК. Порядок корректировки ставки платежей на ВМСБ, оставляемой в распоряжении недропользователя, следующий:

Отклонение от рыночной цены	Размер снижения ставки
От 30 до 40%	30%
От 40 до 50%	50%
Свыше 50%	100%

Следует отметить, что при отклонениях от рыночной цены менее чем на 30% доля платежей на ВМСБ, оставляемая в распоряжении предприятий, не снижалась. Принятое положение было связано с понятием рыночной цены, определенным в Налоговом кодексе. В настоящее время в соответствии с новыми поправками такое отклонение не должно превышать 20%.

Определение налогооблагаемой базы на региональном уровне не в отпускных ценах добывающих предприятий, а в ценах «франко-скважина». Такой подход позволяет учитывать конъюнктуру мирового и российского рынков, а также естественные отклонения, обусловленные затратами на транспортировку и качество добываемой нефти.

В этом случае при определении налоговой базы для экспортируемой продукции на всех этапах движения нефти могут быть использованы надежные индикаторы: цены мировых рынков на российскую нефть, затраты на фрахт, расходы на транспортировку (утверждаемые Федеральной энергетической комиссией), ставки акцизов и экспортных пошлин. В современных условиях цена для целей налогообложения по

⁶⁸ См.: Закон ХМАО от 7 апреля 1999 г. № 16-оз «О порядке зачисления и использования отчислений на ВМСБ, поступающих в окружной фонд ВМСБ ХМАО в 1999 году»// Законодательство ХМАО. – [Http://www.hmao.wsnet.ru](http://www.hmao.wsnet.ru).

поставкам на внутренний рынок могла бы определяться как часть от цены «франко-скважина», определяемой при экспортных поставках, с учетом особенностей налогообложения (например, возврата НДС при экспорте, уплаты пошлин) и затрат на транспортировку. В перспективе целесообразен переход к определению налоговой базы при поставках нефти на внутренний рынок на основе цен нефтепродуктов.

В современных условиях нефтедобывающие территории не имеют достаточных возможностей для регулирования нефтегазового сектора. Причина заключается в том, что одна часть налогов зачисляется только в федеральный бюджет, а другая основывается на трансфертных ценах, уменьшающих налогооблагаемую базу. В результате доля налогов, поступающих в бюджеты добывающих территорий, составляет около 8–10% от средневзвешенной рыночной цены нефти с учетом экспорта и поставок на внутренний рынок (в условиях существующей налоговой системы и сложившихся внутренних и экспортных цен по состоянию на середину 2001 г.). При использовании цен «франко-скважина» региональная доля налогов может возрасти до 15–20%. Очевидно, что формирование «справедливой» налогооблагаемой базы будет способствовать увеличению роли и значения налогового регулирования нефтяного сектора на региональном уровне.

Проблемы формирования налогооблагаемой базы (что отвечает как интересам территорий, так и центра) требуют принятия регулирующих механизмов на федеральном уровне. При решении этой проблемы могут быть адаптированы зарубежные подходы, например, применен опыт провинции Альберта, где цена нефти для расчета налогооблагаемой базы устанавливается государством в зависимости от ряда показателей, включая цены внешних рынков.

Первые шаги в этом направлении Правительством РФ уже сделаны. В конце 2000 г. Президенту РФ был представлен пакет документов по проблемам налогообложения и регулирования цен в нефтяном секторе. В этом пакете были предложены аналитическая справка *«Проблемы налогообложения нефтяной отрасли»*, письмо за подписью глав МНС и Минэкономразвития, проекты законодательных и нормативных актов. Были предложены концепции ряда методик, включая:

- Методику сопоставления закупочных цен нефтепродуктов, поступающих на АЗС, уровню рыночных цен;
- Методику сопоставления экспортной цены нефтепродуктов, указанной сторонами внешнеторговой сделки, мировым рыночным ценам на нефтепродукты;

- Методику сопоставления экспортной цены нефти, указанной сторонами внешнеторговой сделки, и мировых рыночных цен на нефть.

В настоящий момент на основе предложенных концепций продолжается разработка методик расчета справочных цен на нефть и нефтепродукты для целей налогообложения. Завершение этого процесса и проверка работоспособности новых подходов потребуют определенного времени, что явилось причиной временного (на период с 1 января 2002 года до 31 декабря 2004 года) введения для нефти ставки налога на добычу в рублях за тонну с коэффициентом, учитывающим уровень мировых цен на нефть.

Важным источником информации при формировании цен на нефть для целей налогообложения может выступать нефтяная биржа. Комитетом Госдумы РФ по экономической политике были подготовлены поправки к Закону «О биржах и биржевой торговле», согласно которым 10% стратегически важного сырья должно продаваться через биржу.⁶⁹ По мнению законодателей, эти предложения помогут «бороться с трансфертными ценами».

2.1.3. Взаимодействие бюджетов и трансфертные цены

Проблемы трансфертного ценообразования должны быть рассмотрены в первую очередь с точки зрения отношений центра и добывающих территорий. Акцизы на нефть и экспортные пошлины не зависят от уровня внутренних цен и в полном объеме поступают в федеральный бюджет. Цены, используемые компаниями при экспорте нефти, достаточно легко проконтролировать, поскольку существуют надежные индикаторы – цены, публикуемые специализированными компаниями (например, агентством *Platts*). Вполне надежными показателями являются и объемы добычи нефти, в зависимости от которых рассчитываются акцизы на нефть.

Если рассматривать динамику только двух налогов – акциза и экспортной пошлины, то можно отметить, что федеральный бюджет имел в различных условиях вполне надежные источники поступлений. В условиях низких мировых цен на нефть (экспортная пошлина невысока или отсутствует) и до девальвации российского рубля акцизы являлись важным финансовым инструментом. Они обеспечивали значительные

⁶⁹ См.: Неймышева Н. Принудительные торги// Ведомости. – 2000. – 1 сент.

бюджетные поступления, находясь на уровне 9 долл./т (55 руб./т при курсе около 6 руб. за 1 долл. США).

После девальвации российского рубля и в условиях высоких цен на углеводороды значение акциза на нефть (около 2 долл./т) существенно ослабло, и соответственно уменьшилась заинтересованность нефтяных компаний в его дифференциации или замене на НДС. Одновременно значительно усилилось значение экспортной пошлины: при ценах на нефть на уровне 23–25 долл./бар. ставка пошлины была на уровне 20 евро/т.

Таким образом, в вопросах налогообложения нефтегазового сектора федеральный центр последовательно проводит политику, соответствующую фискальным целям.

В случае формирования налоговой базы на основе рыночных цен может возрасти значение роялти, налога на прибыль и налогов с оборота, являющихся основой формирования региональных бюджетов. Поэтому добывающие регионы в большей степени заинтересованы в формировании «справедливой» налоговой базы. Решение этого вопроса осложнено тем, что в России вплоть до настоящего времени нет индикаторов внутренних рыночных цен (как отмечалось, на свободном рынке внутри страны реализуется около 3% добываемой нефти).

2.1.4. Полнота уплаты начисленных налогов и рычаги регулирования

Одной из проблем для сырьевых территорий является полнота уплаты начисленных налогов, в том числе в денежной форме. Например, в 1998 г. удельный вес денежных средств в поступлениях от предприятий ХМАО в федеральный бюджет составил 74,8% (зачетов – 25,2%), в территориальный бюджет – соответственно 33,1 и 66,9%. Таким образом, доля «живых» денег при расчете с федеральным бюджетом значительно выше, чем при расчете с региональным. Подобная ситуация имела место и в 1999 г. Из ХМАО в федеральный бюджет поступило 23,4 млрд руб. (денежными средствами – 22,6 млрд руб., или 97% от общей суммы), в окружной бюджет – 34,1 млрд руб. (денежными средствами – 23,5 млрд руб., или 69%), в бюджет Тюменской области – 2,2 млрд руб. (денежными средствами – 1,0 млрд руб., или 45%).

В числе причин, обуславливающих меньшую долю денежных средств в налоговых поступлениях территорий, – то, что федеральный центр обладает более эффективными рычагами воздействия на нефтя-

ные компании (в условиях задолженности последних перед бюджетами), позволяющими повысить собираемость налогов. Одним из наиболее результативных рычагов является введение ограничений на доступ к экспортной инфраструктуре.

2.2. Учет специфики взимания общих налогов

Рассмотрим основные налоги, взимаемые в России с нефтегазодобывающих предприятий и компаний. Такой анализ необходим для уяснения места и роли территорий в налоговом регулировании, для оценки распределения риска неполучения налоговых платежей между региональным и федеральным бюджетами. Рассмотрим существующие налоги также с точки зрения их соответствия основным требованиям, предъявляемым к налоговой системе, и прежде всего требованиям прогрессивности, связи с прибыльностью, чувствительности к изменениям условий разработки и добычи.

Под общими налогами понимаются налоги, которыми облагаются все сферы хозяйственной деятельности, включая недропользование. К важнейшим общим налогам применительно к нефтегазовому сектору следует отнести налоги на прибыль и имущество, а также налоги с выручки, роль которых существенно снизилась из-за отмены налога на содержание социальной сферы и уменьшения ставки налога на содержание автодорог.

2.2.1. Налог на прибыль

Налог на прибыль является одним из важнейших налогов, влияющих на формирование доходной части региональных бюджетов. Например, в 1999 г. в бюджете ХМАО поступления от налога на прибыль предприятий и организаций составили около 30%. Налог на прибыль можно рассматривать как важный инструмент пополнения федерального и региональных бюджетов от нефтедобычи, но он не обеспечивает полного изъятия рентного дохода.

Уплата налога на прибыль зависит от ставки налога и условий, в соответствии с которыми возмещаются затраты на оценку, разведку, разработку и эксплуатацию месторождений. Методы учета амортизации при разведке и разработке месторождений оказывают существенное влияние на размер налогооблагаемой прибыли и динамику бюджетных доходов, связанных с этим налогом.

Для нефтегазового сектора России важнейшее значение имела льгота, которая позволяла уменьшать налогооблагаемую базу (не более чем наполовину) на величину инвестиций. Эта льгота для большинства нефтяных компаний существенно уменьшала «эффективную» (реальную) ставку налога на прибыль. С 1 января 2002 г. вступает в действие *глава 25 Налогового кодекса «Налог на прибыль организаций»*, в соответствии с которой ставка налога составляет 24% с одновременно отменяются практически все льготы, в том числе и связанная с инвестициями. Отмена данной льготы не может быть в полной мере компенсирована даже существенным сокращением ставки налога на прибыль.

При этом изменяются пропорции распределения налога между уровнями бюджетной системы: в федеральный бюджет налог будет зачисляться по ставке 7,5%, в региональный – 14,5, в местные – 2%. *Регионам предоставляется возможность снижать ставку* для отдельных категорий налогоплательщиков в части суммы налога, зачисляемого в их бюджеты. Но этом указанная ставка не может быть ниже 10,5%, т.е. фактически территории могут уменьшить ставку налога максимум на 4 процентных пункта⁷⁰.

Функционирование нефтегазового комплекса связано с большими капитальными затратами на начальных этапах разработки месторождений, поэтому глава 25 Налогового кодекса содержит важные положения, касающиеся *переноса убытков*. Налогоплательщикам предоставляется возможность уменьшать налоговую базу на всю сумму убытка, полученного в предыдущем налоговом периоде. Срок погашения ограничен 10 годами.

Существенно упрощается механизм принятия к вычету таких затрат, как расходы на рекламу, на добровольное страхование, командировочные расходы.

В рамках новой *амортизационной политики* изменяются принципы формирования норм амортизационных отчислений, которые устанавливаются исходя из сроков полезного использования имущества. Кроме того, предусматривается возможность начисления амортизации линейным и нелинейным способами.

⁷⁰ См.: Закон РФ № 110-ФЗ от 6 августа 2001 г. «О внесении изменений и дополнений в Часть вторую Налогового кодекса РФ и некоторые другие акты законодательства РФ о налогах и сборах, а также о признании утратившими силу отдельных актов (положений актов) законодательства РФ о налогах и сборах»// Российская газета. – 2001. – 8 авг.

В рассматриваемой главе Налогового кодекса подробно описан порядок учета расходов, осуществляемых в целях **приобретения лицензии** на право пользования недрами, как для случая подписания лицензионного соглашения, так и для случая, если такое соглашение не будет заключено. При этом к затратам, осуществляемым для приобретения лицензии, в частности, относятся расходы:

- на предварительную оценку месторождения;
- на проведение аудита запасов месторождения;
- на разработку технико-экономического обоснования, проекта освоения месторождения;
- на приобретение геологической и иной информации;
- на оплату участия в конкурсе.

Специальный раздел закона посвящен учету расходов на освоение природных ресурсов. Определен порядок списания затрат по безрезультатным поисково-разведочным работам, включая расходы на строительство (бурение) разведочных скважин на месторождениях нефти и газа, на проведение комплекса геологических работ и испытаний с использованием этих скважин, а также на последующую ликвидацию таких скважин. Эти затраты включаются в состав прочих расходов равномерно в течение пяти лет.

2.2.2. Налоги с выручки и налог на имущество

К **налогам с выручки (оборота)**, оказывающим существенное влияние на финансовые результаты деятельности нефтяных компаний и взимаемым во всех сферах деятельности, до принятия второй части Налогового кодекса относились:

- налог на пользователей автодорог;
- налог на содержание социальной сферы.

Эти налоги, хотя и имеют регрессивный характер (не связаны с прибыльностью, взимаются с начала добычи), служат важными рычагами налогового регулирования на региональном уровне. Налог на пользователей автодорог (частично) и налог на содержание социальной сферы (в полном объеме) поступают в региональные и местные бюджеты и внебюджетные фонды. Добывающие регионы с помощью налогов с выручки, сокращая их ставки, стимулируют добычу. Тем самым они могут уменьшать регрессивный характер системы налогообложения в целом.

Начиная с 2001 г. ставка налога на пользователей автодорог снижена до 1%, а налог на содержание социальной сферы полностью отменен. Соответствующее сокращение доходов местных бюджетов компенсировалось увеличением ставки налога на прибыль на 5 процентных пунктов⁷¹.

При реализации новой версии Налогового кодекса в целом система налогообложения в нефтегазовом секторе станет более прогрессивной, но возможно сокращение налоговых поступлений в бюджеты нефтегазовых территорий.

Налог на имущество также имеет регрессивный характер, поскольку он не связан с прибыльностью нефтегазовых операций. Этот налог имеет региональный статус, но возможности территорий по установлению элементов налогообложения (кроме ставки налога) незначительны. Тем не менее регионы могут вводить льготные ставки для некоторых категорий имущества. Например, законодательство ХМАО позволяет использовать льготные ставки для нефтяных компаний, которые не имеют задолженности в региональный бюджет.

2.3. Учет специфики взимания специальных налогов

К специальным налогам и платежам при пользовании недрами (в том числе при поиске, разведке, оценке нефтегазовых месторождений и добыче углеводородов), определенным *Законом РФ «О недрах»* и применяемым до 1 января 2002 года, относятся (схема 2.1):

- акцизы на нефть и газ;
- экспортные пошлины на нефть и газ;
- платежи за пользование недрами;
- отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

2.3.1. Акцизы на нефть

Акцизы и экспортные пошлины на нефть и газ являются инструментами налогового регулирования на федеральном уровне. Но их рассмотрение с точки зрения интересов территорий необходимо, поскольку эти

⁷¹ См.: Закон РФ от 5 августа 2000 г. № 118 «О введении в действие Части второй Налогового кодекса РФ и внесении изменений в некоторые законодательные акты РФ о налогах»// Российская газета. – 2000. – 10 авг.

налоги оказывают существенное влияние на формирование налоговой базы по основным региональным налогам. Увеличение ставок акцизов и экспортных пошлин (при прочих равных условиях и особенно при формировании облагаемой базы на основе рыночных цен по принципу «франко-скважина») ведет к сокращению налогооблагаемой базы для налога на прибыль и роялти, т. е. к перераспределению налоговых платежей между центром и добывающими регионами.

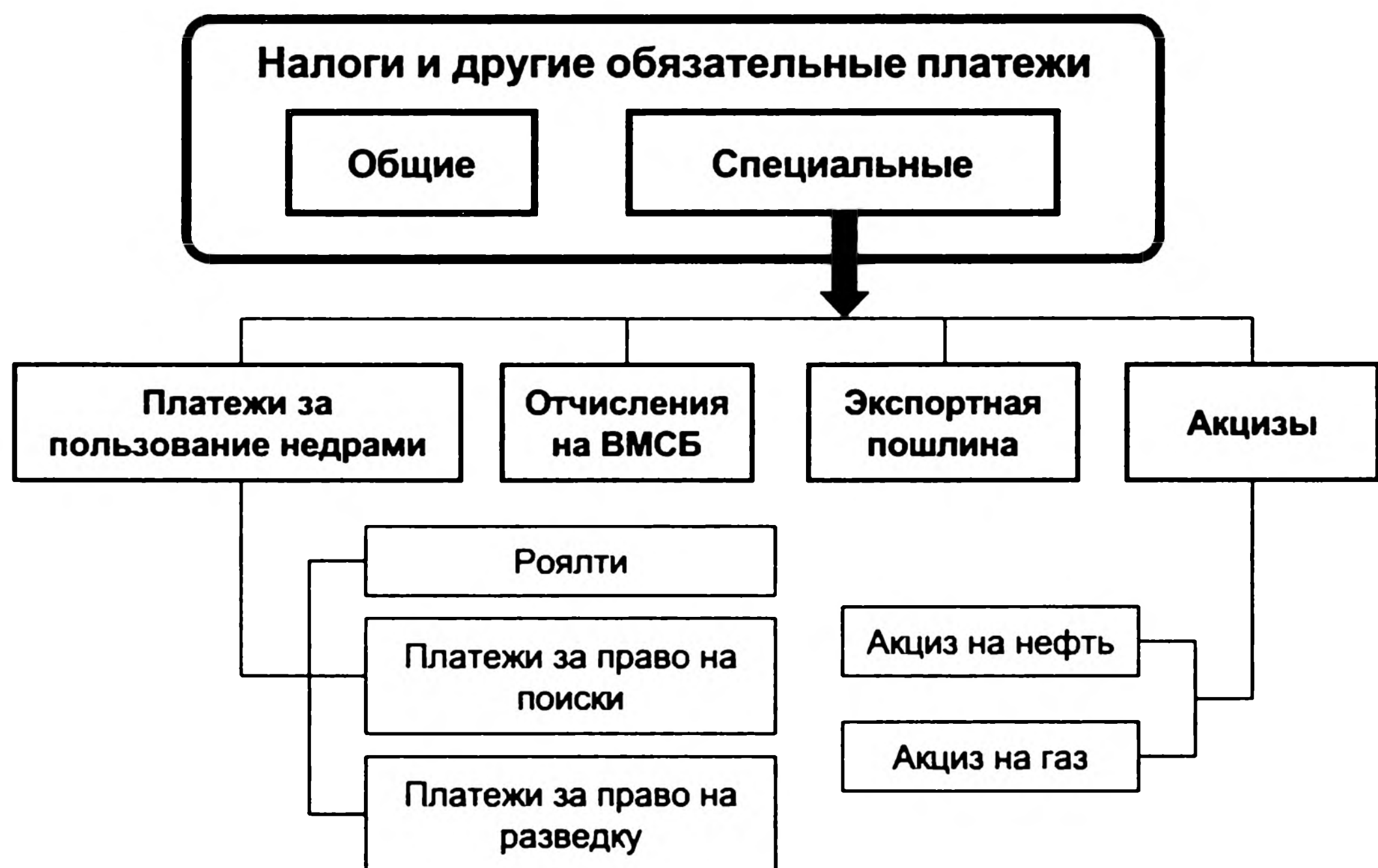


Схема 2.1. Специальные налоги в системе налогообложения нефтегазового сектора

Важно отметить следующее обстоятельство. В ряде случаев имеет место ситуация, когда регионы снижают уровень налогообложения для стимулирования добычи нефти, а центр в это же время увеличивает налоговую нагрузку. В результате перераспределяются налоговые платежи в направлении федерального бюджета и снижаются эффекты налогового регулирования на региональном уровне. Поэтому необходимо комплексное рассмотрение всех основных элементов системы налогообложения нефтегазового сектора, и прежде всего специальных налогов.

2.3.2. Экспортная пошлина на нефть

В начале 90-х годов ставки экспортной пошлины на нефть не были напрямую связаны с показателями, характеризующими эффективность экспорта углеводородов, например с уровнем цен на вывозимую нефть. Гибкие ставки экспортной пошлины, зависящие от уровня мировых цен, были введены лишь в 1999 г. (базовая ставка равнялась 2,5 евро/т). При снижении среднемесячной цены на нефть марки «Юралс» ниже 9,8 долл./бар. пошлины могли быть отменены. При увеличении цены до 12,3 долл./бар. ставка увеличивалась до 5 евро/т.

Затем при взимании экспортной пошлины стала использоваться более дифференцированная шкала, которая позволяла достаточно гибко распределять выгоды от высоких цен между бюджетом и компаниями. При уровне цен в 23–25 долл./бар., к поддержанию которого стремятся страны ОПЕК, ставка экспортной пошлины составляла около 20 евро/т. Эта шкала не была закреплена законодательно, что порождало дополнительную неопределенность при реализации долгосрочных проектов в нефтегазовом секторе.

В соответствии с изменениями и дополнениями, внесенными в *Закон РФ от 21 мая 1993 года № 5003-1 «О таможенном тарифе»*, для нефти введена новая шкала предельных ставок вывозных таможенных пошлин:

- в размере 0% – при сложившейся за два предшествующих месяца средней цене нефти марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) до 109,5 долл./т;
- в размере, не превышающем 35% от разницы между сложившейся за два предшествующих месяца средней ценой нефти марки «Юралс» и 109,5 долл. (при цене нефти в интервале между 109,5 и 182,5 долл./т);
- в размере, не превышающем 25,53 долл. и 40% от разницы между средней ценой нефти и 182,5 долл. (при превышении ценой нефти уровня 182,5 долл./т).⁷²

⁷² См.: Закон «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса РФ и некоторые другие акты законодательства РФ, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства РФ»// Российская газета. – 2001. – 10 авг.

2.3.3. Платежи за право пользования недрами

Важнейшими инструментами налогового регулирования сферы недропользования на региональном уровне являются платежи за право пользования недрами, порядок взимания которых был определен в 1992 г.⁷³ Вплоть до 1 января 2002 г. они включают следующие платежи:

- за право на поиск (и оценку) месторождений;
- за право на разведку месторождений;
- за право на добычу полезных ископаемых (бонусы и роялти).

Основную часть платежей за право на добычу, получаемых государством, составляют регулярные платежи в виде роялти. Вводимый с 1 января 2002 г. налог на добычу сохраняет их суть, основные характеристики и особенности, поэтому мы будем в дальнейшем называть его также роялти.

Ставка роялти фиксируются вне зависимости от этапа эксплуатации месторождения. Такой подход не соответствует динамике объемов добычи и экономических показателей (себестоимости, прибыльности) на конкретных месторождениях. Целесообразно в законодательстве предусматривать гибкое изменение ставок в зависимости от стадий разработки месторождений и, возможно, от уровня мировых цен на нефть. В этом случае на этапах падающей добычи должно происходить сокращение уровня налогообложения. Ставки могли бы изменяться, например, при достижении заданных уровней отбора нефти (в процентах от начальных извлекаемых запасов). При реализации такого подхода важно, чтобы решение о динамике изменения ставок принималось с учетом интересов нефтегазодобывающих регионов.

Вплоть до 1 января 2002 г. большая часть роялти направляется в региональные бюджеты. В случае добычи полезных ископаемых на территории автономного образования, входящего в состав области или края, роялти в областной (краевой) бюджет поступают за счет половины соответствующих платежей в федеральный бюджет. Такое распределение роялти очень важно, в частности, для южной части Тюменской области. Область включает в свой состав два автономных округа, являющихся самостоятельными субъектами Федерации и имеющих

⁷³ См.: Постановление Правительства РФ от 28 октября 1992 г. № 828 «Об утверждении положения о порядке и условиях взимания платежей за право пользования недрами, акваторией и участками морского дна»// Ведомости Съезда народных депутатов РФ и Верховного Совета РФ. – 1992. – № 36. – Ст. 1985.

собственные бюджеты. Совокупная региональная доля роялти от добычи углеводородов в ХМАО и ЯНАО достигает 80%, из которых 60% получают округа и районы в их составе, а 20% поступает в бюджет юга Тюменской области (рис. 2.2).



Рис. 2.2. Распределение специальных налогов между бюджетами разного уровня

В 2000 г. в доходах бюджета южной части Тюменской области доля платежей за право пользования недрами (среди которых основной объем приходился на роялти от добычи нефти и газа на территории автономных округов) превысила 60%. В то же время в среднем по России доля этих платежей в доходах региональных бюджетов составляла примерно 4%.

Существенным изменениям с 1 января 2002 г. подвергается распределение налога на добычу. В федеральный бюджет направляется 80% сумма налога по углеводородам, в бюджет субъекта Федерации – 20%. При добыче нефти и газа на территории автономного округа, входящего в состав края или области, 74,5% налога направляется в федеральный бюджет, 20 – бюджет округа и 5,5% – в бюджет края или области. Такое распределение налога на добычу существенно снизит доходы нефтегазодобывающих регионов, получаемые от платежей за пользование недрами.

При пользовании недрами в районах проживания малочисленных народов и этнических групп часть платежей, поступающих в бюджеты субъектов РФ, используется для социально-экономического развития этих народов и групп. Например, в ХМАО часть роялти перечисляется в региональный государственный *Фонд поколений*, который создан с целью формирования условий для долговременного устойчивого развития округа.

Целевая предназначенность Фонда поколений – обеспечение материальной основы социально-экономического развития округа в 2005–2010 гг. Наращиваемые активы фонда имеют характер возобновляемых материальных и финансовых ресурсов, что исключает одностороннюю сырьевую зависимость округа, создает гарантии обеспечения уровня жизни и занятости населения региона по мере снижения добычи сырья и истощения природных ресурсов⁷⁴. Согласно бюджетному законодательству ХМАО, норматив отчислений в Фонд поколений установлен в размере 15% от фактического поступления платы за пользование недрами в региональный бюджет⁷⁵.

Законодательство России допускает частичное или полное освобождение от платежей при пользовании недрами и получение отсрочки по внесению этих платежей в бюджет. Целями таких льгот являются прежде всего:

- стимулирование освоения месторождений, находящихся в сложных горно-геологических условиях, в том числе содержащих трудноизвлекаемые запасы;
- внедрение экологически безопасных технологий и технологий, повышающих извлечение ресурсов.

Решение о предоставлении отсрочек или об освобождении от платежей принимается органами, выдающими лицензии на пользование недрами. Поскольку лицензия выдается совместно федеральными и региональными органами власти (в соответствии с «принципом двух ключей»), на практике реализация этих возможностей затруднена. Добывающие регионы имеют право устанавливать дополнительные осно-

⁷⁴ См.: Закон ХМАО от 15 декабря 1994 г. № 30 «О региональном Фонде поколений Ханты-Мансийского автономного округа»// Законодательство ХМАО. – [Http://www.hmao.wsnet.ru](http://www.hmao.wsnet.ru).

⁷⁵ См.: Закон ХМАО от 16 февраля 1999 г. № 13-оз «О бюджете округа на 1999 год»// Законодательство ХМАО. – [Http://www.hmao.wsnet.ru](http://www.hmao.wsnet.ru).

вания для освобождения отдельных категорий пользователей недр от платежей, поступающих в региональный бюджет.

Освобождение от платежей за пользование недрами приобретает особое значение на *поздних стадиях освоения* отдельных месторождений и нефтяных провинций в целом. *Скидка на истощение недр* может предоставляться пользователю недр, осуществляющему добычу дефицитного полезного ископаемого при низкой экономической эффективности разработки месторождения, а также добычу полезного ископаемого из остаточных запасов пониженного качества. Решение об установлении скидки на истощение недр принимается органами, выдавшими лицензию на право пользования недрами, после экспертизы представленных недропользователем геолого-экономических и технико-экономических обоснований.

В 1996 г. на федеральном уровне был разработан временный порядок проведения государственной экспертизы материалов по освобождению от ресурсных платежей, включая требования к содержанию геологических и экономических материалов, обосновывающих возможность частичного или полного освобождения недропользователей от платежей за пользование недрами⁷⁶. Но разработанный порядок проведения экспертизы не решил проблем применения этих льгот на практике, процедура их предоставления осталась довольно сложной. Вплоть до настоящего времени отсутствует федеральное законодательство, устанавливающее четкий порядок освобождения от платежей за недра и применения скидок на истощение недр.

2.3.4. Платежи на воспроизводство минерально-сырьевой базы

Платежи на ВМСБ отменяются с 1 января 2002 года. Тем не менее уяснение их места в регулировании нефтегазовых операций, в том числе на региональном уровне, и поиск альтернативных источников финансирования ГРР необходимы с точки зрения формирования новой системы налогообложения.

Основным предназначением платежей на ВМСБ является *финансирование геологоразведочных работ* (ГРР). В соответствии с *Законом*

⁷⁶ См.: Письмо МПР РФ от 18 ноября 1996 года № ВО-61/3024 «О проведении государственной экспертизы материалов по освобождению от ресурсных платежей»// Минеральные ресурсы России. – 1996. – № 6.

РФ «О недрах» для финансирования работ, связанных с геологическим изучением недр, поиском и оценкой месторождений полезных ископаемых, в 1993 г. был создан специальный *Государственный внебюджетный фонд ВМСБ РФ*. Основными источниками образования средств фонда стали платежи на ВМСБ, а также доходы от проведения конкурсов и аукционов по предоставлению прав на пользование недрами⁷⁷.

Отчисления направляются в федеральный бюджет и бюджеты субъектов РФ и должны использоваться только по целевому назначению – для финансирования работ по государственному геологическому изучению недр и ВМСБ. Однако существенная часть отчислений, направляемая в федеральный и региональные бюджеты, не в полной мере используется для воспроизводства минерально-сырьевой базы, распыляясь по другим направлениям, не имеющим прямого отношения к восполнению запасов нефти и газа.

По справкам Министерства природных ресурсов, представленным в Госдуму РФ, средства на ВМСБ расходуются не по назначению с 1992 г., и к 1998 г. только 30% этих средств в бюджетах всех уровней доходило до цели. Проверка Счетной палаты, проведенная в 1999 г., установила, что в 1997 и 1998 гг. от 50 до 70% средств на ВМСБ как по федеральной части, так и по субъектам Федерации расходовалось не по назначению (например, в 1998 г. большая часть этих денег была направлена на выплату пенсий). Только в 1999 г. Министерство финансов впервые «отдало» 90% полагающихся средств, поскольку Минприроды начало вести активную кампанию вокруг проблемы использования отчислений на ВМСБ⁷⁸.

Основанием для распределения отчислений, направляемых в федеральный бюджет и бюджеты субъектов РФ (в том числе передаваемых добывающим организациям и предприятиям), являются соответственно федеральные и региональные государственные программы геологического изучения недр и ВМСБ.

Особенности использования платежей на ВМСБ на региональном уровне хорошо видны на примере ХМАО. В настоящее время пропорции распределения отчислений на ВМСБ между бюджетами автоном-

⁷⁷ См.: Постановление Правительства РФ от 2 августа 1997 г. № 986 «Об утверждении Положения о фонде ВМСБ»// Собрание законодательства РФ. – 1997. – № 32. – Ст. 3789.

⁷⁸ См.: Кому доверить воспроизводство?// Нефть и капитал.– 2000. – № 6.

ного округа и РФ формируются на основе *соглашения* между окружной администрацией и федеральными министерствами (Минприроды, Минтопэнерго и Минэкономики). В соответствии с этим соглашением 30% отчислений направляются в федеральный бюджет, а 70% остаются в распоряжении округа. Аналогичные пропорции применяются и в других добывающих регионах, например в Томской области.

В соответствии с *Законом ХМАО «О порядке использования отчислений на ВМСБ, поступающих в бюджет ХМАО в 1998 году»* отчисления, оставляемые в распоряжении компаний для реализации региональной программы в пределах распределенного фонда недр составляли более 70%, в пределах нераспределенного фонда – около 30%. Средства окружного бюджета, направляемые компаниям для проведения ГРР за пределами ХМАО, передаются им на основе беспроцентных инвестиционных кредитов со сроком погашения до пяти лет и закреплением эквивалента предоставляемой суммы в свободно конвертируемой валюте⁷⁹.

Отчисления на ВМСБ, направляемые для реализации региональной программы ГРР на нераспределенном фонде недр, зачисляются на специальный бюджетный счет и должны расходоваться строго по целевому назначению в соответствии с утвержденной программой. Эта программа включает прежде всего строительство поисково-оценочных и параметрических скважин, сейсморазведочные работы. Например, в 1998 г. на территории ХМАО за счет отчислений на ВМСБ (на нераспределенном фонде недр) планировалось ввести в эксплуатацию 86 поисково-оценочных и параметрических скважин, которые должны были обеспечить прирост запасов по категориям С₂ и С₃ в размере 123 млн т⁸⁰.

Таким образом, формируя программы изучения недр и распределяя средства по различным направлениям работ, добывающие регионы в настоящее время используют отчисления на ВМСБ как *действенный рычаг регулирования нефтегазовых операций*.

Отчисления на ВМСБ играют важнейшую роль в финансировании ГРР. Например, основной прирост запасов нефти в 1998 г., как и в пре-

⁷⁹ См.: Закон ХМАО от 14 апреля 2000 г. № 20-оз «О порядке формирования и использования средств территориального (окружного) целевого бюджетного фонда ВМСБ ХМАО в 2000 году»// Законодательство ХМАО. – [Http://www.hmao.wsnet.ru](http://www.hmao.wsnet.ru).

⁸⁰ См.: Закон ХМАО от 16 марта 1998 г. № 12-оз «О порядке использования отчислений на ВМСБ, поступающих в бюджет ХМАО в 1998 году»// Законодательство ХМАО. – [Http://www.hmao.wsnet.ru](http://www.hmao.wsnet.ru).

дыдущие годы, обеспечили крупные нефтяные компании и «Газпром». В общем объеме прироста запасов нефти в 1998 г. их доля составила 89% (207 млн т), причем весь прирост запасов по компаниям получен за счет средств, оставленных на ВМСБ. Прирост запасов газа, полученный в 1998 г. за счет ставок отчислений на ВМСБ, составил 106 млрд куб. м (в 1997 г. – 206 млрд куб. м)⁸¹.

При отмене платежей на ВМСБ на федеральном уровне не предусмотрено альтернативных вариантов финансирования ГРР. Поэтому в разделе 3 будут более подробно рассмотрены сценарии развития минерально-сырьевой базы (МСБ) в условиях сокращения государственного финансирования ГРР.

3. Участие добывающих регионов в налоговом регулировании нефтегазового сектора: возможности и перспективы

Конституцией Российской Федерации установлено, что недра относятся к предметам совместного ведения РФ и субъектов Федерации⁸². Например, лицензии на право пользования недрами предоставляются совместно органом исполнительной власти региона – субъекта РФ и федеральным органом управления государственным фондом недр или его территориальным подразделением (уже упоминавшийся «принцип двух ключей»). Из *принципа совместного ведения* вытекает возможность разработки территориями собственного законодательства по вопросам недропользования и налогового регулирования, в том числе при освоении месторождений углеводородных ресурсов. Региональное законодательство призвано детализировать и уточнять общие нормы и положения федеральных правовых актов с учетом местных особенностей.

3.1. Возможности участия российских сырьевых территорий в налоговом регулировании

Права и полномочия регионов в области налогового регулирования нефтегазового сектора определяются законодательными актами федерального уровня, в том числе *Законом РФ «О недрах»*, *Налоговым ко-*

⁸¹ См.: Об итогах работы ТЭК в 1998 году и основных направлениях его деятельности на 1999 год. – М.: Минтопэнерго РФ, 1999.

⁸² См.: Конституция Российской Федерации.

дексом РФ и рядом других нормативных актов, разработанных на основе названных законов. Например, в соответствии с *Законом РФ «О недрах»*⁸³ в компетенцию органов власти субъектов Федерации входит, в частности, определение форм и размеров платы за пользование участками недр регионального и местного значения в установленных пределах.

3.1.1. Особенности существующей в РФ налоговой системы

Общие принципы построения налоговой системы в России, касающиеся налогов, сборов, пошлин и других платежей, а также прав, обязанностей и ответственности налогоплательщиков и налоговых органов, определяются федеральным законодательством – *Налоговым кодексом РФ*⁸⁴. В настоящее время применяется также ряд положений *Закона РФ «Об основах налоговой системы в Российской Федерации»*⁸⁵.

В России, как и в большинстве федеративных государств, взимаются федеральные, региональные и местные налоги. Отметим те из них, которые имеют непосредственное отношение к нефтегазовому сектору.

К *федеральным налогам* относятся:

- НДС;
- акцизы на минеральное сырье;
- таможенные пошлины;
- платежи за пользование природными ресурсами;
- налог на прибыль;
- налоги, являющиеся источниками образования дорожных фондов (в том числе налог на пользователей автодорог).

Федеральные налоги, и в частности размеры их ставок, объекты налогообложения, плательщики и порядок зачисления в бюджеты или

⁸³ См.: *Закон РФ от 21 февраля № 2395-1 «О недрах»*// Собрание законодательства РФ. – 2000. – № 2. – Ст. 141.

⁸⁴ См.: *Закон РФ от 31 июля 1998 г. № 146-ФЗ «Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть первая»*; *Закон РФ от 5 августа 2000 г. № 117 «Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая»*// Российская газета. – 2000. – 10 авг.

⁸⁵ См.: *Закон РФ от 27 декабря 1991 г. «Об основах налоговой системы в Российской Федерации»*// Ведомости Съезда народных депутатов РФ и Верховного Совета РФ. – 1992. – № 11. – Ст. 527.

во внебюджетные фонды, устанавливаются законодательными актами Российской Федерации. Эти налоги взимаются на всей территории страны.

К *налогам субъектов Федерации* относятся налог на имущество предприятий и налог с продаж. Региональные налоги устанавливаются законодательными актами РФ.

В соответствии с *Налоговым кодексом РФ* (ч. первая, ст. 12) органами власти субъекта Федерации при введении регионального налога определяются налоговые ставки в пределах, установленных федеральным законодательством, порядок и сроки уплаты налога, а также формы отчетности. Другие элементы налогообложения определяются федеральным законодательством. При введении регионального налога могут предусматриваться налоговые льготы и основания для их использования налогоплательщиками.

Наиболее важными среди *местных налогов* является земельный налог. Характеристики важнейших для нефтегазовой промышленности России налогов и обязательных платежей (статус, ставки и база обложения) приведены в *табл. 3.1*.

3.1.2. Оценка возможностей участия нефтегазовых территорий в налоговом регулировании

В настоящее время основные налоги, взимаемые с нефтегазовых предприятий, имеют федеральный статус. Они либо в полном объеме поступают в федеральный бюджет (акцизы, экспортная пошлина), либо распределяются между центром и регионами (налог на прибыль, роялти).

Оценить возможности участия российских регионов в налоговом регулировании нефтегазового сектора можно на основе пропорций распределения налоговых поступлений между уровнями бюджетной иерархии (*рис. 3.1*). Предлагаемый подход к оценке связан с тем, что территории могут изменять ставки налогов (в том числе предоставлять льготы) только в той части налогов, которые поступают в региональные бюджеты⁸⁶. Следует отметить, что регионы имеют очень ограниченные возможности в отношении регулирования других (кроме ставок) элементов налогообложения – установления налоговой базы, объекта обложения, порядка и условий взимания налогов (это относится даже к налогам, имеющим региональный и местный статус).

⁸⁶ Подробнее см.: Токарев А. Налоговое регулирование нефтегазового сектора: региональные аспекты. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 2000.

Таблица 3.1

Налогообложение в нефтегазовом секторе России

(до конца 2001 года)

Вид налога	Получатель налога	Ставка налога	Налоговая база
Налоги с оборота			
НДС	ФБ, РБ	20%	Обороты по реализации товаров на территории РФ
Акциз на газ	ФБ	15–30%	Стоимость реализованной продукции исходя из государственной регулируемой оптовой цены промышленности
Акциз на нефть	ФБ	73,92 руб./т	Количество реализованной продукции
Налоги и отчисления, включаемые в себестоимость			
Земельный налог	РБ, МБ	Площадная	За 1 га по ставкам, утвержденным местными органами власти
Отчисления на ВМСБ	ФБ, РБ	10%	Стоимость первого товарного продукта
Роялти	ФБ, РБ, МБ	6–16%	Стоимость реализованной продукции
Платежи за поиск и оценку	МБ	1–2%	Сметная стоимость поисковых и оценочных работ
Платежи за разведку	МБ	3–5%	Сметная стоимость разведочных работ
Экспортная пошлина на нефть	ФБ	евро/т	В зависимости от уровня мировых цен на нефть
Налог на автодороги	РБ	1%	Стоимость реализованной продукции (без НДС, акциза)
Налоги, относимые на финансовые результаты			
Налог на имущество	РБ	2%	Стоимость основных, оборотных средств и финансовых активов
Налоги с прибыли			
Разовые платежи за право на добычу	ФБ, РБ, МБ	Не менее 10%	Величина регулярного платежа в расчете на среднегодовую проектную мощность добывающего предприятия
Налог на прибыль	ФБ, РБ, МБ	35%	Балансовая прибыль

Примечание: ФБ – федеральный бюджет, РБ – региональный бюджет (бюджет субъекта Федерации), МБ – местный бюджет.

В соответствии с предложенным подходом нефтегазовые территории имеют «сильные» возможности регулирования по налогам на имущество и на пользователей автодорог. По акцизам, экспортной пошлине на нефть и НДС в настоящее время регионы не имеют практически никаких возможностей регулирования (рис. 3.1).

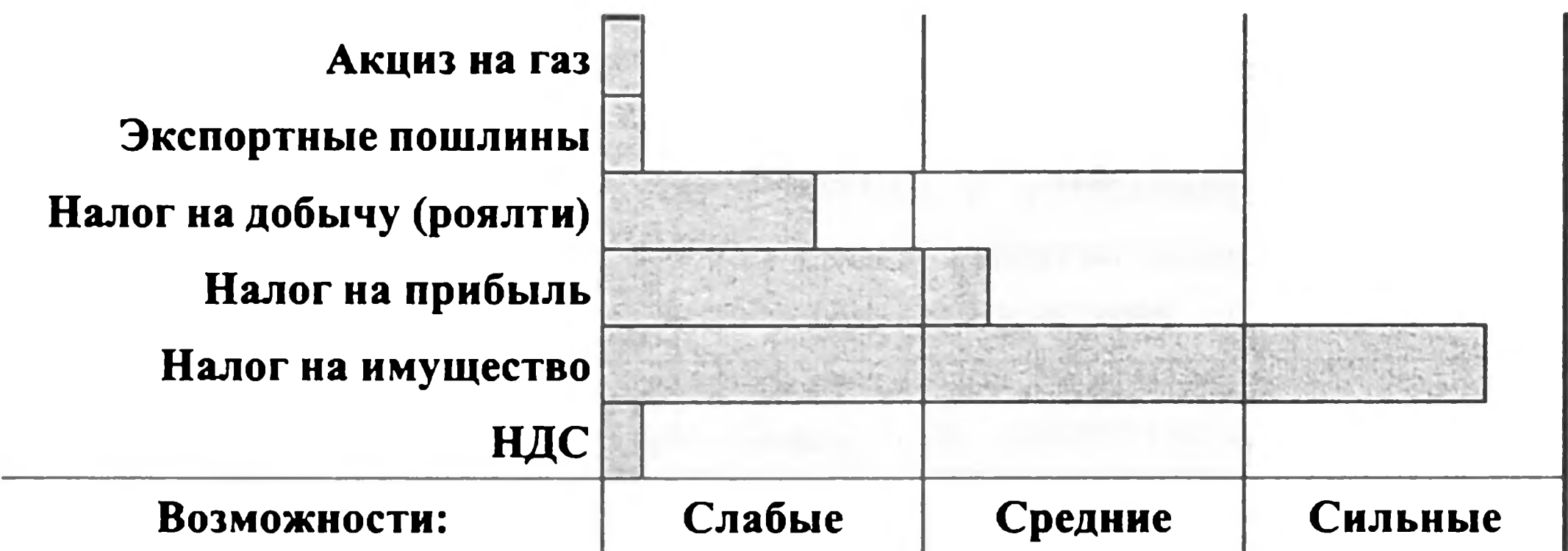


Рис. 3.1. Возможности налогового регулирования нефтегазового сектора на региональном уровне

Слабые возможности – доля регионов при распределении соответствующего налога менее 1/3; средние – доля региона от 1/3 до 2/3; сильные – доля региона более 2/3.

Налоговое регулирование на региональном уровне в условиях фискальной налоговой политики федерального центра связано в первую очередь со стимулированием добычи, введением льгот для тех или иных налогоплательщиков или категорий добываемой продукции.

3.2. Основные изменения в системе налогообложения, предусматриваемые Налоговым кодексом

В настоящее время перспективы изменения российского налогового законодательства (в том числе для нефтегазового сектора) связаны с введением в действие отдельных глав *второй части Налогового кодекса* и проектов его *специальных разделов*, которые направлены на систематизацию и упорядочение всей законодательной базы налогообложения.

Весьма существенные изменения в системе налогообложения нефтегазового сектора (после введения в действие в 1992 г. Закона РФ «О недрах») произошли в 2001 г. Причем эти изменения затронули все

ключевые налоги (налог на прибыль, платежи при использовании недр, экспортные пошлины):

- при добыче **нефти** вместо платежей на ВМСБ, акциза на нефть и роялти введен налог на добычу полезных ископаемых (налог на добычу), взимаемый по ставке 16,5%;
- на три года (на период с 1 января 2002 г. по 31 декабря 2004 г.) ставка налога на добычу для **нефти** устанавливается на уровне 340 руб. за тонну. При этом указанная ставка применяется с коэффициентом, характеризующим динамику мировых цен на нефть;
- при добыче **газа** вместо платежей на ВМСБ и роялти введен налог на добычу полезных ископаемых, взимаемый по ставке 16,5%;
- ставка акциза на **газ**, реализуемый на территории РФ и в странах – участницах Содружества Независимых Государств, установлена в размере 15%; на газ, реализуемый за пределы РФ (за исключением стран СНГ) – в размере 30%;
- введены предельные ставки экспортных пошлин на нефть в зависимости от цен нефти марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском).

Введение потонной ставки налога на добычу для нефти (даже с учетом зависимости от мировых цен на нефть) не соответствует мировым тенденциям в налогообложении нефтегазового сектора, когда ставки специальных налогов напрямую зависят от рентабельности добычи или связаны с уровнями дебитов, объемов добычи, периодом эксплуатации или местом расположения месторождения.

Существенным изменениям подверглась вся **система платежей при использовании недр** (раздел V закона «О недрах»). В настоящее время в нее входят:

- разовые платежи за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии (бонусы);
- регулярные платежи за пользование недрами (ренталс) взимаются за предоставление пользователям недр исключительных прав на поиск, оценку и разведку месторождений. Ставка ренталс устанавливается за кв. км площади участка недр. Правительство РФ устанавливает минимальный и максимальный размеры ставки регулярного платежа. Конкретный размер ставки ренталс определяется на региональном уровне;
- плата за геологическую информацию о недрах;

- сбор за участие в конкурсе (аукционе);
- сбор за выдачу лицензии.

Таким образом, государство пошло по пути отделения налоговых платежей за пользование природными ресурсами от неналоговых. Первые – включаются в Налоговый кодекс, вторые остаются в сфере регулирования законом «О недрах». Следует отметить, что такой подход вызывает необходимость изменений во всех лицензионных соглашениях в части уплаты роялти.

По данным Минфина России, в результате изменений налогового законодательства потери доходов консолидированных бюджетов субъектов Российской Федерации от налоговых поступлений прогнозируются в размере 76 млрд рублей. При этом основная часть выпадающих доходов – 53 млрд рублей – приходится на регионы-доноры и прежде всего на нефтегазовые территории⁸⁷.

К сожалению, новая налоговая система в нефтегазовом секторе не становится более гибкой. Требуется ее дополнение более тонкими инструментами, связанными с эффективностью разработки месторождений.

Если иметь в виду *перспективы создания гибкой налоговой системы* в нефтегазовом секторе, то важнейшим элементом проекта Налогового кодекса следует признать НДД. В соответствии с предлагаемым порядком применения этого налога ставка НДД зависит от соотношения между накопленными доходами и накопленными затратами («Р-фактора»). На начальных этапах освоения месторождения, пока не возмещены капитальные затраты, компании не платят НДД. Специфика данного налога заключается в том, что компании должны будут вести учет эксплуатационных и капитальных затрат, а также доходов отдельно по месторождениям, поскольку расчет НДД базируется на учете денежных потоков по объектам разработки, а не по предприятию в целом.

Заменяя акциз на газ и частично налог на добычу, НДД внесет элемент прогрессивности в налоговую систему. Этот налог позволит государству изъять более высокую долю ренты с высокорентабельных месторождений углеводородов и стимулировать разработку низкорентабельных объектов.

⁸⁷ См.: **Официальная информация. Сообщение для прессы.** – [Http://www.minfin.ru](http://www.minfin.ru), 21 августа 2001 г.

Основные элементы системы налогообложения нефтегазового сектора, построение которой предполагается *Налоговым кодексом*, представлены в *табл. 3.2*.

Таблица 3.2

**Налогообложение в нефтегазовом секторе России
(с 1 января 2002 года в соответствии с Налоговым кодексом)**

Вид налога	Статус налога	Ставка налога	Налоговая база
Налоги и отчисления, включаемые в затраты			
НДС	Ф	20%	Обороты по реализации товаров на территории РФ
Акциз на газ	Ф	15–30%	Стоимость реализованной продукции (с учетом индексации цен и теплотворной способности) без НДС
Налог на добычу: газ	Ф	16,5%	Стоимость добытого газа
Налог на добычу нефти с 1 января 2002 г. по 31 декабря 2004 г.	Ф	340 руб./т	Количество добытой нефти в натуральном выражении; ставка применяется с учетом мировых цен на нефть
Налог на добычу: нефть с 1 января 2005 г.	Ф	16,5%	Стоимость добытой нефти
Земельный налог	М	0,1–2%	Кадастровая стоимость земельного участка или его нормативная цена
Ренталс	Ф	руб./кв.км	Площадь лицензионного участка
Разовые платежи за право на добычу	Ф	Не менее 10%	Величина налога на добычу в расчете на среднегодовую проектную мощность добывающего предприятия
Налог на имущество	Р	2%	Среднегодовая стоимость имущества
Налоги с прибыли			
Налог на прибыль	Ф	24%	Разница между доходами и расходами, связанными с производством и реализацией товаров

Примечание. Ф – федеральный, Р – региональный, М – местный.

3.3. Альтернативные направления совершенствования налоговой системы в нефтяном секторе

Как уже отмечалось выше, особенностью налогообложения нефтяной промышленности является применение специальных налогов, к которым относятся роялти, акцизы, экспортная пошлина. Рассмотрим вероятные направления совершенствования структуры специальных нефтяных налогов, затрагивающие интересы добывающих территорий.

Следует отметить, что не все проблемы налогообложения нефтегазового сектора нашли решение в рамках Налогового кодекса. Совершенствование действующей налоговой системы должно идти по пути повышения ее гибкости и адаптивности, дифференциации налогов в зависимости от условий разработки и добычи нефтегазовых ресурсов, ориентироваться на обложение прежде всего прибыли, а не валового дохода.

3.3.1. Акцизы на нефть и газ

В настоящее время акцизы на углеводородное сырье в полном объеме поступают в федеральный бюджет, поэтому регионы не участвуют в распределении ренты через этот канал. Проектом Налогового кодекса предусматривается возможность применения НДД при разработке новых месторождений. Поскольку этот налог предполагается ввести вместо акциза, то он, вероятно, тоже в полном объеме будет поступать в федеральный бюджет. В интересах добывающих регионов порядок взимания НДД должен быть разработан таким образом, чтобы не сокращалась база для «обычного» налога на прибыль, большая часть которого поступает в региональные бюджеты.

В случае же сохранения акциза на газ одним из важнейших вопросов останется *формирование дифференцированных ставок акциза*. Проект Налогового кодекса не выдвигает новых подходов к решению данного вопроса по сравнению с действующим законодательством, например, Законом РФ «О недрах».

Необходимо рассмотреть возможность *полной поэтапной замены акциза на газ налогом на дополнительный доход от добычи углеводородов*. Целесообразен именно поэтапный переход (сначала применяя данный налог только для новых месторождений), чтобы не допустить резкого сокращения поступлений в федеральный бюджет в первые годы действия НДД.

3.3.2. Роялти

Представляется, что совершенствование условий и порядка взимания роялти следует осуществлять в рамках трех ключевых направлений:

- применения гибких ставок, зависящих от условий разработки месторождений углеводородного сырья, в том числе от стадий освоения, цен на нефть и газ на мировых и внутренних рынках, качества добываемой продукции;
- формирования налогооблагаемой базы, гарантирующей защиту от использования нефтяными компаниями трансфертных цен для целей налогообложения;
- разработки и реализации программ стимулирования, учитывающих приоритетные цели и задачи регионов, особенности состояния сырьевой базы.

В современных условиях регионы могут применять гибкие ставки лишь в той их части, которая распределяется в региональные бюджеты. Поэтому целесообразно ввести законодательные нормы, позволяющие *применять гибкие ставки роялти* в зависимости от уровня цен при сохранении фиксированных пропорций распределения налога между бюджетами. Введение льгот по роялти особенно важно для освоения трудноизвлекаемых запасов, которые в России составляют значительную долю в общем объеме ресурсов. К сожалению, глава 26 Налогового кодекса не вносит почти ничего нового и конкретного в уже принятый (см. Закон РФ «О недрах»), но не действующий порядок налогообложения при работе с трудноизвлекаемыми запасами.

В соответствии с главой 26 Налогового кодекса налог на добычу не взимается при добыче:

- полезных ископаемых в части нормативных потерь;
- попутного газа;
- полезных ископаемых при разработке некондиционных (остаточных запасов пониженного качества) или ранее списанных запасов;
- полезных ископаемых из отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств (в том числе в результате переработки нефтешламов).

Глава 26 Налогового кодекса не дает критериев и для применения скидки на истощение недр. Практическое же использование скидок на

истощение действительно необходимо, поскольку финансово-экономические показатели освоения месторождений и качество запасов в недрах постоянно изменяются в процессе эксплуатации, причем в худшую сторону (например, падают дебиты скважин, растет обводненность добываемой продукции). Соответственно нужны и конкретные критерии для применения скидки на истощение недр. В Налоговом кодексе целесообразно дать перечень критериев, по которым определяется льготный режим для освоения истощенных запасов нефти, например по величине дебитов скважин, обводненности добываемой продукции, степени отработки запасов. В частности, льготное налогообложение может быть применено при дебитах ниже заданного уровня и/или обводненности выше некоторой предельной величины. При этом полномочия по определению конкретных параметров регулирующих показателей следует предоставить региональным органам управления.

3.3.3. Платежи на ВМСБ

Основная часть платежей на ВМСБ (около 70%) остается в добывающих регионах и используется нефтегазовыми компаниями для выполнения территориальных программ геологического изучения недр. Такой порядок дает регионам действенные рычаги регулирования нефтегазового сектора в целом и геологоразведки в частности.

Налоговый кодекс предусматривает отмену платежей на ВМСБ с 1 января 2002 года, что значительно уменьшает роль регионов в регулировании нефтегазового сектора в целом и процесса геологического изучения недр в частности.

Отмена платежей на ВМСБ может негативно повлиять на положение старых нефтегазовых провинций. Разрабатываемые запасы, например, Татарстана характеризуются высокой обводненностью, малыми дебитами, а новые месторождения – небольшими размерами и высокими удельными затратами на их освоение (см. раздел 1). Эффективность разработки запасов углеводородного сырья в российских нефтяных провинциях, находящихся на стадии падающей добычи, ниже, чем в новых провинциях Азербайджана, Казахстана или Ирака. Поэтому для российских нефтяных компаний перечисленные (и некоторые другие) регионы могут стать более приоритетными в инвестиционном плане, чем «старые» нефтегазовые провинции внутри страны.

Отмена п/латежей на ВМСБ может привести к дальнейшему ухудшению положения с финансированием изучения недр и геологоразвед-

ки, поскольку в настоящее время значительная часть этих отчислений (более 70%) используется нефтяными компаниями для проведения ГРП. Если учесть проблемы с финансированием ГРП, то представляется целесообразным сохранить платежи на ВМСБ (возможно, несколько снизив ставку) и усилить их защищенность от нецелевого использования. Соответствующий законопроект «О целевых государственных фондах ВМСБ» был подготовлен в 1999 г. рабочей группой Комитета по природным ресурсам Государственной Думы (второго созыва).

Следует учитывать, что регулирование платежей на ВМСБ является важным инструментом налоговой политики на региональном уровне. При отмене платежей на ВМСБ было бы целесообразным предоставить регионам другие (компенсирующие) рычаги регулирования нефтегазового сектора, например расширить компетенцию региональных органов власти в вопросах взимания платежей при пользовании недрами или предоставить территориям возможность формировать региональные фонды развития минерально-сырьевой базы (МСБ) с жестким контролем за целевым использованием средств.

3.3.4. Распределение налоговых платежей между бюджетами

В соответствии с Налоговым кодексом все налоги по своему статусу подразделяются на федеральные, региональные и местные. Однако в Налоговом кодексе по некоторым налогам, например НДС не указаны ни нормативы, ни подходы к распределению отчислений по федеральным налогам в региональные бюджеты. Предполагается, что эти вопросы должны решаться в рамках бюджетного законодательства. Поэтому Налоговый кодекс не дает нефтегазовым регионам реальных гарантий стабильности налоговых поступлений.

Представляется целесообразным закрепить в Налоговом кодексе (или бюджетном законодательстве) минимальные границы распределения налоговых поступлений между бюджетами различных уровней (федеральным, региональным и местным). Это касается прежде всего основных налогов – НДС, налогов на прибыль и на имущество, платежей за пользование недрами. В противном случае усилится неопределенность при формировании региональных и местных бюджетов, а следовательно, при реализации программ социального развития нефтегазовых территорий.

Основная часть бюджетов нефтегазовых регионов формируется в настоящее время за счет поступлений от НДС, налога на прибыль и роялти. В проекте Налогового кодекса этим налогам, так же как и налогу на дополнительный доход от добычи углеводородов, акцизам придан федеральный статус.

Проект Налогового кодекса предоставляет центру возможность перераспределять налоговые поступления в пользу федерального бюджета, оставляя в нем хорошо собираемые налоги. Целесообразно, чтобы основные налоги являлись источниками пополнения одновременно и федерального, и региональных бюджетов. Это позволило бы более равномерно распределить риски, связанные с собираемостью налогов, и скоординировать усилия центра и регионов по формированию законодательной и нормативной базы налогообложения нефтегазового сектора.

В настоящее время перспективы распределения налоговых платежей между бюджетами различного уровня во многом связаны с *«Программой развития бюджетного федерализма в РФ на период до 2005 года»*, которую правительство РФ одобрило в 2001 г. В соответствии с этой Программой значительно уменьшается часть платежей за недра, которая направлялась в региональные и местные бюджеты при добыче углеводородного сырья (табл. 3.3). Это может привести к существенному сокращению бюджетов нефтегазовых регионов.

3.3.5. Налогообложение специальных категорий нефти

Одним из важнейших направлений совершенствования налоговой системы в нефтяной промышленности является разработка подходов, позволяющих стабилизировать добычу нефти, увеличить объемы работ по внедрению новых технологий, методов увеличения нефтеотдачи (МУН), экономически стимулировать работы по малодебитному фонду и вводу в эксплуатацию бездействующих скважин.

В современных условиях наряду с решениями, включенными в проект Налогового кодекса, например введением НДД, необходимы дополнительные регулирующие меры, направленные на стимулирование:

- добычи из малодебитных, низкорентабельных скважин и месторождений;
- восстановления бездействующих скважин;
- разработки новых месторождений.

Таблица 3.3

Разграничение налоговых полномочий и источников доходов между уровнями бюджетной системы к 2005 г., %

Вид налога	Федеральный бюджет	Региональный бюджет	Местный бюджет
Таможенные пошлины	100	–	–
НДС	100	–	–
Ресурсные платежи (углеводородное сырье)	80	10	10
Ресурсные платежи (прочие полезные ископаемые)	–	50	50
Акцизы на нефть, газ, бензин	100	–	–
Налог на доходы физических лиц	–	50	50
Налог на прибыль	30	55	15
Транспортный налог	–	100	–
Налог с продаж	–	40	60
Экологические платежи	–	50	50
Налог на недвижимость	–	–	100

Источник. Торг закончен// Эксперт. – 2001. – № 20. – С. 42–44.

Большая часть налогов, взимаемых сегодня с предприятий нефтегазового сектора, связана с объемными показателями добычи. В результате каждая тонна нефти, добытая, например, из малодебитных скважин, влечет за собой начисление дополнительных сумм налоговых платежей. Поскольку прямые издержки на добычу нефти из таких скважин существенно выше среднего уровня, продолжение эксплуатации быстро становится убыточным. Негибкий налоговый режим служит одной из основных причин преждевременного вывода из эксплуатации малодебитных скважин. Если бы совокупное налоговое бремя зависело от рентабельности, добыча нефти из малодебитных скважин была бы безубыточной вплоть до момента, когда прямые издержки на добытую тонну не превысили бы цену нефти⁸⁸.

⁸⁸ См.: **Налоговый кодекс** привлечет инвестиции: интервью с С. Шаталовым// Коммерсантъ. – 1999. – 7 сент.

3.4. Изменение региональной политики в условиях сокращения прямых источников финансирования ВМСБ

Предстоящая отмена платежей на ВМСБ настоятельно требует от регионов внесения существенных изменений в политику, касающуюся подготовки сырьевой базы развития добывающих отраслей нефтегазового сектора. *Тактические шаги*, имеющие целью достижение быстрых результатов и *смягчение краткосрочных негативных последствий* отмены платежей на ВМСБ, должны быть направлены на то, чтобы ослабить радикальность намеченных нововведений. Речь идет о том, чтобы по возможности придать процессу отмены платежей на ВМСБ плавный, поэтапный характер, обеспечить частичную компенсацию за счет других налогов.

Представляется целесообразным сохранение на региональном уровне *источников средств* для регулирования воспроизводственного процесса, содержания социальной сферы, зависящей от деятельности геолого-разведочных организаций, финансирования работ на нераспределенном фонде недр.

Такой подход будет способствовать осуществлению *единой, согласованной государственной политики* по вопросам воспроизводства минерально-сырьевой базы. В противном случае стратегия развития минерально-сырьевой базы будет определяться политикой крупных нефтегазовых компаний, которая может не соответствовать стратегическим национальным и региональным целям и задачам в сфере недропользования.

Ставка налога на добычу установлена на уровне средней ставки роялти «плюс» 50% ставки платежей на ВМСБ. Представляется целесообразным часть налога, соответствующую платежам на ВМСБ, направлять на финансирование ГРР. Важно, чтобы при формировании бюджета было предусмотрено целевое использование на развитие МСБ части налога на добычу. Причем целесообразно часть средств передать территориям (на уровне 2% в рамках 16,5% ставки налога на добычу).

В этом случае сохраняется *баланс интересов* участников процесса недропользования:

- для *компаний* уменьшается уровень налогообложения. Высвободившиеся средства они смогут использовать более эффективно (с их точки зрения) по секторам экономики и регионам;

- в распоряжение **территорий** будут направлены средства для решения задач по регулированию сферы недропользования, проведению работ на нераспределенном фонде недр;
- у **Федерации** останется прежний уровень средств на развитие МСБ (3% от стоимости добытой продукции).

Долгосрочная стратегия действий должна быть направлена на **формирование новой финансовой и организационной схемы** выполнения работ по изучению недр и воспроизводству минерально-сырьевой базы. Такая стратегия соответствует принципу постепенного сужения сферы прямого государственного участия в подготовке запасов нефти и газа и переходу к методам косвенного регулирования.

Главными задачами при этом являются:

- 1) формирование условий для повышения экономической эффективности поисковых и геологоразведочных работ, привлечения инвестиций в сферу недропользования, в частности разработка и реализация соответствующих **механизмов регулирования**;
- 2) поиск и формирование альтернативных источников финансирования работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы на данной территории;
- 3) создание новых организационных форм финансирования работ по воспроизводству МСБ, например, формирование региональных **фондов ресурсного регулирования** – фондов ВМСБ.

Сужение источников прямого финансирования и переход к косвенным методам регулирования резко повышают значимость фактора **экономической эффективности работ по изучению недр и подготовке запасов** нефти, газа и других видов минерального сырья. Иными словами, процесс воспроизводства МСБ должен приобрести выраженный экономически обусловленный характер.

Это предполагает прежде всего проведение реструктуризации всего комплекса работ по воспроизводству МСБ на основе объективного аудита выполняемых (запланированных) работ и объектов их приложения. В результате все работы вне зависимости от их конкретного содержания должны быть подразделены на несколько категорий, отражающих экономическую целесообразность выполнения. В первом приближении перечень категорий работ может выглядеть следующим образом.

1-я категория – «обязательные» работы, которые с необходимостью должны выполняться за счет государственных средств и под пря-

мым государственным контролем (со стороны субъекта Федерации или совместно с федеральным центром). По своему значению это работы, которые:

- определяют региональную стратегию изучения недр и развития МСБ;
- влияют на разработку долгосрочной политики в вопросах недропользования, увязанной с общими социально-экономическими целями и приоритетами.

Работы 1-й категории образуют жестко необходимый минимум, конкретные границы которого в каждый отрезок времени зависят от реальных финансовых возможностей.

2-я категория – «целесообразные» работы, которые тесно примыкают к работам 1-й категории, но не попадают в нее из-за финансовых ограничений. В зависимости от конкретных условий и возможностей «целесообразные» работы могут либо относиться к разряду отложенных (резерв работ 1-й категории, перенесенных на более поздние сроки выполнения), либо передаваться для выполнения нефтегазовым компаниям (на конкурсной основе и под жестким контролем со стороны государства). В качестве стимулов для компаний-операторов следует рассматривать возможность получения ценной геологической информации, налоговых льгот, последующего прямого финансирования за счет государственных средств.

3-я категория – «необязательные» работы, которые могут выполняться за счет государственного финансирования только при отсутствии жестких бюджетных ограничений. В противном случае эти работы следует передать для выполнения нефтегазовым компаниям, используя различные рычаги стимулирования в рамках лицензионной и налоговой политики.

4-я категория – «нецелесообразные» работы, от выполнения которых следует либо вообще отказаться (из-за экономической нецелесообразности), либо отказаться «условно», т. е., предоставить нефтегазовым компаниям возможность выполнять эти работы на условиях полного коммерческого риска.

Работы перечисленных выше категорий в той или иной форме (директивной или индикативной – в зависимости от категории) должны быть включены в текущие планы и долгосрочные программы изучения недр и воспроизводства МСБ.

5-я категория – «социально-значимые» работы. Это особая категория работ, необходимость выполнения которых диктуется прежде всего социальными факторами и условиями, например, задачами поддержания высокого уровня занятости населения, сохранения социальной инфраструктуры городов и поселков и т.п. Выполнение указанных работ не следует жестко увязывать с программами воспроизводства МСБ и соответствующими лимитами финансовых ресурсов. Организация и финансирование «социальнозначимых» работ должны осуществляться в рамках бюджетной, налоговой и лицензионной политики территории по разряду социальных целей и приоритетов.

Сокращение или ликвидация отчислений на ВМСБ ставят перед органами власти нефтегазовых территорий задачи по формированию **нового механизма управления недрами** в условиях снижения государственных инвестиций в поиск и разведку месторождений. Рычагами такого управления могут быть:

- проведение конкурсов и аукционов на право пользования недрами (с оценкой средств, которые могут быть получены от их реализации и целевым образом направлены на финансирование ВМСБ);
- увеличение числа объектов, требующих проведения поисковых работ, в общем объеме конкурсных (аукционных) блоков;
- закрепление в условиях предоставления компаниям прав на пользование недрами детальных обязательств по объемам геологоразведочных работ и динамике их финансирования;
- обязательный ежегодный возврат в нераспределенный фонд недр опойскованных участков, на которых не выявлены запасы;
- безусловное досрочное прекращение прав пользования недрами в случае неисполнения какой-либо части обязательств, установленных конкурсами (аукционами), прежде всего, в части геологоразведочных работ и изучения недр;
- льготы и гарантии для небольших независимых компаний в нефтегазовом секторе, занятых выполнением работ по программам воспроизводства МСБ (обеспечение доступа к транспортной инфраструктуре, налоговые льготы);
- система преференций для геологоразведочных предприятий, включая налоговые льготы в части региональных и местных налогов.

В новой стратегии добывающих регионов большую роль могут сыграть **региональные фонды ресурсного регулирования** (фонды ВМСБ). Эти фонды должны заменить фонд, ранее формировавшийся на основе платежей на ВМСБ. Их источниками должна стать часть платежей за пользование недрами, доходов территорий от реализации проектов на условиях соглашений о разделе продукции, доходов от проведения конкурсов (аукционов).

Первоочередной **целью** этих фондов должно быть не столько получение дополнительных средств в бюджеты, сколько устойчивое развитие территорий на основе освоения и разработки месторождений минерального сырья, сохранения геологоразведки, поддержания высокого уровня занятости.

Источниками формирования фондов могут быть:

- часть **роялти** (налога на добычу), например отчисляемая по ставке 1% от объема реализованной продукции или в размере 10% от общей суммы роялти, перечисляемой в территориальный бюджет (по аналогии с опытом ХМАО, где фиксированная доля от фактического поступления роялти перечисляется в Фонд поколений);
- часть платежей, получаемых в результате проведения **конкурсов и аукционов** на право пользования недрами, например, 10% от общей суммы таких поступлений;
- регулярные платежи за пользование недрами (ренталс);
- часть средств, получаемых в результате реализации проектов на условиях **соглашений о разделе продукции**, целевым образом направляемая на финансирование ВМСБ. Эта часть (доля) может быть законодательно (субъектом Федерации) зафиксирована, например, на уровне 10% от объема всех платежей инвесторов, соответствующих доле территории (в общей государственной части прибыльной продукции).

Основные **направления использования** средств региональных фондов ВМСБ должны быть непосредственно связаны с финансированием работ по изучению недр и воспроизводству МСБ. Помимо этого за счет средств фондов могут финансироваться:

- мониторинг выполнения условий лицензионных соглашений;
- научно-исследовательские работы в нефтегазовом секторе;
- законотворческая деятельность и организация правовых экспертиз в области недропользования;

- подготовка и проведение конкурсов и аукционов на право пользования недрами;
- экспертизы и рецензирование проектов, отчетов по полученной геологической информации и научно-исследовательским работам;
- содержание социальной сферы геологоразведочных предприятий;
- проведение мероприятий (конференций, выставок, семинаров) по вопросам недропользования.

Другой подход к формированию региональных фондов развития МСБ может быть назван **нормативным (компенсационным)**. В рамках этого подхода могут быть рассмотрены следующие механизмы стимулирования геологоразведочных работ.

1. Если за определенный период времени (например, год) объем добычи у нефтегазовой компании превышает прирост запасов, компания обязана компенсировать в региональный фонд развития МСБ сумму, рассчитываемую на основе средних удельных затрат на прирост запасов в регионе (выраженных, например, в рублях на тонну условного топлива) и величины, соответствующей превышению объемов добычи над приростом запасов (за этот промежуток времени).

Если прирост запасов превышает объем добычи, компания может получить дополнительные инвестиции на ГРП из фонда развития МСБ с учетом стратегии территории в сфере ВМСБ и эффективности проводимых компанией ГРП (схема 3.1).

При этом необходимо учитывать категории открываемых запасов и перспективных ресурсов. Они должны приводиться к единому показателю по достоверности запасов (например, к категории C_1).

2. Недропользователь финансирует ГРП за счет собственных средств в сумме, определенной как доля от стоимости добытой продукции. Нефтегазовые компании относят все эти затраты на себестоимость.

Если недропользователь использует на проведение ГРП менее определенной суммы, то средства, недостающие до этой величины, он обязан перечислить в региональный фонд развития МСБ (схема 3.2).

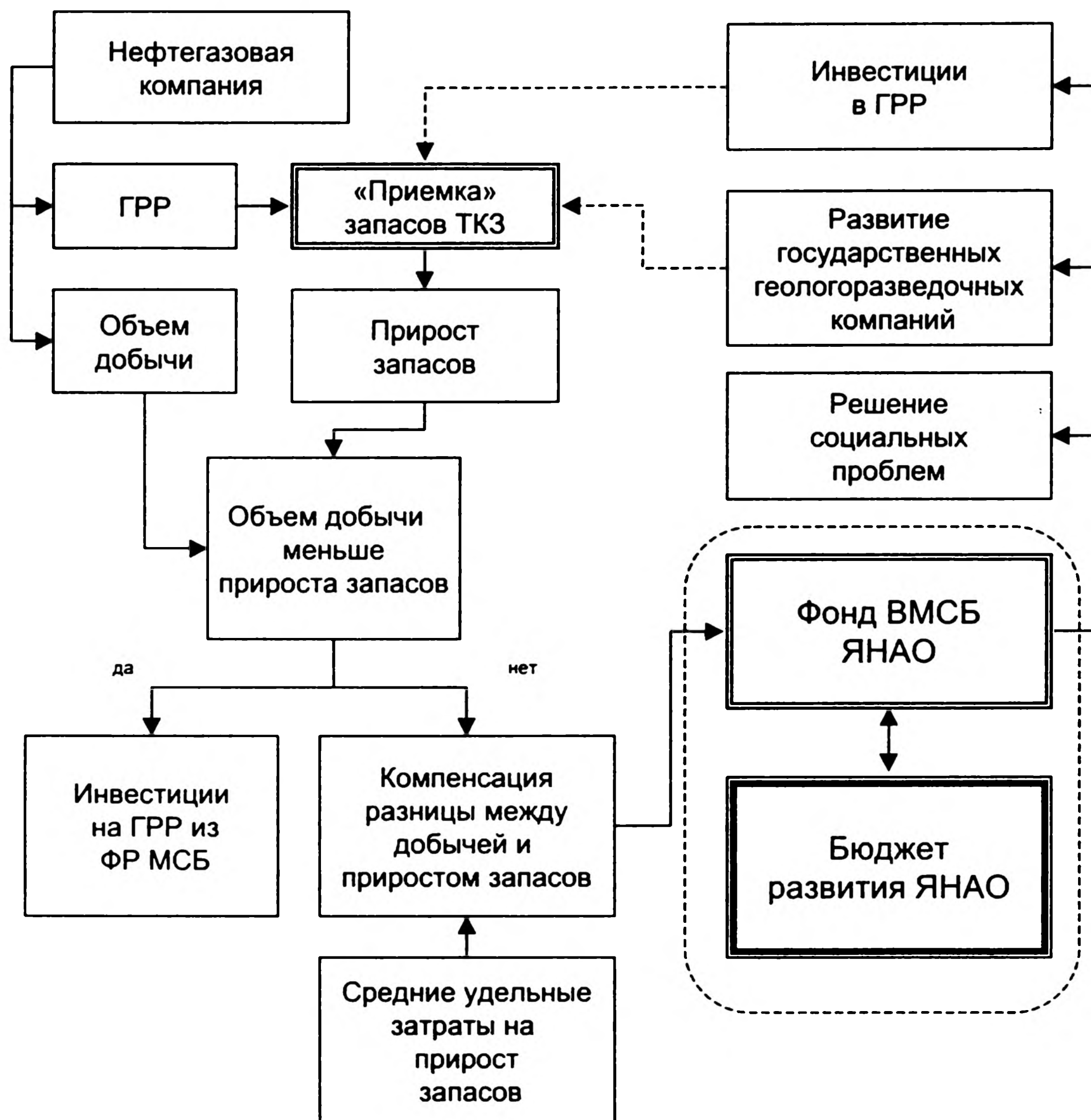


Схема 3.1. Регулирование ВМСБ на основе соотношения объемов добычи и прироста запасов

Если недропользователь использует на проведение ГРП сумму, превышающую определенный процент от стоимости добытых углеводородов, то компания может получить дополнительные инвестиции на ГРП из фонда развития МСБ, если это соответствует стратегии территории в сфере ВМСБ и эффективности проводимых компанией ГРП.

В условия недропользования могут быть внесены дополнения, связанные со структурой открываемых запасов. Например, доля прироста запасов категории C_2 (с учетом достоверности) должна

быть не менее 50% от общей суммы приращенных запасов. Эти требования должны соответствовать стратегии территории в сфере освоения ресурсов углеводородного сырья.

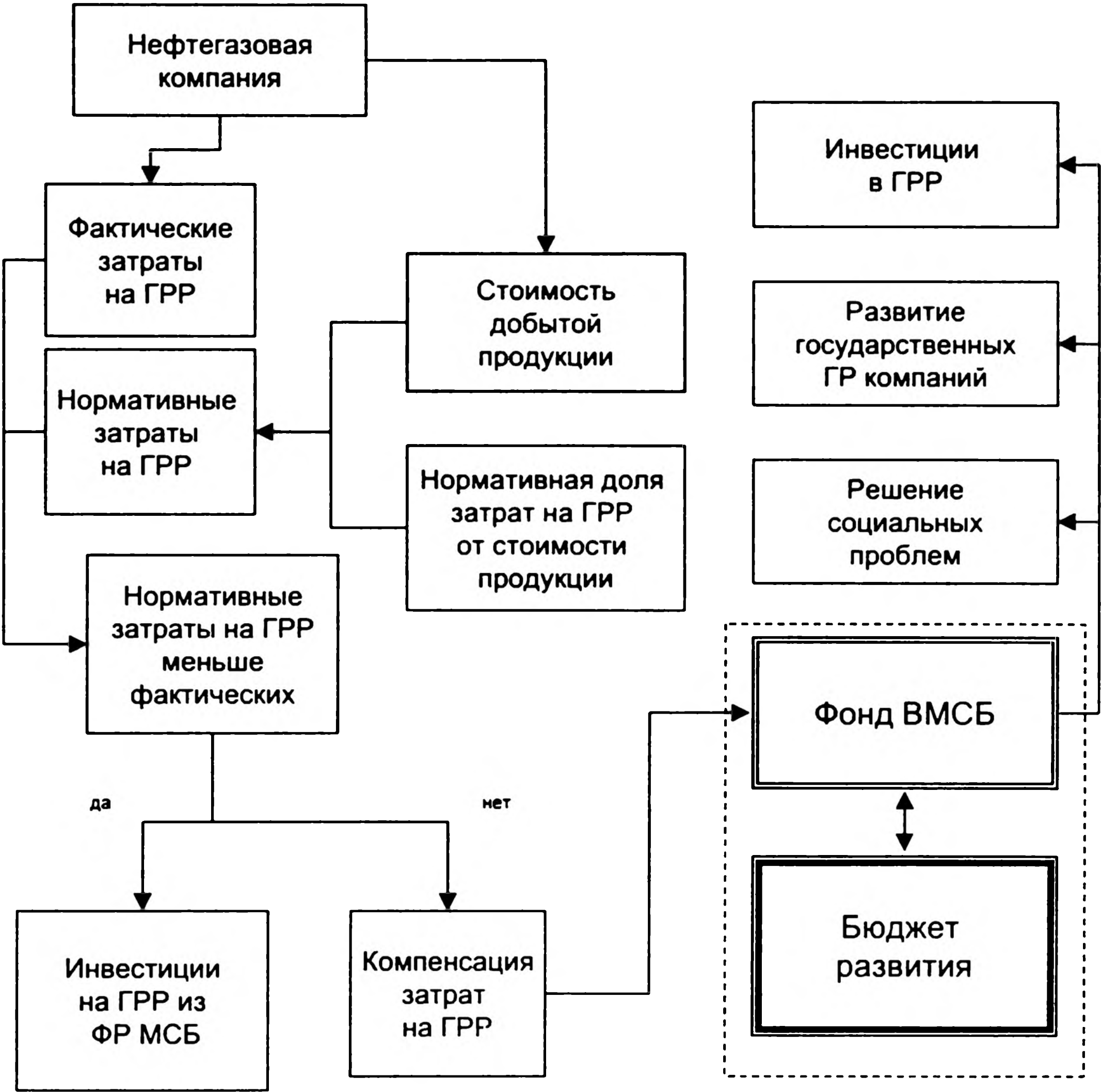


Схема 3.2. Регулирование ВМСБ на основе соотношения стоимости добытой продукции и затрат на ГРП

Фонды ВМСБ могут быть составной частью региональных бюджетов развития. Но возможна и схема, в которой *бюджеты развития будут выступать в качестве самостоятельного источника финансирования проектов, связанных с изучением минерально-сырьевой*

базы. За счет бюджета развития могут осуществляться следующие мероприятия:

- финансирование (долевое финансирование) инновационных проектов, имеющих важное значение для экономического и социального развития регионов в будущем;
- предоставление кредитов и гарантий малым и средним нефтегазодобывающим предприятиям;
- финансирование работ по общему геологическому изучению природно-ресурсного и минерально-сырьевого потенциала;
- финансирование проектов, связанных с разработкой новых технологий в области поиска, разведки, освоения природных и минерально-сырьевых ресурсов (включая информационное обеспечение данных процессов).

Таким образом, в рамках региональных бюджетов развития могут быть сформированы блоки перспективного развития минерально-сырьевого сектора экономики.

Формирование бюджета развития должно осуществляться прежде всего за счет части платежей при пользовании недрами. Тем самым ресурсы полезных ископаемых, ранее извлеченные из недр, должны создавать основу для приумножения минерально-сырьевой базы.

При определении направлений **расходования средств бюджета развития** должны быть четко определены:

- принципы отбора перспективных проектов;
- условия участия в перспективных проектах органов власти территорий;
- требования по поддержанию и развитию специализированной науки и сферы управления природно-ресурсным потенциалом.

Для функционирования системы воспроизводства МСБ на основе бюджета развития необходим комплекс **нормативно-правовых условий**, включающий:

- всю совокупность требований и принципов выполнения лицензиарами условий лицензионных соглашений;
- гибкий порядок налогового регулирования операций на региональном уровне;
- эффективную тарифную политику с точки зрения доступа к объектам общерайонной инфраструктуры и их использования;

- систему мониторинга за реализацией условий лицензионных соглашений.

Выполнение работ по воспроизводству МСБ при жестких бюджетных ограничениях потребует **повышения доходности (прибыльности) нефтегазовых операций на региональном уровне**. Для этого необходимо:

- сформировать конкурентную среду на всех этапах освоения ресурсов;
- преодолеть монопольные тенденции в сфере предоставления услуг, связанных с использованием объектами общерайонной инфраструктуры;
- создать условия и предпосылки для производства сырьевыми регионами продуктов с повышенной добавленной стоимостью (по сравнению с ценой углеводородов на скважине) – осуществить финансирование (софинансирование) проектов строительства газохимических производств и электроэнергетических объектов.

Чтобы обеспечить эффективное использование средств бюджета развития и выполнение работ по воспроизводству МСБ необходимо реформировать систему **организации и управления на региональном уровне**. Реформирование должно затронуть все основные структуры управления (в их взаимодействии) при решении различных задач управления природно-ресурсным потенциалом. Должны быть разработаны и процедуры предоставления (выделения) средств из бюджета развития, включая схему последующего контроля за расходованием этих средств.

4. Формирование региональной налоговой политики с учетом динамических особенностей освоения нефтегазовых провинций

4.1. Динамика экономических показателей освоения нефтегазовых провинций

Различия в условиях недропользования и уровнях налогообложения в разных регионах необходимо рассматривать в связи со степенью зрело-

сти нефтегазовых провинций. Зрелость является фактором, определяющим многие параметры освоения ресурсов нефти и газа: риски, объемы геологоразведочных работ, размеры месторождений, долю маргинальных (граничных с точки зрения экономической эффективности разработки) объектов.

Развитие (освоение) нефтегазовых провинций включает несколько стадий:

- поисково-разведочную;
- стадию ранней добычи;
- стадию зрелости;
- стадию падающей добычи.

Между перечисленными стадиями довольно трудно провести четкие временные границы, – они, как правило, размыты. Нередки случаи циклического развития, когда фазы нового роста добычи углеводородов наступают на стадиях стабильной или даже падающей добычи. Это может иметь место вследствие действия различных факторов, например в результате обнаружения крупных запасов нефти в ранее слабо разведанных горизонтах, резкого роста цен на углеводороды, революционных изменений в технологиях разведки и разработки месторождений, а также благодаря эффективным мерам государственного (в том числе налогового) регулирования.

В рамках проводимого анализа важно, что каждая из стадий освоения нефтегазовых провинций характеризуется своими специфическими рисками, уровнем геологических знаний, показателями прибыльности инвестиций. Эти и многие другие факторы обязательно должны учитываться при построении гибких схем налогообложения в нефтегазовом секторе⁸⁹.

Степень зрелости нефтегазовых провинций оказывает решающее влияние на экономические показатели их освоения (величину издержек и ренты, уровень прибыльности) и тем самым определяет возможности правительства вводить налоги. На стадиях растущей добычи и зрелости

⁸⁹ См.: Крюков В., Севастьянова А., Токарев А., Шмат В. Трансформация механизмов регулирования экономики сырьевого региона при изменении стадий освоения природно-ресурсного потенциала. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 2000; Noreng O. The concept of economic resource rent and its application in UK and Norwegian petroleum taxation. – Sadvika (Norway): Centre for Energy Studies; BI Norwegian School of Management, 1998.

прибыль быстро нарастает, что сопровождается повышением уровня налогообложения. Например, в Норвегии доходы от государственного участия в нефтегазовом секторе в настоящее время соизмеримы с величиной налоговых поступлений⁹⁰.

На последующей стадии снижающийся уровень прибыльности вынуждает правительство сокращать налоговое бремя в целях поддержания разведки и добычи на приемлемом уровне. Со временем, на стадии поздней зрелости, нефтяная промышленность становится подобной большинству других отраслей экономики (с точки зрения прибыльности и методов государственного регулирования).

Динамика основных экономических показателей развития нефтегазовой провинции (затрат, ренты, прибыли) зависит от геолого-технических параметров, изменяющихся при переходе от одной стадии освоения к другой. Это, в свою очередь, ведет к изменению целей и задач государственного регулирования, и прежде всего к изменению характера и уровня налогообложения. Постепенно одной из основных задач регулирования становится поддержание добычи на постоянно растущем числе малорентабельных месторождений (табл. 4.1).

Изменение ресурсной базы имеет важные последствия, обуславливая силу или слабость позиций государства при формировании налоговой системы, и прежде всего при взимании специальных налогов. Динамика ренты при освоении нефтегазовых провинций (увеличение с последующим сокращением) критическим образом влияет на уровни прибыльности и налогообложения⁹¹.

Рента начинает генерироваться на *стадии ранней добычи*. По мере развития этой стадии и на последующем этапе величина ренты возрастает. Правительство заинтересовано в изъятии максимальной доли ренты и одновременном сохранении благоприятных условий для инвестирования в нефтяной сектор. На стадиях ранней (растущей), а затем и стабильной добычи повышается роль специального налогообложения.

В *фазе растущей добычи* уровень налогообложения и общая доля государства в доходах нефтегазового сектора значительно возрастают.

⁹⁰ См.: Facts 2000: The Norwegian Petroleum Sector. – Oslo: Ministry of Petroleum and Energy, 2000.

⁹¹ См.: Noreng O. The concept of economic resource rent and its application in UK and Norwegian petroleum taxation.

Динамика изменения экономических параметров

Параметр		
	Поисково-разведочная	Ранняя добыча
Экономическая рента	Нет	Растущая
Прибыльность	Низкая	Быстро растущая
Налоговое давление	Слабое	Усиливающееся
Основные задачи налоговой политики	Стимулирование ГРР и начала добычи нефти	Изъятие ренты и части прибыли
Характер налогообложения	Обычное	Обычное + специальное
Основные налоги	На прибыль	Роялти, налоги на сверхприбыль (рентные)
Роль территорий	Незначительная	Незначительная
Роль федерального центра	Преобладающая	Преобладающая
Доля малорентабельных месторождений в разработке	Нет	Низкая
Преобладающие функции налогов	Стимулирующая	Фискальная
Доля государства в распределении ренты	Нет	Растущая

На *стадии зрелости* (стабильной добычи) прибыль и рента достигают своих максимальных значений, что связано с низкими удельными затратами. На этой стадии уровень налогообложения и правительственная доля ренты стабилизируются на высоком уровне. На стадиях растущей и стабильной добычи основной задачей государства в области налогообложения является максимально возможное изъятие ренты через систему специальных налогов.

В поздних фазах стадии стабильной добычи и особенно на *стадии падающей добычи* экономическая рента и прибыль начинают сокращаться. Потому на данной стадии налоги снижаются, вследствие чего государственная доля ренты имеет тенденцию к значительному уменьшению. В то же время снижение ставок налогов позволяет нефтя-

Таблица 4.1

в процессе освоения нефтяной провинции

Стадия освоения			33
Зрелость	Падающая добыча		
	Умеренное падение	Истощение	
Высокий уровень	Уменьшающаяся	Исчезновение ренты	
Высокая	Уменьшающаяся	Ниже нормального уровня	
Сильное	Ослабевающее	Льготное	
Изъятие ренты и части прибыли	Изъятие части прибыли	Решение социальных проблем	
Обычное + специальное	Переход от специального к обычному	Льготные системы налогообложения, СРП	
Роялти, налоги на сверхприбыль (рентные)	На прибыль	Обычные налоги со скидками	
Растущая	Преобладающая	Преобладающая	
Уменьшающаяся	Незначительная	Незначительная	
Низкая, медленно растущая	Быстро растущая	Преобладающая	
Фискальная	Стимулирующая	Социальная	
Высокая	Сокращающаяся	Нет	

ным компаниям возместить рост удельных затрат, связанных с освоением действующих и новых месторождений.

В завершающей фазе стадии «постзрелости», т.е. в период наибольшего истощения запасов и падения добычи основные интересы государства смещаются в область решения социальных проблем, связанных прежде всего с поддержанием занятости населения нефтегазовых территорий. Возникает необходимость не только применения скидок и льгот по уплате специальных (и даже обычных) налогов, но и введения особых налоговых режимов, включая упрощенные льготные системы налогообложения и режимы соглашений о разделе продукции. Реализация этих подходов должна способствовать:

- наиболее полному извлечению запасов из недр;

- ослаблению социальных проблем;
- проведению нефтяных операций на малорентабельных скважинах и месторождениях;
- вводу в разработку новых маргинальных месторождений.

Одним из способов сохранения рабочих мест является создание совместных социальных предприятий с участием государства (прежде всего государственных органов добывающих территорий) и нефтяных компаний. К таким предприятиям, «предназначенным» для разработки низкорентабельных месторождений, следует применять минимально возможный уровень налогообложения.

На *стадии падающей добычи*, и особенно на этапе истощения, объективно *возрастает роль регионов в регулировании, в том числе налоговом, функционирования нефтегазового сектора*, поскольку обостряются проблемы, за решение которых в большей степени ответственны территории (например, проблемы занятости). Региональные органы власти могут более эффективно, по сравнению с центром, решать возникающие вопросы, учитывая местную специфику. Но чтобы реализовать эти возможности, необходимо передать на региональный уровень соответствующие налоговые полномочия, например, по пропорциональному сокращению ставок налогов, поступающих в федеральный и региональный бюджеты. При таком подходе могут быть созданы условия для рационального распределения рисков и выгод между центром и нефтедобывающими регионами. Расширение региональной компетенции актуально еще и потому, что при увеличении числа мелких и сложных месторождений, находящихся в разработке, объективно возникает необходимость приближения регулирующих функций к объектам проведения нефтяных операций⁹².

Таким образом, на завершающих стадиях освоения нефтяных провинций существенно изменяется баланс функций налогообложения: происходит смещение акцентов с фискальной функции на стимулирующую и социальную.

⁹² См.: Крюков В., Севастьянова А., Токарев А., Шмат В. Трансформация механизмов регулирования экономики сырьевого региона при изменении стадий освоения природно-ресурсного потенциала.

4.2. Изменение структуры запасов и условий добычи в нефтегазовых провинциях России

В истории развития российской нефтяной промышленности довольно четко прослеживается последовательная смена доминирующих провинций: Кавказ – Урало-Поволжье – Западная Сибирь (естественно, осваивались и другие провинции, но они не играли определяющей роли в структуре нефтедобычи). В целом же данные, приведенные в разделе 1, свидетельствуют о том, что в настоящее время для крупнейших нефтедобывающих провинций России характерны признаки поздней стадии освоения.

Современное состояние сырьевой базы нефтяной промышленности России и Западной Сибири характеризуется ухудшением структуры и качества запасов как на разрабатываемых, так и на вновь вводимых месторождениях (*табл. 4.2*). Стимулирование добычи нефти из залежей с трудноизвлекаемыми запасами наиболее актуально для Западной Сибири, где к указанному типу относится более 92% подготовленных к разработке запасов нефти.

Удельный вес мелких (с извлекаемыми запасами менее 10 млн т) и средних (менее 30 млн т) месторождений и их значение для развития нефтедобычи существенно различаются в зависимости от этапов освоения нефтегазовых провинций. Если количество мелких и средних месторождений по отношению к общему числу месторождений распределенного фонда в Западной Сибири составляет 76%, а их совокупные извлекаемые запасы (категории АВС₁) – 15,9% от извлекаемых запасов региона, то в Поволжье (включая, Татарстан, Самарскую, Саратовскую области и ряд других субъектов Федерации) эти показатели существенно выше – соответственно, 99 и 61,7% (*табл. 4.3*). При этом доля Западной Сибири в общей добыче нефти по стране составляет 63%, а регионов Поволжья – около 13%. В Поволжье почти половина нефти добывается из мелких и средних месторождений, тогда как в Западной Сибири этот показатель не превышает 20%. Таким образом, если в Западной Сибири разработка небольших месторождений пока имеет умеренное значение, то в более бедных по запасам регионах Поволжья, находящихся на следующей стадии истощения ресурсной базы, она играет определяющую и постоянно возрастающую роль в добыче нефти⁹³.

⁹³ См.: Даниленко М. Сырьевая база малых и средних отечественных нефтедобывающих предприятий// Минеральные ресурсы России. – 2000. – № 2.

Таблица 4.2

**Удельный вес активных и трудноизвлекаемых запасов
в структуре разведанных запасов нефти (категории АВС₁)
в России и Западной Сибири, %**

Категория запасов по степени промышленного освоения	Активные		Трудноизвлекаемые	
	Россия	Зап. Сибирь	Россия	Зап. Сибирь
Все запасы:	50,0	48,6	50,0	51,4
- разрабатываемые	52,1	53,6	47,9	46,4
- подготовленные	43,8	7,9	56,2	92,1
- разведываемые	44,9	39,9	55,1	60,1
- законсервированные	46,9	57,3	53,1	42,7

Источник. Салманов Ф. ТЭК России в период реформ// Финансовые известия. – 1996. – 16 июля.

Таблица 4.3

**Характеристика малых и средних месторождений
Западной Сибири и Поволжья**

Показатель	Западная Сибирь		Поволжье	
	Мелкие	Средние	Мелкие	Средние
Доля в общем числе месторождений, %	52,0	24,0	97,0	2,0
Доля в запасах региона, %	4,5	11,4	49,7	12,0
Доля в общей добыче нефти в регионе, %	6,9	13,0	44,2	4,8

Основным добывающим районом Западной Сибири является Ханты-Мансийский округ. По состоянию на начало 1997 г. на территории ХМАО выявлено (т.е. переведено в запасы категорий АВС₁С₂) 64% всех потенциальных ресурсов нефти: геологических – 33,0 млрд т, извлекаемых – 12,5 млрд т. Из общего объема начальных выявленных извлекаемых ресурсов нефти почти половина уже добыта. К настоящему времени с начала разработки в целом по округу добыто около 7 млрд т нефти. В текущих промышленных запасах категорий АВС₁ геологические со-

ставляют 22,6 млрд т, извлекаемые – 5,5 млрд т⁹⁴. Примерно 9% начальных выявленных ресурсов нефти недостаточно разведаны и имеют оценку по категории С₂.

Максимальный уровень добычи нефти в ХМАО был достигнут в 1987 г. и составил 367 млн т (рис. 4.1). После этого произошло резкое падение добычи (например, в 1994 г. – на 22,1%). В 1999 г. добыча несколько возросла. Это свидетельствует о тенденции к стабилизации добычи, но на значительно меньшем уровне по сравнению с максимальным – примерно 160–170 млн т в год.

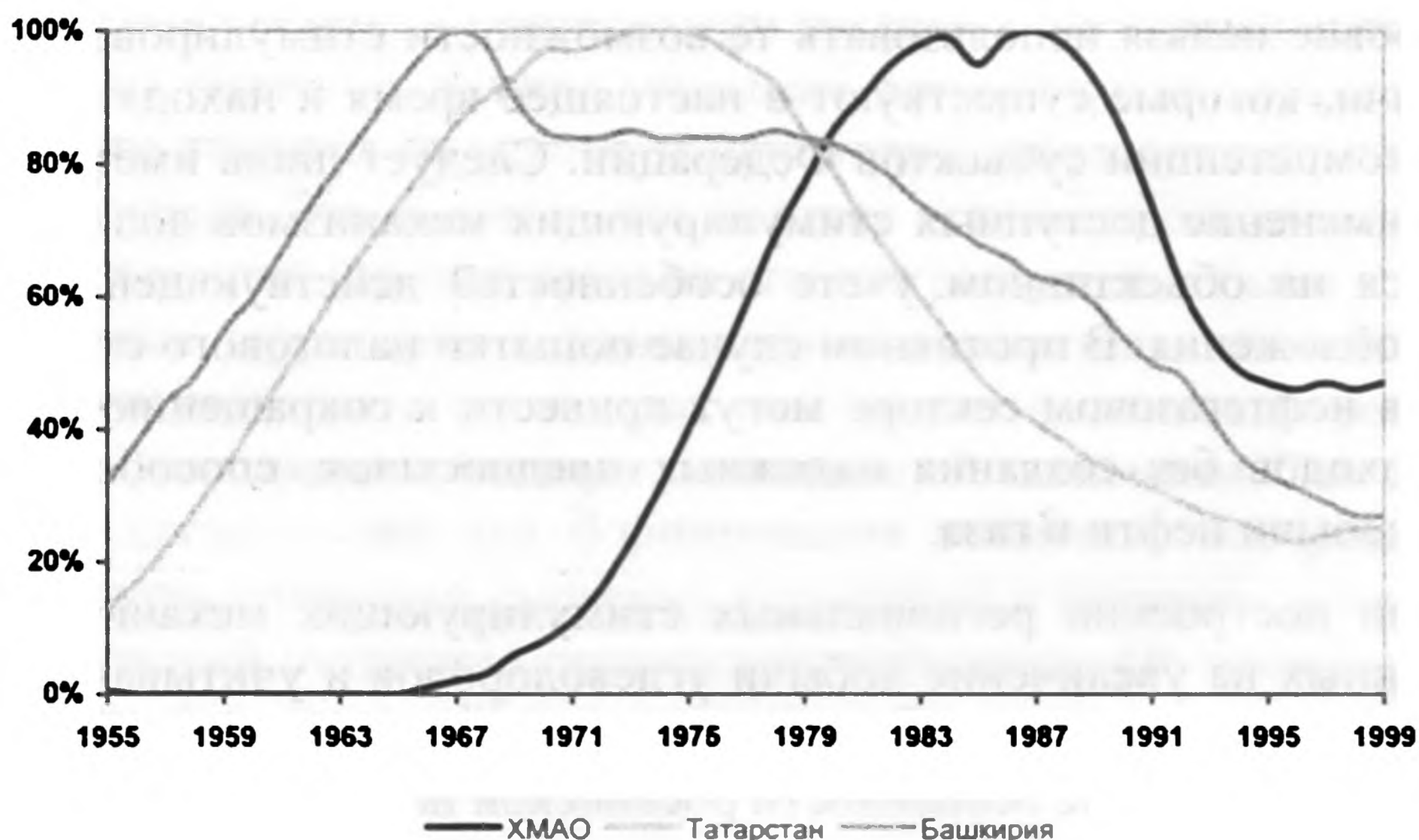


Рис. 4.1. Динамика добычи нефти в основных добывающих регионах России, % от максимального уровня

Среди выявленных ресурсов стремительно возрастает удельный вес средних и мелких залежей с запасами менее 10 млн т. В 1996 г. в результате геолого-разведочных работ было открыто девять новых месторождений, в 1997 г. – 16. Извлекаемые запасы нефти категории С₁ по открытым месторождениям варьировали в интервале от 46 до 1541 тыс. т. При этом средняя величина запасов в расчете на одно месторож-

⁹⁴ См.: Судат Н., Краснова Г., Поповская В. Структура невыевленных ресурсов неокомского нефтегазоносного комплекса территории ХМАО// Материалы конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Ханты-Мансийск, 1998.

дение составила 716 тыс. т. В 1998 г. было открыто 17 месторождений, из них три с запасами более 10 млн т и два с запасами от 5 до 10 млн т⁹⁵.

4.3. Построение стимулирующих налоговых систем с учетом динамических особенностей освоения нефтегазовых провинций

Для применения ряда эффективных механизмов, стимулирующих нефтяные операции, необходимо внести существенные изменения в действующую налоговую систему, что относится к законотворческой компетенции федерального центра. Сказанное не означает, что на региональном уровне нельзя использовать те возможности стимулирования нефтедобычи, которые существуют в настоящее время и находятся в пределах компетенции субъектов Федерации. Следует лишь иметь в виду, что применение доступных стимулирующих механизмов должно базироваться на объективном учете особенностей действующей системы налогообложения. В противном случае попытки налогового стимулирования в нефтегазовом секторе могут привести к сокращению бюджетных доходов без создания надежных предпосылок, способствующих росту добычи нефти и газа.

При построении региональных стимулирующих механизмов, направленных на увеличение добычи углеводородов и учитывающих динамику освоения нефтегазовых провинций необходимо принимать во внимание следующие особенности российской налоговой системы.

Учет нефтегазовых операций (объемов добычи, затрат) в настоящее время ведется преимущественно на уровне предприятий, а не месторождений или скважин. Особую сложность представляет распределение «неделимых» расходов между различными месторождениями, в связи с чем возникает ряд проблем, например при определении момента окупаемости затрат (в том числе дисконтированных).

Государственное регулирование цен на углеводороды, используемых для расчета налоговой базы, недостаточно эффективно. Нефтяным компаниям разрешено применять трансфертные (обычно заниженные) цены на сырую нефть при исчислении облагаемой базы по всем налогам, связанным с валовым доходом и прибылью (см. раздел 2).

⁹⁵ См.: Тепляков Е. Результаты поисковых работ на нефть и газ в пределах нераспределенного фонда недр ХМАО// Материалы конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО».

На федеральном уровне до сих пор не разработан **порядок конкретного применения скидок на истощение недр** и освобождения (полного или частичного) от платежей за недра, который позволял бы практически использовать эти льготы, предусмотренные действующим законодательством (например, федеральным законом «О недрах»).

Платежи по ряду специальных налогов (акцизов, экспортных пошлин на нефть и газ) полностью зачисляются в федеральный бюджет, вследствие чего ограничиваются возможности регионов по регулированию функционирования нефтяного сектора с помощью инструментов специального налогообложения.

Налоговая система в нефтегазовом секторе, отвечающая интересам добывающих регионов, должна учитывать динамический характер экономического развития на основе эксплуатации невозобновляемых природных ресурсов. Это означает, что на этапе активного освоения нефтегазовых провинций (прежде всего на стадиях растущей добычи и зрелости) сырьевые территории должны получать значительный «излишек» доходов и использовать его в целях накопления финансовых ресурсов и, частично, для диверсификации региональной экономики. Тем самым создаются предпосылки для формирования устойчиво воспроизводимой структуры экономики сырьевых территорий в будущем, когда природно-ресурсный потенциал окажется исчерпанным. Построение налоговой системы по указанному принципу особенно актуально для регионов с моноотраслевой специализацией экономики⁹⁶.

Учитывая те требования, которые предъявляются к налоговой системе, и уже накопленный мировой опыт регулирования функционирования нефтегазового сектора, можно предложить ряд конкретных механизмов стимулирования добычи, соответствующих компетенции органов власти регионального уровня. Эти механизмы адаптированы к динамическим особенностям развития добычи углеводородов и потому различаются в зависимости от стадий освоения нефтегазовых провинций.

Поисково-разведочная стадия. В качестве инструментов, предназначенных для стимулирования нефтяных компаний к проведению бы-

⁹⁶ См.: Крюков В., Севастьянова А., Токарев А., Шмат В. Функционирование нефтегазового сектора в условиях перехода территорий к принципам устойчивого социально-экономического развития (на примере ЯНАО). – Новосибирск: ИЭи-ОПП СО РАН, 1996. (Препринт).

стрых и результативных поисково-разведочных работ, могут быть использованы следующие формы налогового регулирования:

- повышение ставок регулярных платежей за пользование недрами в случае замедления темпов ГРР;
- освобождение от уплаты специальных налогов при добыче из разведочных скважин;
- применение гибких (в рамках российского законодательства) ставок платежей при пользовании недрами;
- снижение ставок общих налогов (НДС, налога на прибыль) в части, поступающей в региональные бюджеты;
- предоставление льгот по региональным и местным налогам.

Стадия растущей добычи. Процесс освоения нефтегазовой провинции на этой стадии сопряжен с крупными инвестициями в развитие инфраструктуры и разработку месторождений. Поэтому и в фазе растущей добычи до некоторого момента также целесообразно применение льготных схем налогообложения. В частности, нефтяным компаниям может быть предоставлен льготный режим по уплате налога на прибыль и роялти на период окупаемости инвестиций или до достижения определенного уровня добычи. После этого общие и специальные налоги должны взиматься в полном объеме. Представляется целесообразным использование специальных инструментов изъятия ренты, например налога на сверхприбыль нефтяных компаний. Ставки роялти следует дифференцировать в зависимости от динамики освоения конкретных месторождений. Но в период растущей добычи после того, как окупятся капитальные затраты, должны применяться максимальные ставки.

Стадия зрелости. На этой стадии важнейшей задачей государства (Федерации и регионов) является изъятие ренты, что предопределяет необходимость полномасштабного применения специальных налогов. Для максимально полного изъятия ренты в пользу государства исключительно важно, чтобы характер и уровень специального налогообложения были тесно увязаны с условиями добычи. Поэтому на стадии зрелости (особенно в ее начальной фазе) приоритет следует отдать налогам, имеющим прогрессивный характер, т.е. связанным с прибыльностью нефтяных операций. В российской практике таким инструментом изъятия ренты должен стать налог на дополнительный доход от добычи нефти, введение которого предусмотрено проектом Налогового кодекса. На региональном уровне в качестве

одного из главных инструментов налогового регулирования следует использовать механизм дифференциации ставок роялти (в его региональной составляющей) в зависимости от уровня рентабельности нефтяных операций.

Стадия падающей добычи («постзрелости»). На этой стадии приоритеты государства смещаются от задач «простого» изъятия ренты к задачам, связанным с продлением «жизни» нефтегазовых провинций. Поэтому в условиях падающей добычи основные регулирующие инструменты должны прежде всего стимулировать эксплуатацию малодебитных и низкорентабельных скважин, а также ввод в разработку мелких месторождений и сложно построенных залежей, не представлявших интереса на предыдущих стадиях освоения ресурсов.

В решении задач стимулирования добычи нефти следует ориентироваться на применение следующих **механизмов налогового регулирования**.

1. Для стимулирования поиска, разведки и разработки новых месторождений следует ввести категории «старой» и «новой» нефти. Критерием отнесения к той или иной категории является время открытия месторождения или начала добычи продукции. Если новые запасы открыты на стадии падающей добычи, то должны применяться пониженные ставки роялти. Возможна полная отмена этих платежей (по примеру Великобритании и Норвегии), но принятие такого решения находится в компетенции федерального центра.
2. Для стимулирования разработки мелких месторождений (в 1998 г. в России средняя величина извлекаемых запасов новых месторождений, введенных в разработку, находилась на уровне 3–4 млн т) необходимо ежегодно освобождать от уплаты роялти определенное количество добываемой нефти с исчислением годовой квоты в физических единицах измерения. Такой метод стимулирования добычи нефти широко применяется в Канаде.
3. Для решения социальных задач (в частности, для поддержания и роста занятости населения, особенно в районах, где нефтедобывающие предприятия являются градообразующими) следует применять пониженные ставки специальных и общих налогов вплоть до их полной отмены в пределах компетенции территорий.

4. Для стимулирования операций по вводу в эксплуатацию простаивающих скважин добычу нефти из восстановленных скважин следует переводить на льготный режим налогообложения (в течение ограниченного периода времени). Льготы должны предоставляться однократно на два-три года, чтобы не провоцировать остановку скважин в целях получения повторных налоговых преференций. Возможно полное освобождение нефтяных компаний от уплаты всех специальных налогов по нефти, добываемой из восстановленных скважин, выведенных из бездействующего и законсервированного фонда. Необходимым условием для применения данной категории льгот по налогообложению является организация достоверного учета добычи нефти из восстановленных скважин.
5. Для стимулирования применения новых технологий нефть, добываемую из горизонтальных скважин, в течение определенного времени (или до достижения некоторого накопленного объема производства) следует освобождать от уплаты роялти, подлежащих зачислению в бюджеты регионов.
6. В целях стимулирования наиболее полного извлечения углеводородов из недр целесообразно использовать гибкие схемы взимания роялти для низкорентабельных месторождений. Необходимо применение значительных скидок по рентным платежам для истощенных и новых скважин и месторождений.

В поздней фазе стадии падающей добычи представляется целесообразным использование следующих **специальных налоговых режимов**:

- СРП – при разработке мелких месторождений и трудноизвлекаемых запасов (объектов регионального значения);
- системы упрощенного налогообложения, предусматривающей замену большей части налогов и сборов единым налогом на доход (распределяемым между регионом и федеральным центром) – при разработке низкопродуктивных участков недр (квалифицируемых в зависимости от дебитов скважин и обводненности нефти).

В приведенном выше перечне инструментов налогового регулирования более детально описаны те методы, которые могут применяться на начальной и завершающей стадиях развития нефтегазовых провинций. И это не случайно. С одной стороны, указанные стадии являются

самыми «критичными» в процессе освоения ресурсов нефти и газа в пределах любой территории. Они сопряжены с наиболее высокими рисками: поисково-разведочная – с геологическим, стадия падающей добычи – с риском потери эффективности. С другой стороны, перспективы развития российской нефтяной промышленности в обозримом будущем зависят главным образом от состояния провинций, находящихся на «старте» и «финише» освоения ресурсов. В настоящее время главной нефтегазовой провинцией России является Западная Сибирь. Весьма велик вклад в общую нефтяную «копилку» и регионов Урало-Поволжья. И хотя названные регионы уже находятся на стадии «постзрелости», нет никаких оснований полагать, что они утратят свое значение в ближайшие десятилетия. Большинство же новых российских нефтегазовых провинций (например, Тимано-Печорская или Восточно-Сибирская), по существу, еще пребывают на стадии проведения поисково-разведочных работ. Поэтому для России наиболее актуальными задачами являются разработка и практическое применение методов стимулирования добычи, адаптированных к ранней и поздней стадиям освоения нефтегазовых провинций.

5. Оценка влияния схем налогообложения на показатели социально-экономической динамики добывающего региона

5.1. Общая характеристика модели

Производственно-финансовая модель (ПФМ) регионального нефтегазового сектора является основой методики анализа и мониторинга тенденций развития нефтегазового сектора (при различных вариантах нормативно-экономической среды) во взаимосвязи с основными показателями социально-экономической динамики преимущественно в долгосрочной и среднесрочной перспективе⁹⁷.

⁹⁷ См.: Крюков В., Севастьянова А., Шмат В. Методический подход к обоснованию устойчивости стратегии социально-экономического развития сырьевых территорий // Регион: экономика и социология. – 1997. – № 2. – С. 14–42; Они же. Особенности системы социальной защиты населения нефтегазодобывающих территорий // Анализ и моделирование экономических процессов переходного периода в России. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1997. – С. 4–32.

При моделировании развития нефтегазового сектора в социально-экономической системе региона:

- 1) были проанализированы важнейшие взаимосвязи нефтегазового сектора и основных подсистем социально-экономической системы региона (в первую очередь финансовой подсистемы);
- 2) установлены и формализованы принципиальные зависимости между показателями, описывающими выявленные взаимосвязи;
- 3) построена рабочая версия модели (в виде совокупности электронных таблиц), полностью подготовленная для проведения практических расчетов;
- 4) разработана интерфейсная программная оболочка *Oil&Socio* для работы с моделью.

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

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

ПФМ может быть использована для оценки региональной социально-экономической эффективности функционирования нефтегазового сектора в долгосрочной перспективе (схема 5.1). Без существенной потери в точности прогнозирования это возможно, когда нефтегазовый сектор устойчиво играет решающую роль в социально-экономическом развитии региона и формировании его бюджетно-финансовой системы (доля НГС в доходах регионального бюджета составляет не менее 40–50%), а остальные отрасли региональной экономики в значительной степени работают для обеспечения потребностей нефтяной и газовой промышленности.

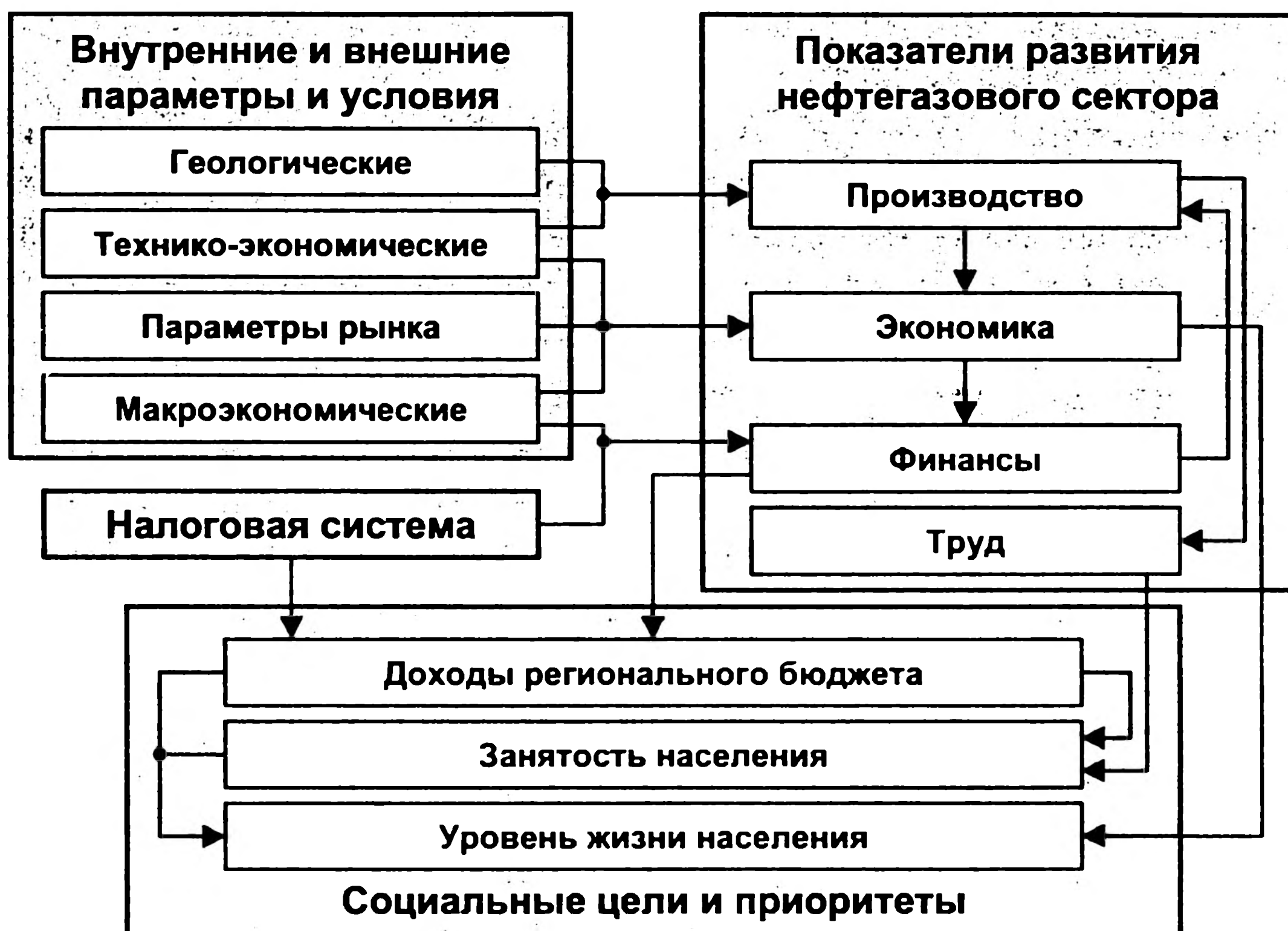


Схема 5.1. Основные взаимосвязи регионального нефтегазового сектора, отраженные в производственно-финансовой модели

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

В рамках *процесса функционирования ядра* учтены следующие элементы (схема 5.2):

- добыча нефти и попутного газа;
- реализация нефти и попутного газа двум агрегированным потребителям – совокупному потребителю на внутреннем рынке

(включая поставки в страны СНГ) и на внешнем (экспорт в дальнее зарубежье);

- ввод в эксплуатацию новых добывающих скважин, временный вывод из эксплуатации действующих скважин, восстановление бездействующих скважин, выбытие скважин по причине износа;
- привлечение денежных средств на инвестиции (путем эмиссии или в форме долгосрочных кредитов) и покрытие убытков (краткосрочные займы);
- расходование денежных средств – на производственные нужды, выплату налогов и взносов в государственные социальные фонды, на возмещение инвестиций и выплату доходов по ним, на возмещение убытков и на погашение краткосрочных займов.

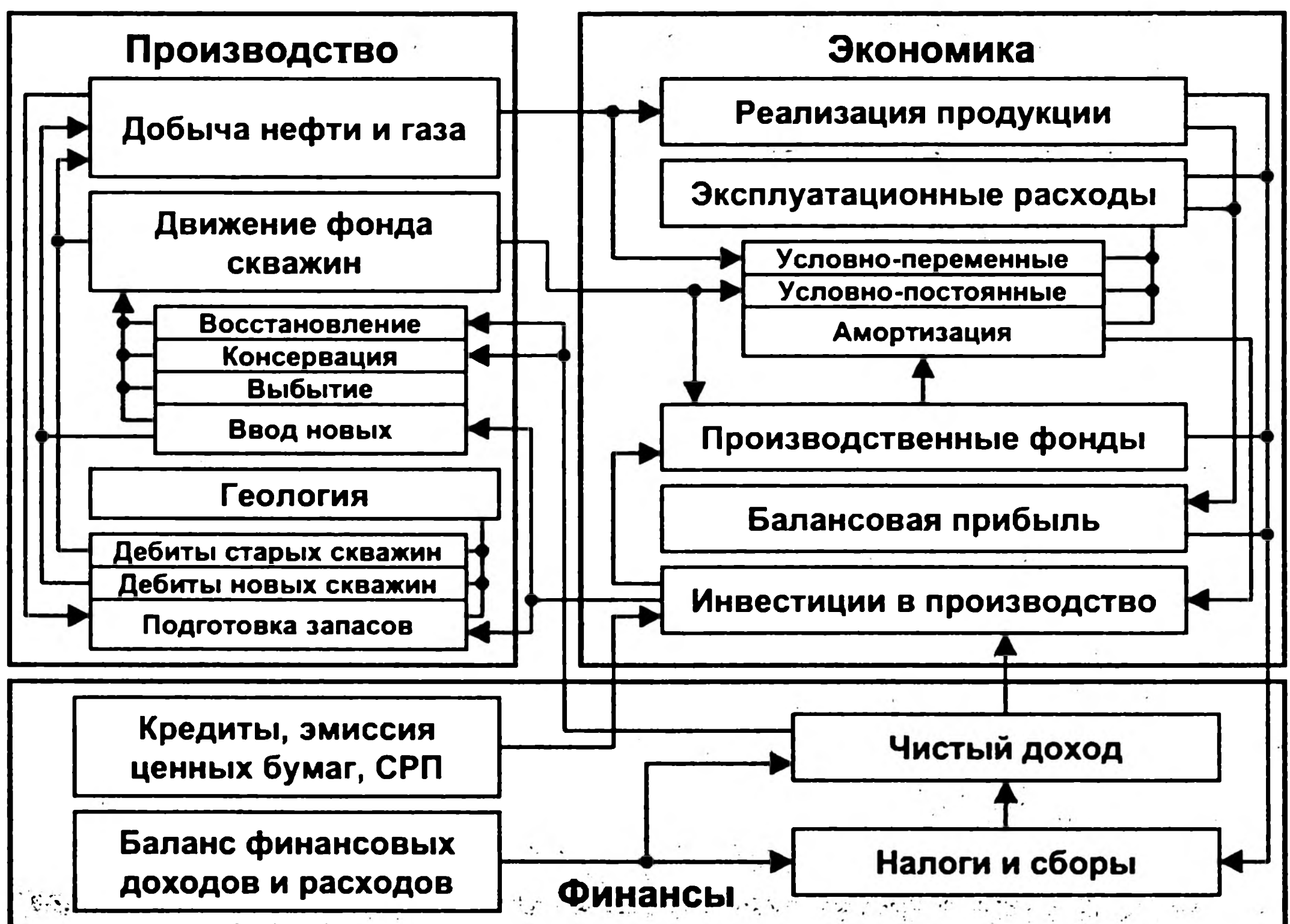


Схема 5. 2. Основные взаимосвязи производственной, экономической и финансовой подсистем регионального нефтегазового сектора

Первоначально ПФМ не предназначалась для построения прогнозов собственно динамики добычи, – предстоящая динамика добычи

нефти и газа задавалась как экзогенный параметр. С помощью модели можно было лишь оценить, насколько реальна заданная динамика добычи нефти при прочих ограничениях. Однако в последнюю модификацию модели, построенную в декабре 2000 г., включены *алгоритмы расчета прогнозной динамики добычи нефти* с учетом:

- экзогенных ограничений (например, существующего к началу прогнозного периода фонда скважин);
- регулирующих параметров (например, ожидаемых темпов изменения продуктивности скважин);
- внутренних расчетных параметров (финансовых доходов нефтегазового сектора, которые определяют величину инвестиций в создание новых добывающих мощностей).

В ПФМ в качестве самостоятельного блока присутствует *блок налогообложения*, включающий три различные налоговые схемы: действующую; соответствующую радикальному варианту проекта Налогового кодекса; альтернативную, построенную на принципах раздела экономической ренты (подобную «аляскинской»). В каждой из схем детально отражены специальные «нефтяные» налоги и наиболее значимые общие налоги (на прибыль, на имущество, НДС, отчисления в социальные фонды). «Мелкие» налоги агрегированы в группы исходя из базы обложения (реализация, фонд оплаты труда).

Моделирование процесса *реализации продукции* основывается на трех параметрах: рыночных ценах (соответственно внешнего и внутреннего рынка); транзакционных издержках, включающих прямые расходы по реализации продукции и часть стоимости добытой нефти, централизованную в рамках вертикально интегрированных нефтяных компаний; уровне неплатежей. В зависимости от количественного соотношения между показателями рыночной цены и транзакционных издержек могут быть представлены качественно различающиеся ситуации в ценообразовании (трансфертное, net-back price).

В модели заложены возможности учета различных схем выхода из кризиса неплатежей: на основе взаимозачета долгов или их конвертирования в финансовые обязательства с последующим постепенным погашением. Первая схема предполагает полный ежегодный взаимозачет или списание, – в этом случае в проигрыше оказываются работники нефтегазового сектора и территориальный бюджет (теряющие в «живых» деньгах). Вторая схема предполагает накопление задолженности, а по сути дела, ее конвертирование в финансовые обязательства (по за-

работной плате – отложенный рост) с последующим погашением по заданному изменяемому во времени графику.

Ключевыми *социально-экономическими параметрами* модели являются показатели *совокупных доходов территории*, исчисляемых с учетом фактора времени (дисконтированных), и *уровня жизни населения*.

В реализованной модификации модели задается численный норматив денежных доходов от производства (заработной платы) занятых в нефтегазовом секторе. Нормативы доходов для прочих групп населения рассчитываются на основе коэффициентов пропорциональности по отношению к доходам занятых в НГС. Норматив уровня жизни складывается из суммы прямых денежных доходов (заработной платы, бюджетных выплат и прочих доходов) и бюджетных расходов на нужды населения, не связанных с прямыми выплатами (аналога общественных фондов потребления при социализме), в расчете на душу населения. Величина указанного норматива задается для последнего года прогнозного периода, а значения для промежуточных лет определяются на основе любой разумной гипотезы (в действующей модификации модели – на основе равномерного темпа роста по сравнению с современным показателем или показателем базисного года).

Общая сумма доходов для каждого года прогнозного периода складывается из следующих составляющих:

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

Для определения прогнозного показателя сводного уровня жизни рассчитанная таким образом сумма доходов делится на величину среднегодовой численности населения. При подготовке и отлаживании модели использовались показатели статистической отчетности, а также гипотетические данные, построенные на основе соображений здравого

смысла. Апробация разных версий модели проводилась при анализе социально-экономических последствий развития нефтегазового сектора двух регионов: на первом этапе – Ямало-Ненецкого АО (с использованием статистических данных за 1994–1995 гг.), на следующем – Ханты-Мансийского (в качестве базисного принят 1998 г.). Основное внимание было уделено оценке величины финансовых ресурсов в регионе и механизмов их образования за счет развития нефтегазового сектора, а также агрегированному анализу направлений их использования.⁹⁸

Совершенно очевидно, что *для применения модели в реальной аналитической работе необходимо ее наполнение адекватной информацией*, и прежде всего максимально точными данными, характеризующими:

- текущее состояние и качественные характеристики запасов нефти и газа;
- текущее (предшествующее прогнозному периоду) состояние ядра нефтегазового сектора – объемы добычи нефти и газа, фонд действующих и бездействующих добывающих скважин, средние дебиты скважин, показатель эксплуатации скважин, стоимость основных фондов и оборотных средств, текущие и капитальные издержки производства в принятой классификации, численность занятых и уровень оплаты труда (фонды потребления), финансовое состояние;
- текущее состояние рынка нефти и газа – уровни цен, удельные веса реализации продукции на внутреннем и внешнем рынках, доли реально оплаченной продукции;
- реальные текущие макроэкономические и финансовые параметры;
- текущие численность населения, занятость, доходы и уровень жизни (с учетом всей суммы бюджетных расходов на нужды населения региона), реальный удельный вес нефтегазового сектора в формировании бюджетно-финансовых ресурсов;

⁹⁸ См.: Крюков В., Севастьянова А., Шмат В. Функционирование нефтегазового сектора в условиях перехода территорий к принципам устойчивого социально-экономического развития: на примере Ямало-Ненецкого автономного округа. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1996. (Препринт); Они же. Информационная модель оценки влияния развития регионального нефтегазового сектора на формирование финансовых ресурсов ХМАО. – [Http://www.Hmao.wsnet.ru/raznoe/seminar](http://www.Hmao.wsnet.ru/raznoe/seminar), 30 ноября 2000.

- ожидаемое изменение геологических, производственных, конъюнктурных, финансовых, макроэкономических и социально-демографических параметров и нормативов, используемых в модели.

Выделяются *два типа исходных данных*: 1) показатели, характеризующие состояние нефтегазового сектора на начало прогнозного периода (неизменяемые параметры); 2) варьируемые параметры, отражающие будущие внешние условия и внутренние характеристики (используемые с целью построения ситуационных прогнозов или проведения анализа по принципу «что будет, если...»). Достаточно широкий набор показателей второй группы позволяет обеспечить максимальную вариабельность анализа возможного изменения будущих условий по каждому отдельному фактору и во всем их комплексе.

5.2. Характеристика прогнозных сценариев

Разработанная производственно-финансовая модель является инструментом ситуационного прогнозирования. Основной принцип построения прогнозов с помощью модели связан с получением ответа на вопрос: «*что будет, если...?*». Например, что будет, если издержки в нефтедобыче будут возрастать теми или иными темпами? Что будет, если реализуется та или иная динамика цен на нефть? Что будет, если произойдут или не произойдут какие-либо изменения в системе налогообложения? И так далее и тому подобное. При этом ответ на вопрос интерпретируется в терминах общей социально-экономической динамики региона.

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

- внутренних тенденций развития нефтегазового сектора (издержек на добычу нефти, естественных условий производства, внедрения новых технологий и др.);
- конъюнктуры рынка нефти и газа (цен, направлений поставки продукции, уровня оплаты при реализации);
- условий распределения выручки внутри нефтегазового сектора (величины трансакционных издержек);
- условий распределения доходов от реализации нефти и газа между предприятиями и государством и между бюджетами различных уровней (налоги);

- макроэкономических пропорций региональной экономики (путем варьирования параметров зависимости экономики региона от нефтегазового сектора – по уровню занятости, доле в формировании доходной части бюджета и доходов населения).

Вариация моделируемых технологических, технико-экономических и финансовых параметров (начиная от простой экстраполяции и кончая заданием тех или иных неинерционных сценариев изменения) позволяет при проведении расчетов получить обобщающую динамическую оценку воздействия нефтегазового сектора на социально-экономическую систему региона.

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

В рамках проведенной авторами работы с использованием ПФМ были выполнены расчеты по *двум сценариям* изменения условий функционирования регионального нефтегазового сектора на примере ХМАО. Первый сценарий, «*налоговый*», построен на варьировании возможных схем налогообложения; второй, «*ценовой*», основан на различных гипотезах об уровне экспортных цен на нефть.

5.2.1. «Налоговый» сценарий

«Налоговый» сценарий прогноза построен прежде всего для того, чтобы выявить, какое влияние на ситуацию в нефтегазовом секторе и на динамику социально-экономических параметров оказывает изменение характера и уровня налогообложения доходов от добычи нефти. Соответственно было выполнено три варианта прогнозных расчетов с привязкой к одной из заданных в ПФМ налоговых схем: действующей, схеме проекта Налогового кодекса и «*аляскинской*». Основные зафиксированные в модели различия между названными схемами состоят в следующем.

Действующая схема (вариант 1.1) характеризуется:

- наиболее высоким уровнем налогообложения (долей изъятия доходов от добычи нефти);
- преобладанием налогов, не связанных или слабо связанных с прибыльностью функционирования нефтегазового сектора;
- преобладанием налоговых платежей, поступающих в федеральный бюджет.

Схема проекта Налогового кодекса (вариант 1.2) соответствует одному из ранних и наиболее радикальных его вариантов. В ней предполагается полная замена акциза и экспортных пошлин прогрессивным НДД от добычи нефти («суперналогом»), введение единого налога на недра (вместо существующих роялти и отчислений на ВМСБ), введение единого социального налога. Указанная схема характеризуется:

- самым низким (среди всех учтенных схем) уровнем налогообложения;
- наиболее существенным перераспределением платежей между федеральным и региональным бюджетами в пользу регионального;
- сохранением большой доли налогов, не связанных с прибыльностью добычи нефти.

«Аляскинская» схема (вариант 1.3) построена на принципе паритетного раздела экономической ренты между государством и нефтяными компаниями. Под экономической рентой в модели понимается разность между стоимостью реализованной продукции (добытой нефти) и полными текущими издержками. Последние наряду с производственными затратами включают расходы по уплате налогов, не связанных с прибылью (налог на имущество, социальный налог и др.) и финансовые расходы, обусловленные привлечением внешних источников финансирования инвестиций (проценты по долгосрочным кредитам). Данная схема характеризуется:

- средним (промежуточным) уровнем налогообложения;
- умеренным повышением доли регионального бюджета в получении налоговых платежей;
- наименьшей долей налогов, не связанных с прибылью.

В рамках «налогового» сценария все прочие экзогенные параметры модели по всем прогнозным вариантам заданы в неизменном виде. Для определения исходных данных в качестве базисного принят 1999 г.

Цены реализации нефти предприятиями регионального нефтегазового сектора на внутреннем рынке приняты на уровне 25 долл./т при условной рыночной цене 35 долл./т (с переводом по курсу 25 руб./долл.), на экспорт – на уровне 85 долл./т (при рыночной цене 170 долл./т)⁹⁹.

Задана схема реструктурирования неплатежей с их постепенной ликвидацией в течение первых четырех лет прогнозного периода и погашением накопленной задолженности в течение семи лет. Коэффициент «злонамеренности» по неплатежам (соотношение между приростом кредиторской и дебиторской задолженности предприятий нефтегазового сектора) принят равным 0,75.

Базисное значение показателя прямых денежных доходов работников нефтегазового сектора, на основе которого рассчитываются нормативы денежных доходов других слоев населения, принято равным 3000 долл./чел. в год, критериальное значение указанного параметра для последнего года прогнозного периода задано на уровне 6000 долл.

Исходные данные модели и значения регулирующих параметров (фонд, продуктивность и темпы выбытия скважин, темпы изменения продуктивности скважин, нормативы текущих и капитальных затрат, нормативы трудоемкости и др.), характеризующие состояние и тенденции развития производственно-экономической подсистемы нефтегазового сектора, определены на основе имеющейся фактической информации и некоторых правдоподобных гипотез. Последнее обусловлено рядом сложностей с подготовкой информации, существующих в настоящее время и связанных прежде всего с недостатками в организации системы статистического учета¹⁰⁰.

Расчеты по вариантам «налогового» сценария выполнялись в режиме построения прогноза добычи нефти (табл. 5.1) с учетом форми-

⁹⁹ По данным администрации ХМАО, средняя цена реализации 1 т нефти нефтегазодобывающими предприятиями округа за 1999 г. возросла: на внутреннем рынке с 340,9 до 591,3 руб., или на 73,5%; на внешнем рынке с 70,3 до 83,7 долл. или на 19%. За ноябрь 1999 г. средняя экспортная цена 1 т нефти составила 126 долл., что в 2,5 раза выше, чем за декабрь 1998 г. (50,2 долл.) – www.hmao.wsnet.ru/economic/, 10 ноября 2000).

¹⁰⁰ Модель не содержит ни одного исходного или регулирующего параметра, значение которого нельзя было бы определить на основе статистической информации, публиковавшейся в советский период, или на основе данных технико-экономической и проектной отчетности предприятий нефтегазового сектора.

рующихся финансовых возможностей нефтегазового сектора. Предполагалось, что весь чистый финансовый доход НГС инвестируется в основное производство – строительство новых скважин, восстановление бездействующих скважин (частично, с учетом норматива отнесения расходов на текущие и капитальные), подготовку запасов и прирост оборотного капитала. При этом не учитывались внешние источники инвестиций, т. е. предполагалось, что все инвестиции должны финансироваться за счет собственных финансовых ресурсов нефтегазового сектора.

Таблица 5.1

Показатели прогноза добычи нефти
по вариантам«налогового» сценария, млн. т

Показатель	Годы прогнозного периода										Всего
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Вариант 1.1											
Добыча нефти – всего	174	180	185	187	184	182	179	176	173	169	1 789
- старые мощности	166	156	146	137	129	121	113	105	98	91	1 262
- восстановленные	6	18	30	36	37	36	35	34	33	32	298
- новые мощности	2	6	9	13	18	25	31	37	42	45	229
Вариант 1.2											
Добыча нефти – всего	174	182	191	196	196	197	198	199	199	199	1 932
- старые мощности	166	156	146	137	129	121	113	105	98	91	1 262
- восстановленные	6	18	30	36	37	36	35	34	33	32	298
- новые мощности	2	8	15	22	30	40	50	60	68	76	372
Вариант 1.3											
Добыча нефти – всего	174	180	186	188	185	182	180	178	176	174	1 804
- старые мощности	166	156	146	137	129	121	113	105	98	91	1 262
- восстановленные	6	18	30	36	37	36	35	34	33	32	298
- новые мощности	2	6	10	14	19	26	32	39	45	50	244

Как видно из табл. 5.1, наиболее высокие уровни *добычи нефти* (и их положительная динамика) характерны для варианта 1.2. При этом различия в прогнозных показателях совокупной добычи нефти целиком и полностью определяются разными динамикой и величиной ввода новых добывающих мощностей, т.е. *собственными инвестиционными (финансовыми) возможностями нефтегазового сектора* (рис. 5.1, 5.2).

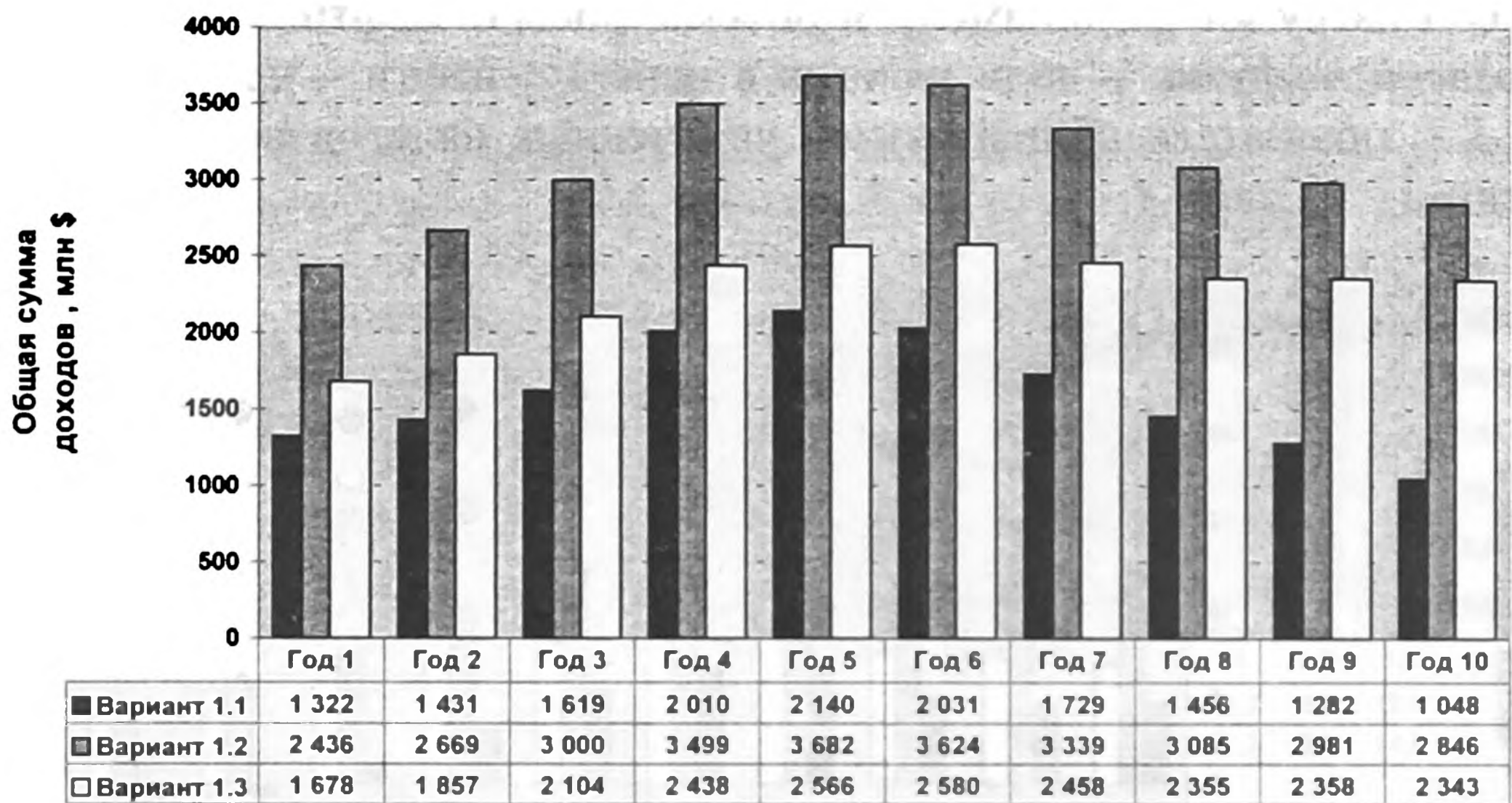


Рис. 5.1. Динамика финансовых доходов нефтяного сектора после уплаты налогов («налоговый» сценарий)

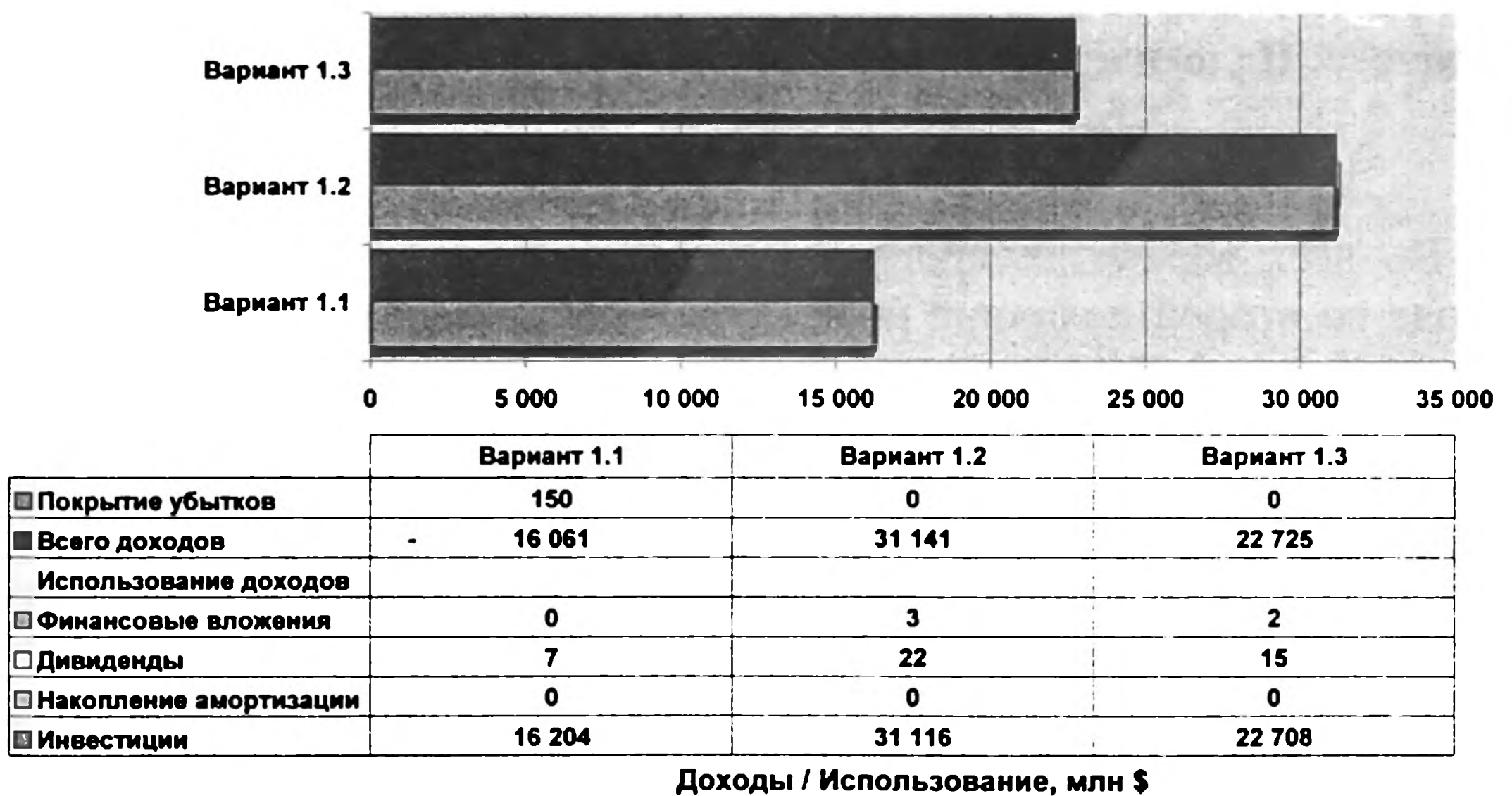


Рис. 5. 2. Использование финансовых доходов нефтяного сектора в сумме за 10 лет прогнозного периода («налоговый» сценарий)

Поскольку единственным изменяемым параметром при проведении расчетов была налоговая схема, мы можем судить о влиянии уровня налоговой нагрузки на динамику и объемы добычи нефти. **Показатели налоговой нагрузки** – доли налогов в цене 1 т нефти – приведены на *рис. 5.3*; показатели общей суммы уплаченных налогов по вариантам прогноза – на *рис.5.4*.

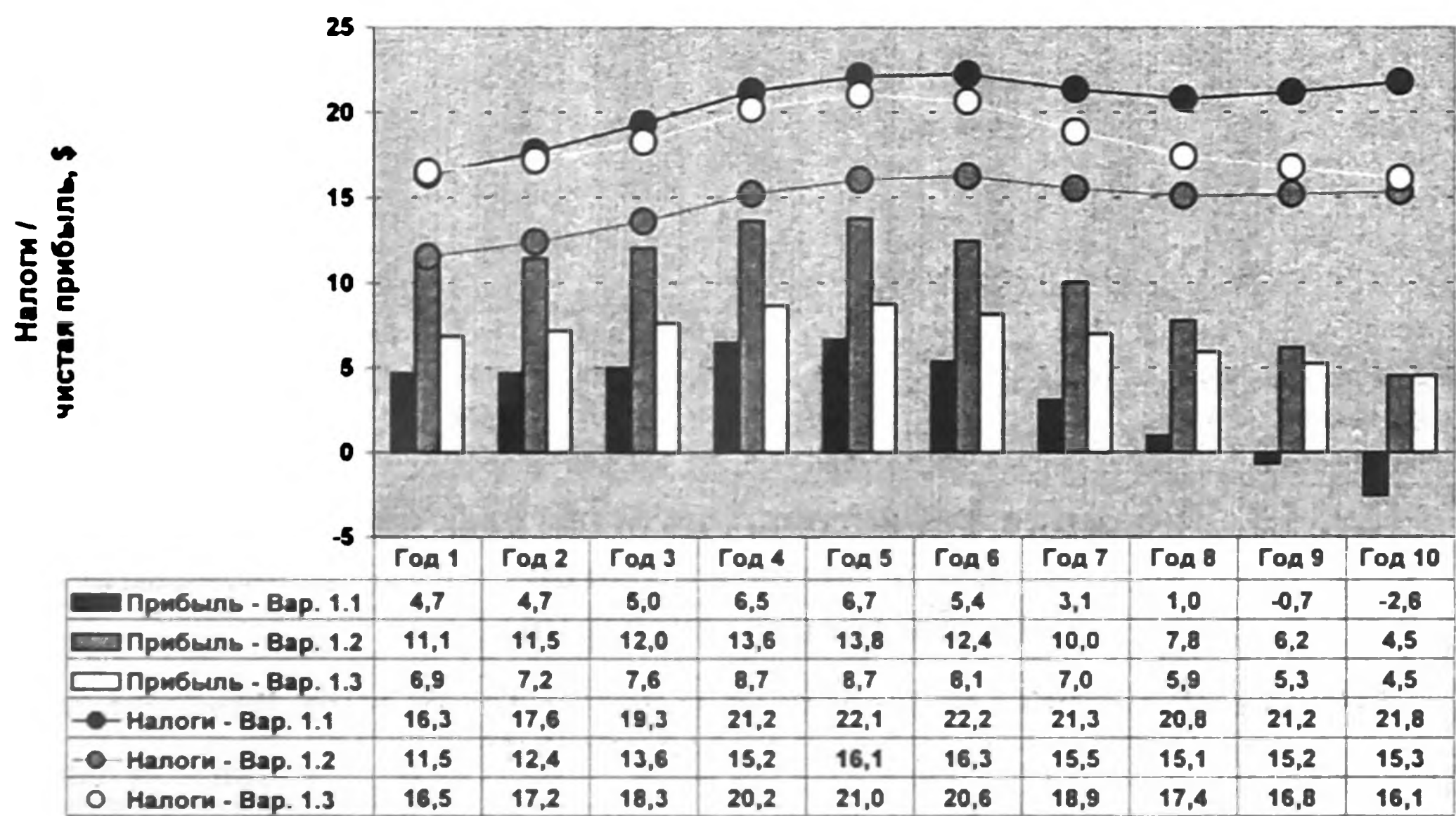


Рис. 5. 3. Налоги и чистая прибыль производителей в цене 1 т нефти («налоговый» сценарий)

Во всех вариантах прогноза уменьшение величины совокупного дохода во второй половине прогнозного периода объясняется ухудшением экономических показателей добычи вследствие естественного падения продуктивности действующих добывающих мощностей. При проведении расчетов экстраполировались сложившиеся тенденции и не принимались во внимание возможности существенного улучшения технологии производства, которое позволило бы нейтрализовать негативное воздействие природно-геологических факторов.

В *табл. 5.2.* приведены **показатели распределения дохода от добычи нефти между нефтегазовым сектором и государством**, ярко характеризующие особенности каждой из моделируемых налоговых схем. Для жесткой фискальной схемы (вариант 1.1) характерно возрастание доли государства, несмотря на быстрое падение общей суммы дохода; в варианте 1.2 доля государства также возрастает, но при отно-

сительно благоприятной динамике величины совокупного дохода; в варианте 1.3 доля государства по мере сокращения совокупного дохода снижается.

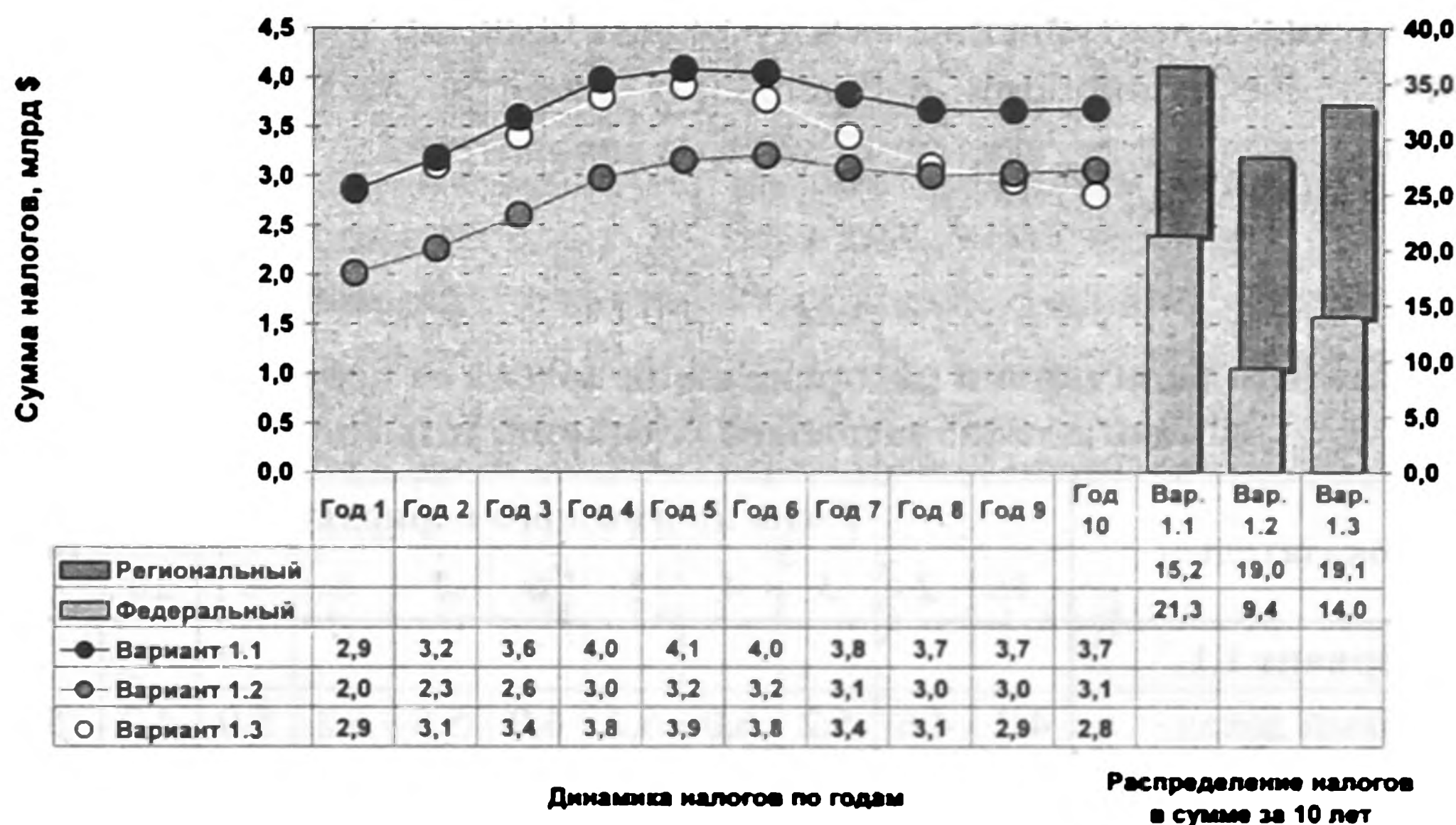


Рис. 5.4. Динамика и межбюджетное распределение налогов («налоговый» сценарий)

Рост дохода (вследствие быстрого роста добычи) в первые пять лет прогнозного периода объясняется главным образом заложеной во всех вариантах прогноза «программой» восстановления бездействующих скважин (до 3000 скважин ежегодно). Общий фонд бездействующих скважин, подлежащих восстановлению, на начало прогнозного периода оценен в 10000 ед., что составляет примерно половину от общего числа бездействующих в настоящее время скважин.

Что касается изменения *распределения налоговых доходов между Федерацией и регионом* (см. рис. 5.4), то наиболее радикальным с этой точки зрения является вариант 1.2, в котором рост доходов региона происходит на фоне более чем двукратного сокращения федеральных доходов. В указанном варианте заложена налоговая схема, в которой пропорции межбюджетного распределения налогов максимальным образом соответствуют интересам региона. Оценка такой схемы весьма актуальна, поскольку при действующей системе налогообложения основная часть налогов и платежей идет в федеральный бюджет. Дискриминация интересов добывающих территорий при этом усиливается

вследствие трансфертного ценообразования, ведущего к утечке значительной части доходов от добычи нефти из регионов-производителей в регионы, потребляющие нефть и газ.

Для варианта 1.3 также характерно существенное перераспределение налоговых поступлений между бюджетами, но в налоговой схеме заданы такие пропорции расщепления налогов, которые несколько смягчают диспаритет, имеющий место в варианте 1.2.

Таблица 5.2

Показатели величины и распределения дохода от добычи нефти по вариантам «налогового» сценария, млрд долл.

Показатель	Годы прогнозного периода										Всего
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Вариант 1.1											
Совокупный доход	4,2	4,6	5,2	6,0	6,2	6,0	5,5	5,2	5,0	4,7	52,8
- нефтегазовый сектор	1,3	1,4	1,6	2,0	2,1	2,0	1,7	1,5	1,3	1,0	16,1
- государство	2,9	3,2	3,6	4,0	4,1	4,0	3,8	3,7	3,7	3,7	36,7
Распределение в %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
- нефтегазовый сектор	31	31	31	33	34	34	31	28	26	22	30
- государство	69	69	69	67	66	66	69	72	74	78	70
Вариант 1.2											
Совокупный доход	4,4	5,0	5,6	6,5	6,9	6,8	6,4	6,1	6,0	5,9	59,7
- нефтегазовый сектор	2,4	2,7	3,0	3,5	3,7	3,6	3,3	3,1	3,0	2,8	31,2
- государство	2,0	2,3	2,6	3,0	3,2	3,2	3,1	3,0	3,0	3,1	28,5
Распределение в %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
- нефтегазовый сектор	55	54	54	54	54	53	52	51	50	48	52
- государство	45	46	46	46	46	47	48	49	50	52	48
Вариант 1.3											
Совокупный доход	4,6	5,0	5,5	6,2	6,5	6,4	5,9	5,5	5,3	5,1	55,8
- нефтегазовый сектор	1,7	1,9	2,1	2,4	2,6	2,6	2,5	2,4	2,4	2,3	22,7
- государство	2,9	3,1	3,4	3,8	3,9	3,8	3,4	3,1	2,9	2,8	33,1
Распределение в %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
- нефтегазовый сектор	37	37	38	39	40	40	42	43	45	46	41
- государство	63	63	62	61	60	60	58	57	55	54	59

Увеличение, по сравнению с вариантом 1.1, налоговых поступлений и рост объемов производства в нефтегазовом секторе (и соответственно повышение уровня занятости и прямых денежных доходов населения) в вариантах 1.2 и 1.3 создают основу для более благоприятной динамики *общих доходов территории* (рис. 5.5). Тем не менее во всех вариантах прогноза график совокупных дисконтированных доходов территории имеет выпуклый характер: рост в первой половине прогнозного периода сменяется падением во второй половине. Это означает, что динамика общих доходов региона в наибольшей степени зависит от динамики «нефтяных» доходов. Падение последних не компенсируется приращением налоговых поступлений в бюджет от других отраслей региональной экономики, хотя при проведении расчетов был задан высокий темп роста соответствующего нормативного показателя (в 4 раза за 10 лет).

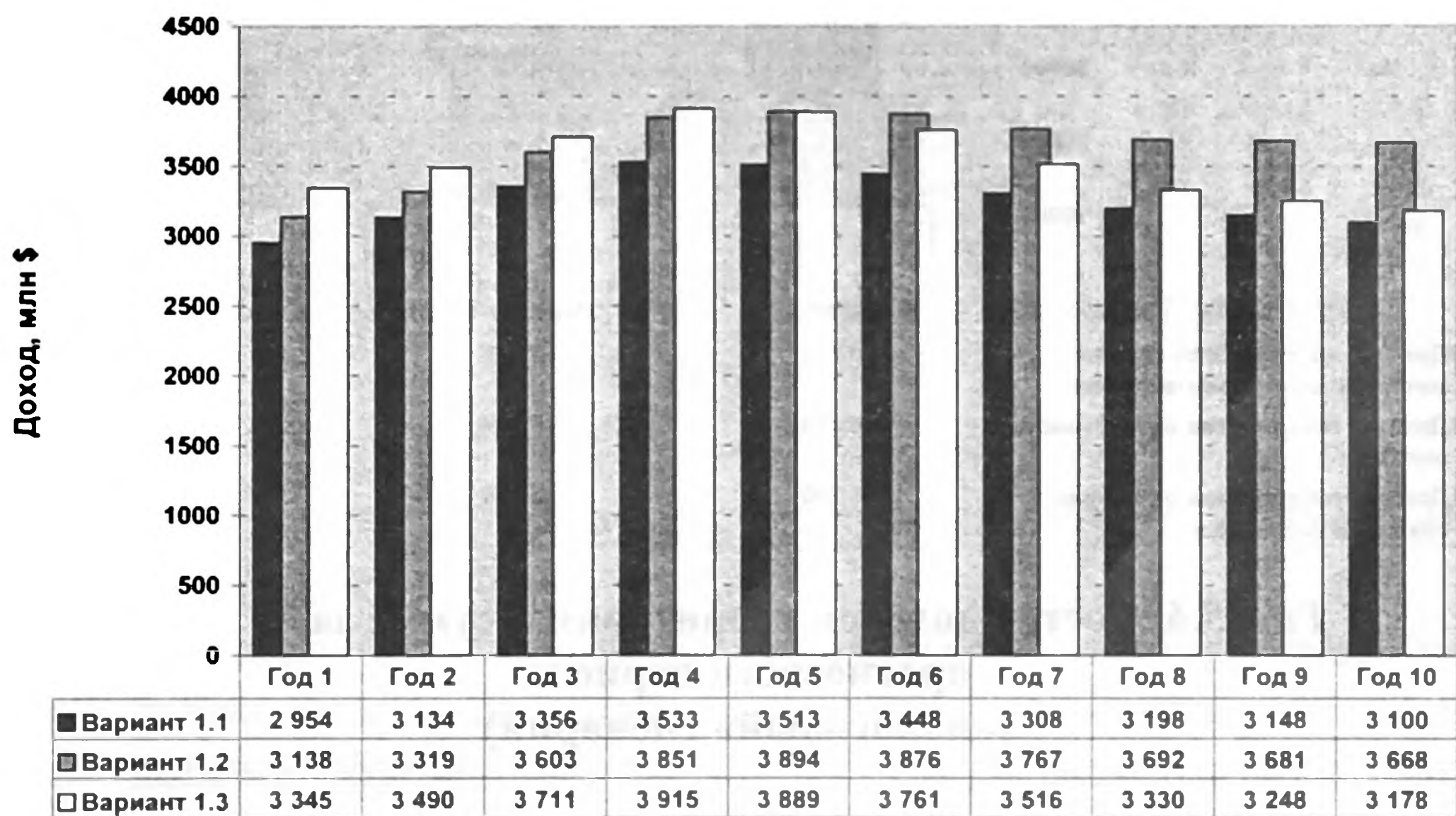
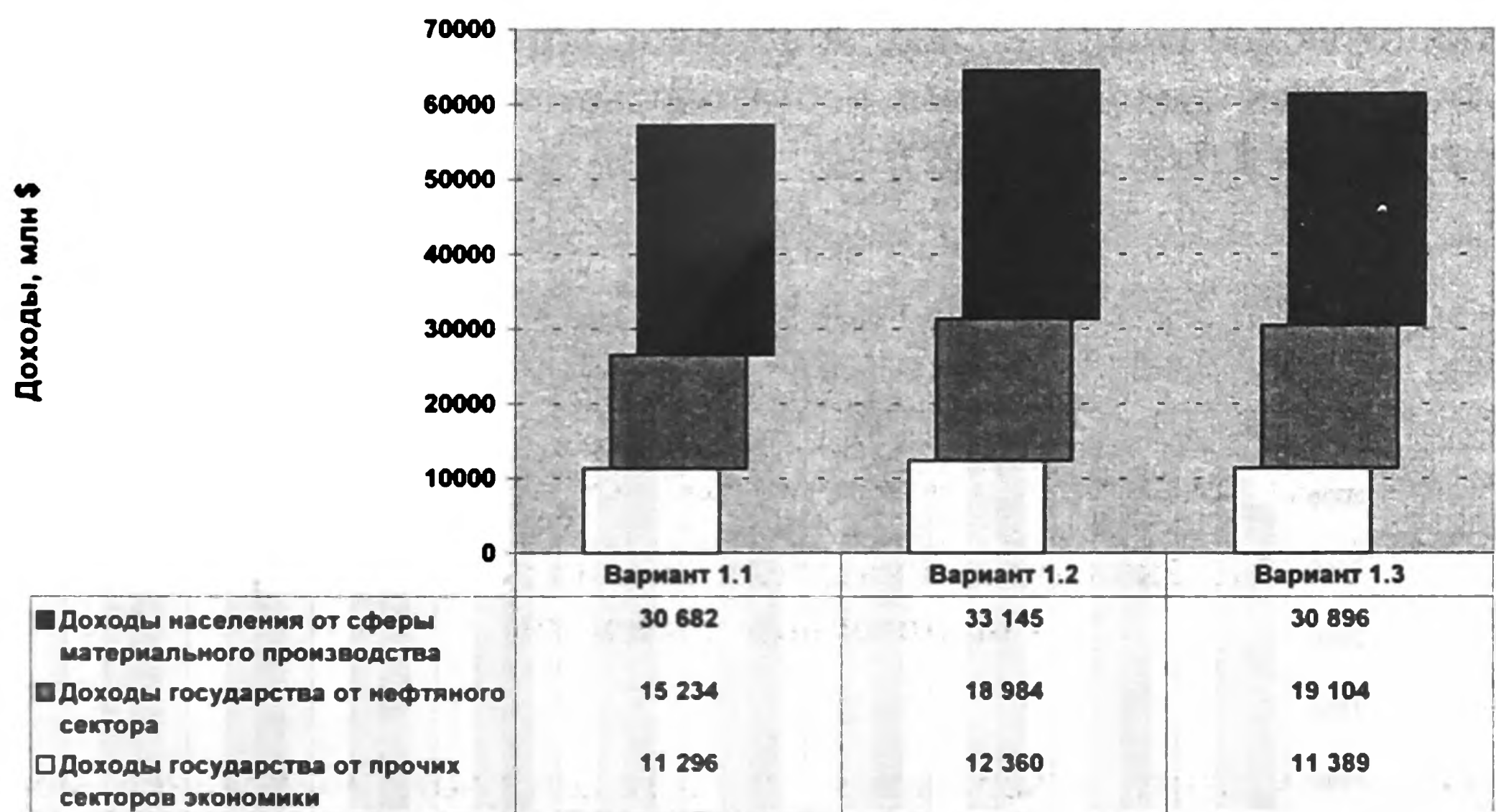


Рис. 5.5. Дисконтированная сумма доходов территории («налоговый» сценарий)

Как показывают выполненные расчеты, среди представленных в модели видов *региональных доходов* наиболее значимыми являются прямые денежные доходы работающего населения, занятого в сфере материального производства (рис. 5.6). Отсюда следует вывод о большой роли нефтегазового сектора как «инициатора» экономического роста в регионе. Увеличение объемов производства в НГС способствует расширению занятости во всей сфере материального производства, рос-

ту прямых денежных доходов и в конечном счете общему росту региональных доходов и уровня жизни населения.

Динамика нормативного и прогнозных (по вариантам расчета) показателей *уровня жизни населения* показана на *рис.5.7*. Во всех вариантах наблюдается более или менее существенное замедление темпов роста уровня жизни к концу прогнозного периода, что обусловлено падением экономической эффективности функционирования нефтегазового сектора и соответственно сокращением налоговых поступлений в региональный бюджет.



**Рис. 5.6. Состав доходов территории в сумме за 10 лет
прогнозного периода
(«налоговый» сценарий)**

Весьма интересна прогнозная динамика уровня жизни в варианте 1.3, налоговая схема которого теснее других связана с прибыльностью функционирования нефтегазового сектора. При такой налоговой схеме достигаются наиболее высокие темпы роста уровня жизни в период сравнительно благоприятных условий производства, но также происходит самое резкое его замедление при ухудшении экономических показателей.

Подводя краткий итог сказанному выше, следует все же отметить, что среди моделируемых схем налогообложения *наиболее рациональной представляется «рентоориентированная» схема*, отраженная

в варианте 1.3. Она наиболее гибко реагирует на изменение условий производства в нефтегазовом секторе и уровня доходности добычи нефти. Указанная схема вполне отвечает интересам как нефтяных компаний, так и региона и Федерации.

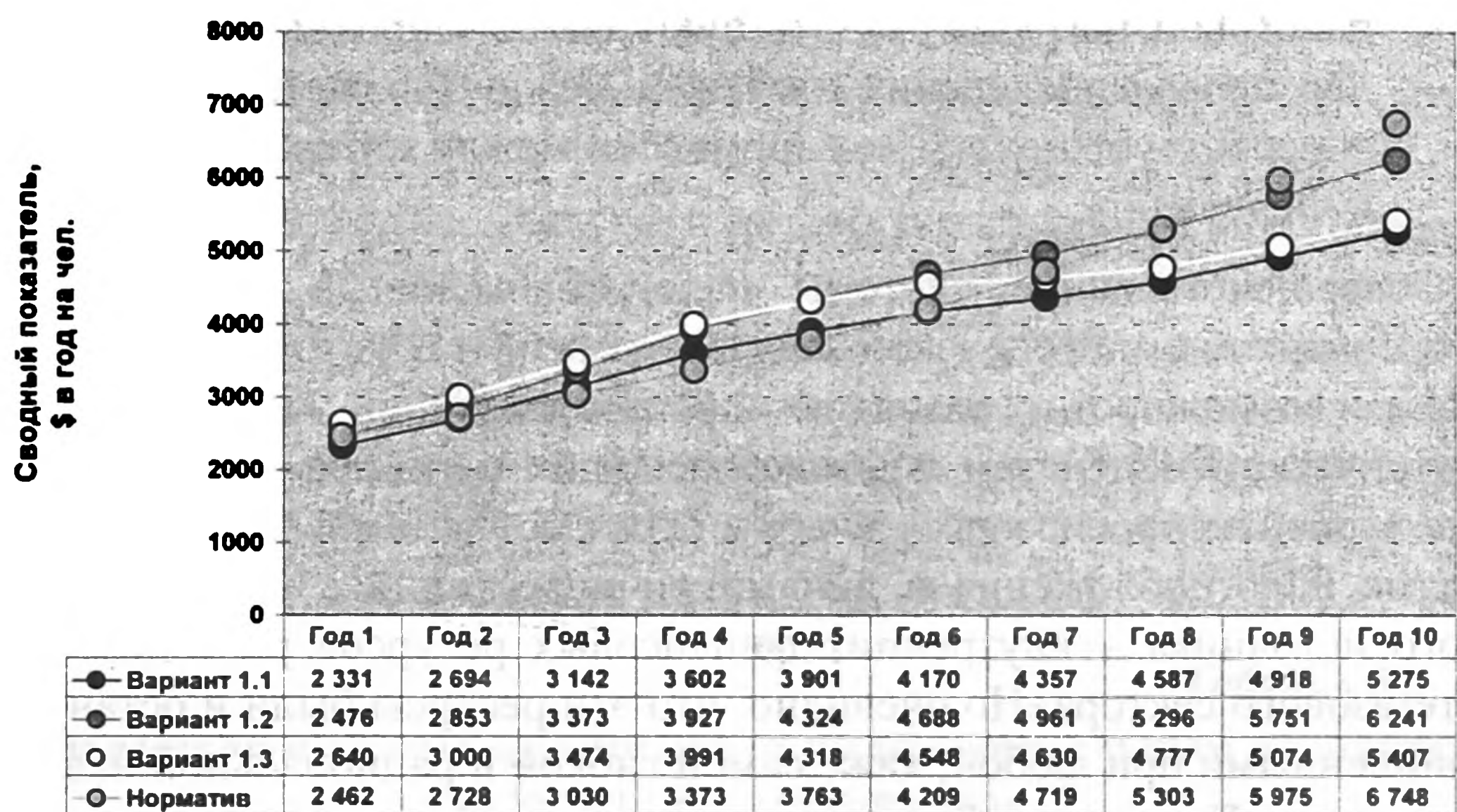


Рис. 5.7. Динамика показателя уровня жизни населения («налоговый» сценарий)

В пользу этого утверждения свидетельствуют, по крайней мере, следующие обстоятельства:

- при довольно высоком уровне налоговой нагрузки имеет место далеко не худшая динамика объемов производства (несмотря на падение объемов добычи к концу прогнозного периода, показатель десятого года находится примерно на уровне первого года);
- при данной схеме налогообложения наблюдается наиболее гладкая динамика показателя финансовых доходов нефтегазового сектора (см. *рис.5.1*), что позволяет сделать вывод об относительно лучших перспективах развития производства за пределами прогнозного периода. Соответственно более благоприятной должна быть и динамика изменения социально-экономических показателей;

- рентоориентированная система дает возможность более эффективно в интересах региона использовать благоприятные природно-геологические и конъюнктурные условия функционирования нефтегазового сектора;
- в рамках рентоориентированной системы (при заданном уровне налоговой нагрузки) существуют более широкие возможности для перераспределения платежей между бюджетами, т. е. она способствует поиску компромиссов между интересами региона и Федерации.

Совершенствование системы налогообложения в нефтегазовом секторе является многоцелевой задачей, от решения которой во многом зависят возможности развития производственной и социально-экономической подсистем нефтедобывающих регионов. Приведенные выше варианты прогнозных расчетов отражают взаимосвязь между условиями налогообложения и динамикой инвестиций с учетом только одного источника – внутренних финансовых ресурсов регионального нефтегазового сектора. Но очевидно, что эти ресурсы были и останутся ограниченными при любой, даже самой гибкой и рациональной налоговой системе. Поэтому реформирование налогообложения в значительной степени увязывается именно с привлечением в нефтегазовый сектор внешних источников инвестиций.

Как нам представляется, весьма интересны результаты двух дополнительных вариантов прогнозных расчетов, построенных в рамках «налогового» сценария, которые дают ответ на вопрос, что будет, если благодаря применению рациональной (рентоориентированной) налоговой схемы появятся возможности для привлечения внешних инвестиционных источников. В *варианте 1.3a* предполагается, что соотношение между внутренними и внешними источниками инвестиций к концу прогнозного периода составит 80:20, а в *варианте 1.3b* – что оно будет равно 60:40.

В вариантах 1.3a и 1.3b, естественно, улучшаются показатели прогнозной динамики добычи нефти (*табл. 5.3*). В частности, показатели варианта 1.3a приближаются к показателям рассмотренного выше варианта 1.2, характеризующегося наиболее высокими уровнями добычи.

Соответственно в вариантах 1.3a и 1.3b улучшаются, по сравнению с вариантом 1.3, значения практически всех прогнозных показателей, отражающих динамику региональных доходов, суммарных дисконти-

рованных доходов, налоговых поступлений, уровня жизни населения (рис.5.8–5.10). Несколько ухудшаются показатели динамики собственных доходов нефтегазового сектора (см. рис.5.11), поскольку привлечение внешних инвестиций предполагает необходимость выплаты доходов инвесторам (процентов по долгосрочным кредитам, дивидендов и др.).

Доход внешних инвесторов в модели рассматривается как элемент трансакционных издержек (затраты на «покупку» инвестиций) регионального нефтегазового сектора, и потому доходы последнего определяются без учета доходов, которые выплачиваются внешним инвесторам. Если принять во внимание сумму чистых доходов регионального нефтегазового сектора и доходов внешних инвесторов, то совокупные учитываемые доходы от добычи нефти в вариантах 1.3 и 1.3b будут иметь более предпочтительную, по сравнению с вариантом 1.3, динамику.

Таблица 5.3

Показатели прогноза добычи нефти по дополнительным вариантам «налогового» сценария, млн. т

Показатель	Годы прогнозного периода										Всего
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Вариант 1.3											
Добыча нефти – всего	174	180	186	188	185	182	180	178	176	174	1 804
- старые мощности	166	156	146	137	129	121	113	105	98	91	1 262
- восстановленные	6	18	30	36	37	36	35	34	33	32	298
- новые мощности	2	6	10	14	19	26	32	39	45	50	244
Вариант 1.3a											
Добыча нефти – всего	174	180	186	188	186	185	185	185	184	184	1 838
- старые мощности	166	156	146	137	129	121	113	105	98	91	1 262
- восстановленные	6	18	30	36	37	36	35	34	33	32	298
- новые мощности	2	6	10	14	20	29	37	45	53	60	277
Вариант 1.3b											
Добыча нефти - всего	174	180	186	189	188	190	193	195	197	198	1 890
- старые мощности	166	156	146	137	129	121	113	105	98	91	1 262
- восстановленные	6	18	30	36	37	36	35	34	33	32	298
- новые мощности	2	6	10	15	22	33	45	56	65	74	329

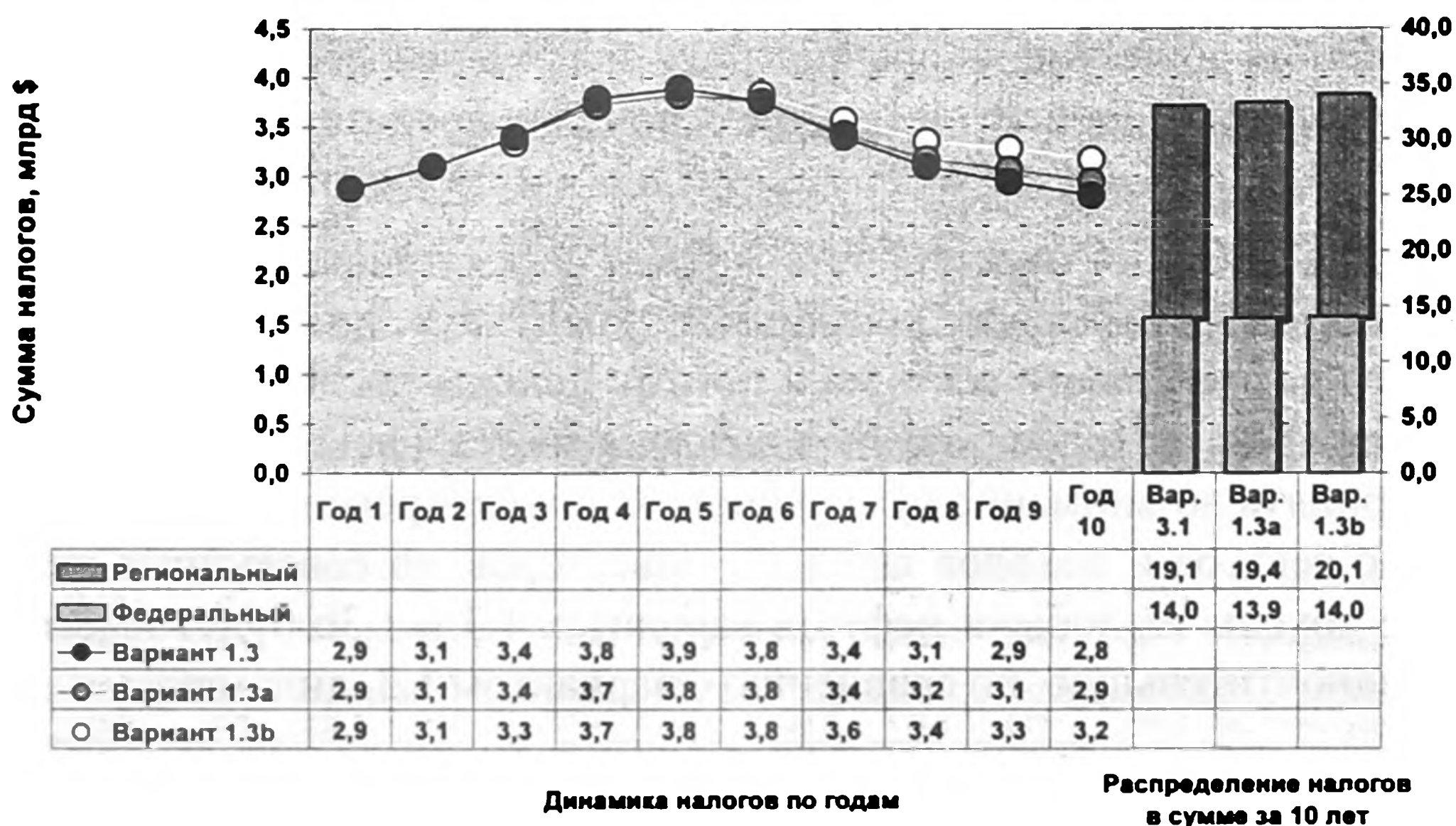


Рис. 5.8. Динамика и межбюджетное распределение налогов («налоговый» сценарий, дополнительные варианты)

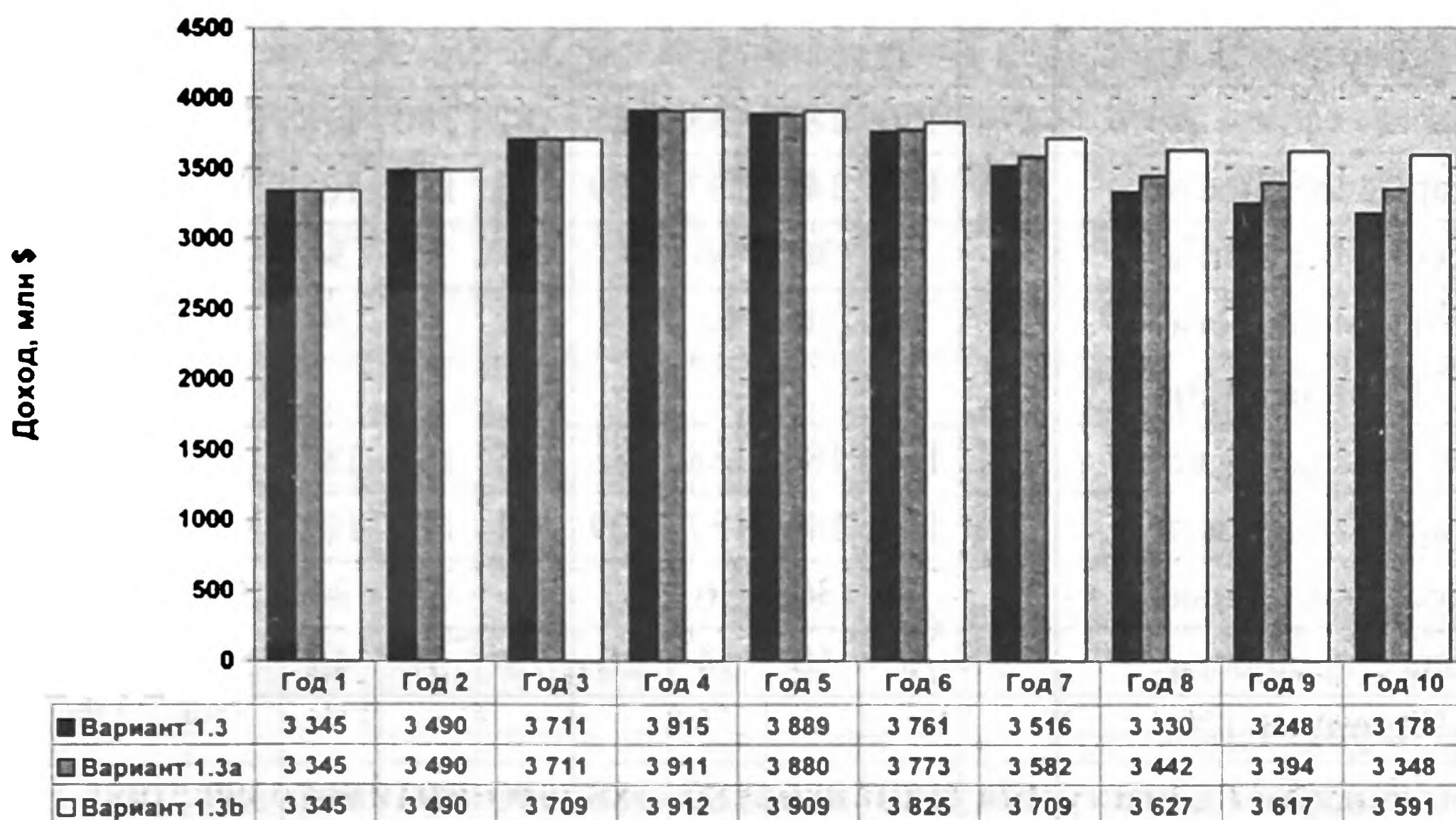


Рис. 5.9. Дисконтированная сумма доходов территории («налоговый» сценарий, дополнительные варианты)

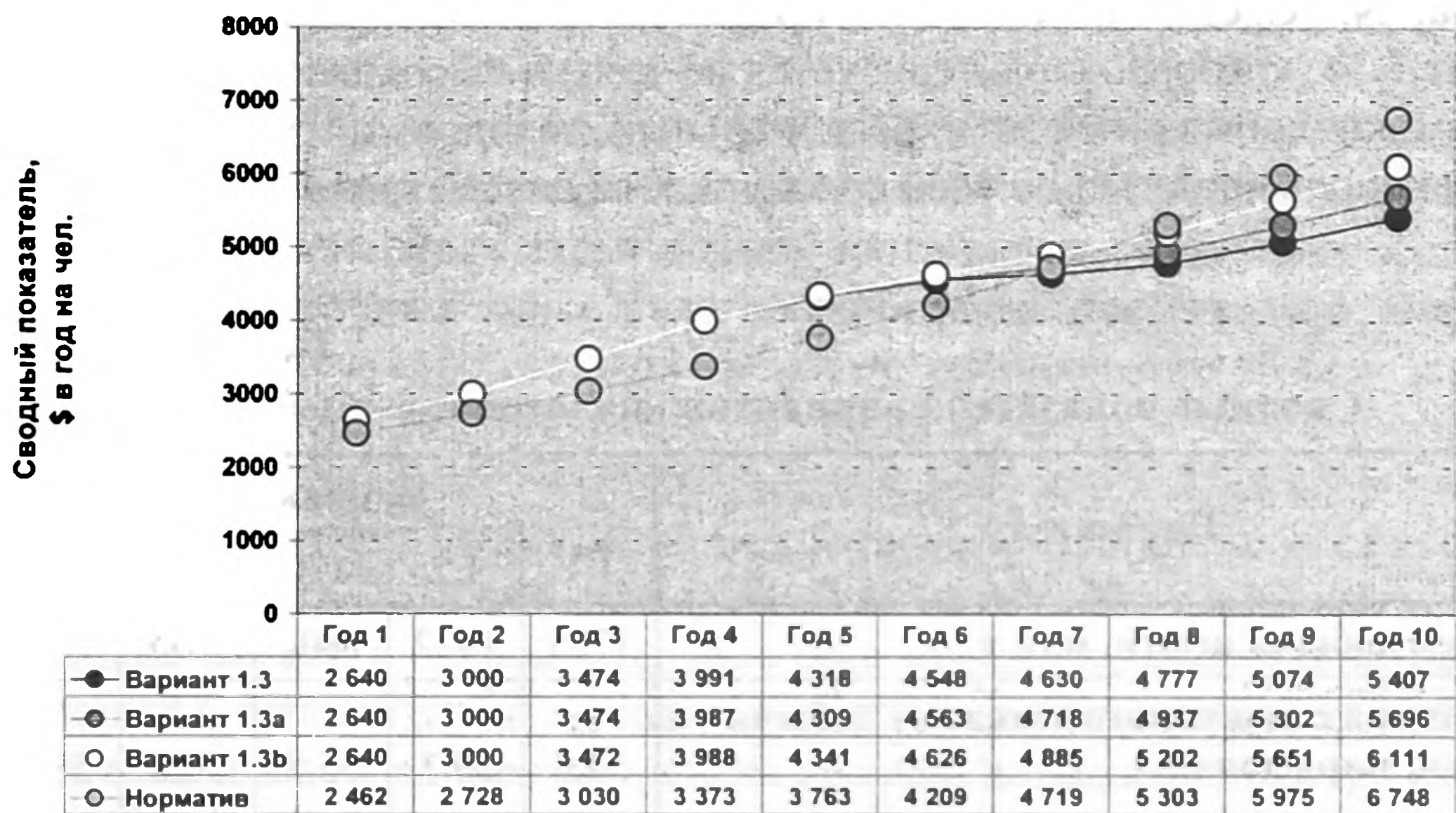


Рис. 5.10. Динамика показателя уровня жизни населения («налоговый» сценарий, дополнительные варианты)

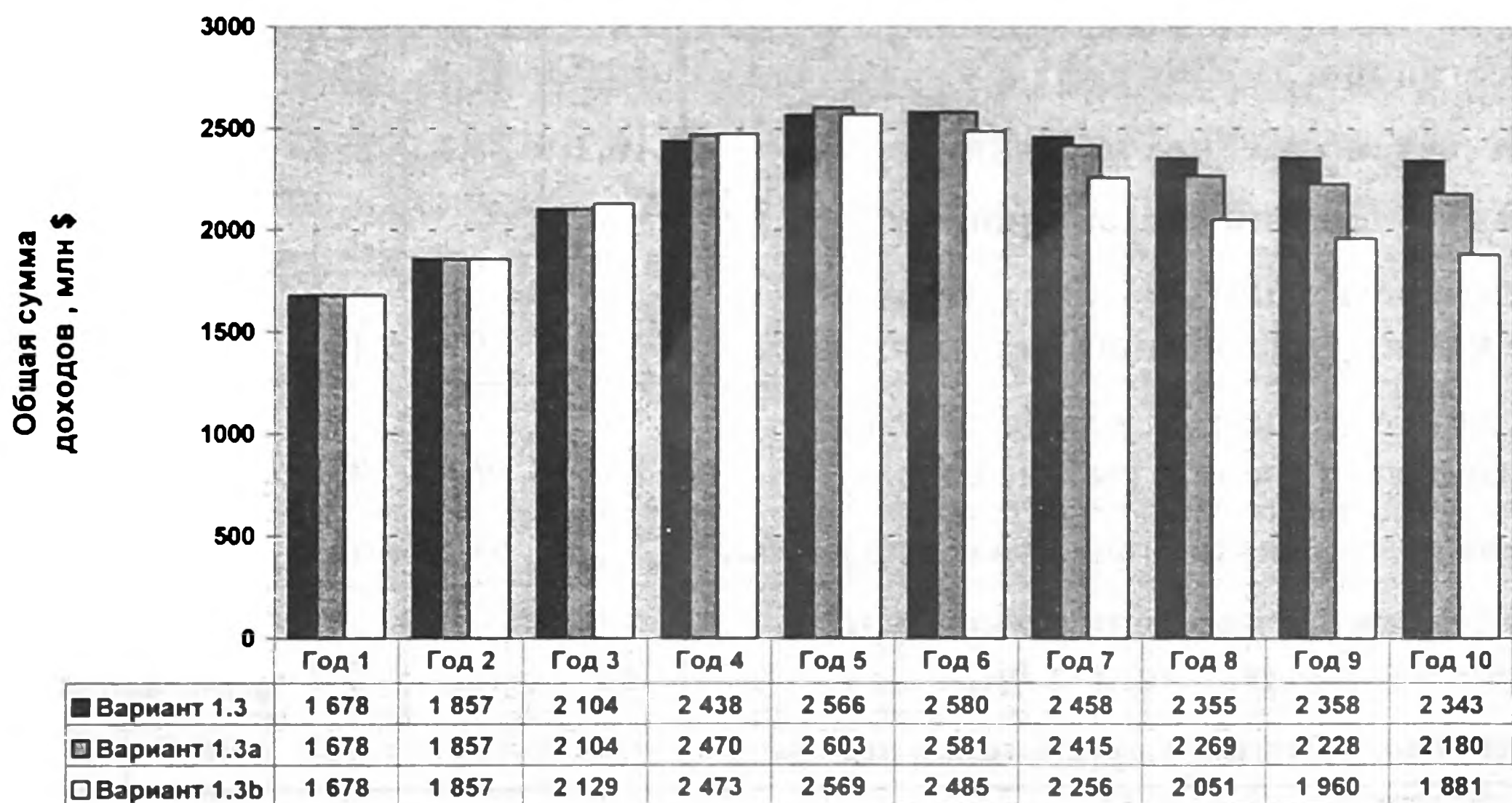


Рис. 5.11. Динамика финансовых доходов нефтяного сектора после уплаты налогов («налоговый» сценарий, дополнительные варианты)

В табл. 5.4 приведены некоторые сводные (обобщающие) показатели по всем вариантам прогноза, построенным в рамках «налогового» сценария. Среди них наиболее предпочтительным представляется вариант 1.3b, который характеризуется не только высокими показателями динамики добычи нефти и региональных доходов, но и наибольшей сбалансированностью по всей совокупности параметров.

Таблица 5.4

Сводные показатели вариантов «налогового» сценария

Показатель	Варианты				
	1.1	1.2	1.3	1.3a	1.3b
Объем добычи нефти, млн т	1789	1932	1804	1838	1890
Величина совокупного дохода от добычи нефти, млрд долл.:	52,8	59,7	55,8	56,8	58,3
- нефтегазового сектора	16,1	31,2	22,7	22,4	21,3
- государства	36,7	28,5	33,1	33,3	34,1
-- региона	15,2	19,0	19,1	19,4	20,1
-- федерации	21,5	9,5	14,0	13,9	14,0
- внешних инвесторов	—	—	—	1,1	2,9
Инвестиции в добычу нефти, млрд долл.:	16,2	31,1	22,7	26,1,	30,8
- за счет внутренних источников	16,2	31,1	22,7	22,3	21,2
- за счет внешних источников	—	—	—	3,8	9,6
Численность занятых в нефтегазовом секторе к концу прогнозного периода, тыс.чел.	154	197	157	165	177
Численность занятых в материальном производстве – всего, тыс. чел.	834	967	850	893	955
Общая сумма доходов региона, млрд долл.	57,2	64,5	61,4	62,6	64,5
Уровень жизни населения к концу прогнозного периода, тыс. дол./чел.	5,3	6,2	5,4	5,7	6,1
Среднегод. темп роста уровня жизни, %	9,2	11,0	9,4	10,0	10,8

Абсолютно наилучшим по динамике нефтедобычи и региональных доходов является вариант 1.2. Вместе с тем данный вариант представляется почти нереалистичным: он построен на основе ряда посылок и гипотез, которые требуют проверки, но сами по себе маловероятны.

Прежде всего, маловероятной выглядит возможность столь радикального перераспределения государственной части доходов от добычи нефти между регионом и Федерацией (за счет чего, собственно, и обеспечивается значительная доля роста региональных доходов в варианте 1.2). Еще менее вероятной (да и нерациональной) представляется возможность резкого снижения налоговой нагрузки на нефтегазовый сектор. Одной из главных задач реформирования системы налогообложения является не ослабление налогового бремени как такового, а придание налогообложению высокой гибкости, установление прямой зависимости между уровнем обложения и уровнем реальной доходности. Налоговая схема, на основе которой построен вариант 1.2, со всей очевидностью указанному требованию не соответствует. Как показывают расчеты, в рамках моделируемой ситуации налоговая схема оказывается излишне мягкой в первой половине прогнозного периода (не позволяет «уловить» относительно высокие доходы от добычи нефти) и чрезмерно жесткой в последние годы, когда уровень доходности быстро снижается. Соответственно динамика чистых доходов нефтегазового сектора имеет ярко выраженный пикообразный характер (см. *рис.5.1*), что не может стимулировать инвестиции в развитие производства. Следовательно, вызывает серьезные сомнения вероятность достижения столь высоких уровней добычи нефти, которые имеют место в варианте 1.2.

Налоговая схема в варианте 1.3b в значительной степени свободна от тех недостатков, которые характерны для схемы варианта 1.2, но она, к сожалению, является сугубо гипотетической. Реальные пути реформирования российской налоговой системы никак не пересекаются с теми принципами, на которых построена рассмотренная выше рентоориентированная схема налогообложения. Положения Налогового кодекса РФ (принятые и находящиеся в стадии разработки и принятия) еще более консервативны по сравнению с теми, что учтены в налоговой схеме, предлагаемой в рамках варианта 1.2: сохраняется высокий уровень налоговой нагрузки на нефтегазовый сектор при слабой ее увязке с доходностью, доминирующими остаются федеральные налоги. Рентоориентированное налогообложение внедряется «обходными путями» – в основном через соглашения о разделе продукции. Но возможности применения СРП ограничены, поскольку данная организационно-экономическая форма уместна при освоении нефтяных ресурсов новых месторождений и не может быть распространена на все нефтедобывающие объекты.

5.2.2. «Ценовой» сценарий

Уровень цен на нефть является одним из критически важных факторов, влияющих на величину доходов нефтегазового сектора и, следовательно, на показатели социально-экономического развития нефтедобывающих территорий. Учитывая особенности институциональной структуры российского нефтегазового сектора и сложившихся принципов ценообразования, необходимо иметь в виду изменения не столько рыночных цен, сколько тех цен, по которым реализуют продукцию непосредственно добывающие предприятия и в зависимости от которых формируется региональная налогооблагаемая база.

В модели расчет всех показателей, отражающих результаты функционирования регионального нефтегазового сектора, выполняется на базе *цены реализации добывающих предприятий*. Последняя представляет собой *разность между рыночной ценой и транзакционными издержками*, возникающими в связи с реализацией добытой нефти. В зависимости от абсолютной величины транзакционных издержек можно по-разному качественно интерпретировать цены реализации добывающих предприятий. Если транзакционные издержки по своей величине примерно равны транспортно-коммерческим расходам, связанным с доставкой нефти до рынков сбыта и организацией продаж, то под ценами реализации можно понимать цены, сформированные по принципу net-back price. Если уровень транзакционных издержек превышает величину транспортно-коммерческих расходов, это означает, что в состав транзакционных издержек входит еще один компонент, возникающий в связи с внутрикорпоративными транзакциями и указывающий на ту часть валового дохода, который централизуется в процессе внутрикорпоративного обмена. В этом случае цены реализации добывающих предприятий можно интерпретировать как трансфертные.

При проведении расчетов по вариантам «ценового» сценария мы попытались оценить, какое влияние оказывают на динамику показателей развития регионального нефтегазового сектора и социально-экономических параметров изменения и рыночных цен, и транзакционных издержек. В качестве непосредственных регулирующих параметров были выбраны *цены и транзакционные издержки по той доле добываемой нефти, которая направляется на экспорт*.

По всем вариантам «ценового» сценария расчеты проводились при «прочих равных условиях» и действующей схеме налогообложения, – изменялись только показатели рыночных цен и транзакционных

издержек (табл. 5.5). В базисном варианте «ценового» сценария – варианте 2.1 – смоделированы усредненные условия реализации нефти предприятиями Ханты-Мансийского округа, имевшие место по итогам 1999 г. (ситуация высоких мировых цен на нефть). В варианте 2.2 смоделирована ситуация средних цен на нефть, а в варианте 2.3 – ситуация низких цен.

Таблица 5.5

Изменяемые параметры вариантов «ценового» сценария, долл./т

Параметр	Варианты				
	2.1	2.2	2.3	2.1a	2.1b
Рыночная цена экспортируемой нефти	170	140	105	170	170
Величина транзакционных издержек	85	85	80	65	45
Цена реализации добывающих предприятий	85	55	25	105	125
Уровень экспортной пошлины	17	17	8	17	17

Некоторые результаты расчетов по основным вариантам «ценового» сценария (2.1–2.3), характеризующие динамику доходов нефтегазового сектора и региона, приведены на рис. 5.12–5.15.

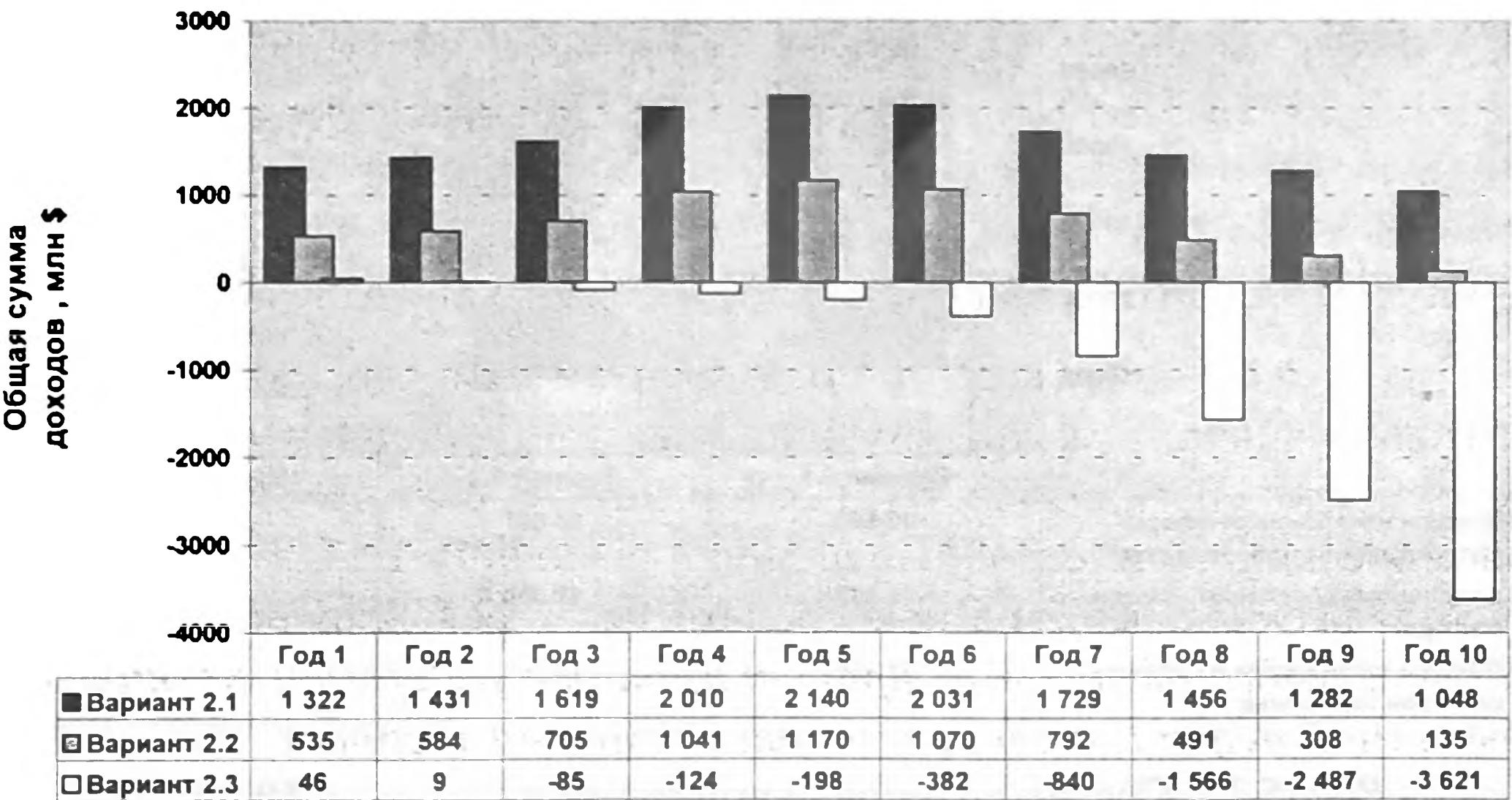


Рис. 5.12. Динамика финансовых доходов нефтяного сектора после уплаты налогов («ценовой» сценарий, рыночные цены)

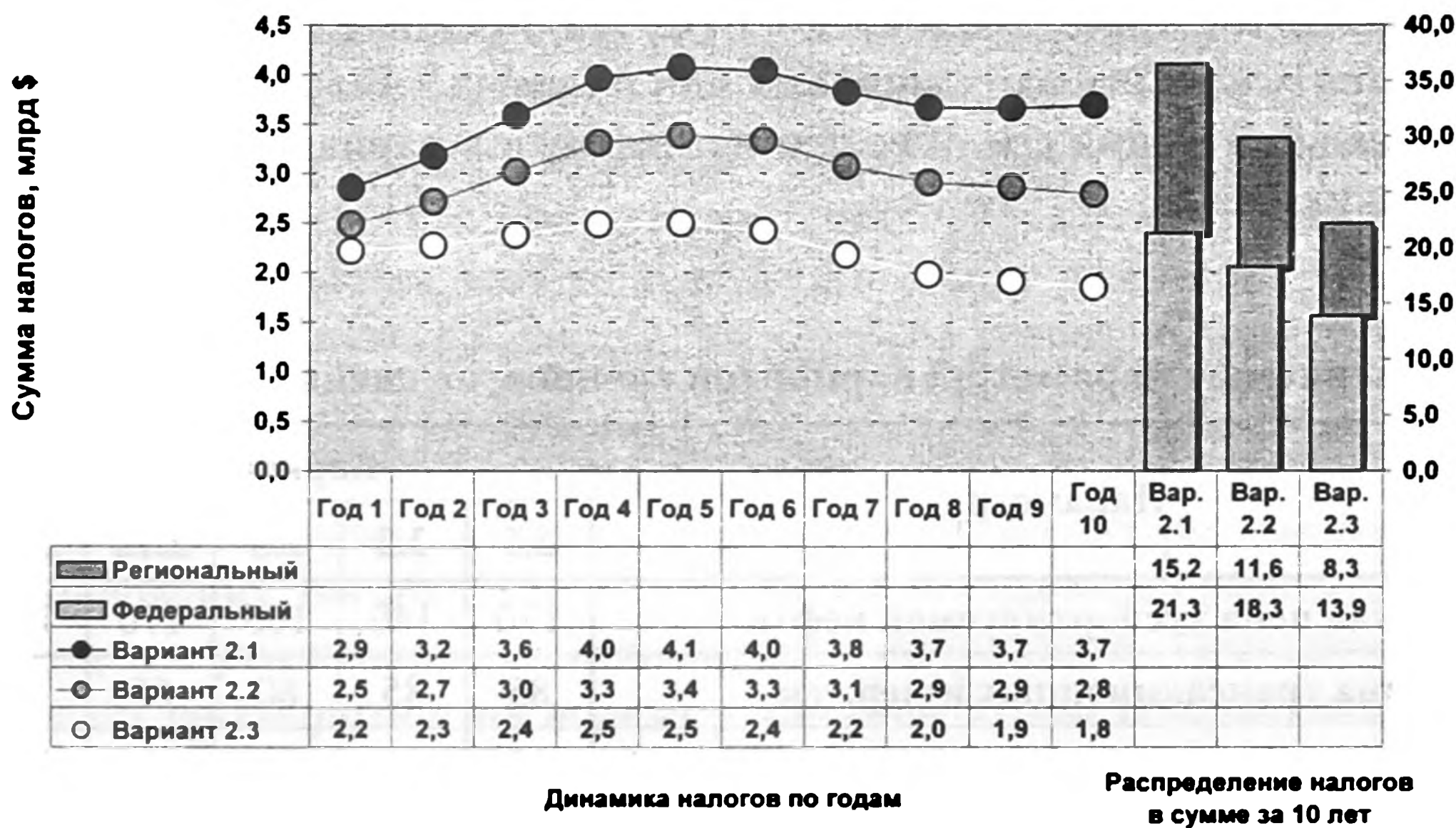


Рис. 5.13. Динамика и межбюджетное распределение налогов («ценовой» сценарий, рыночные цены)

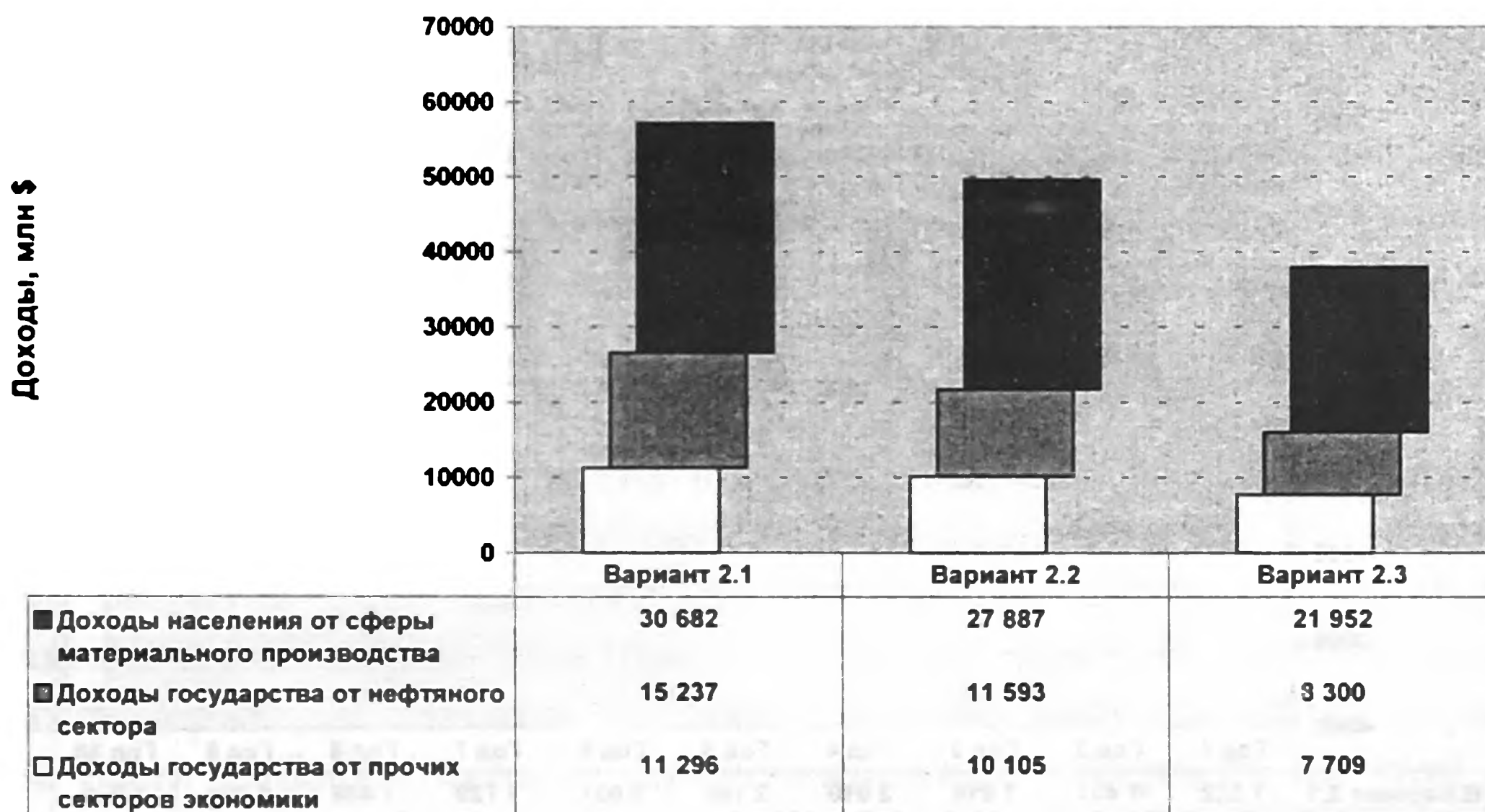


Рис. 5.14. Состав доходов территории в сумме за 10 лет прогнозного периода («ценовой» сценарий, рыночные цены)

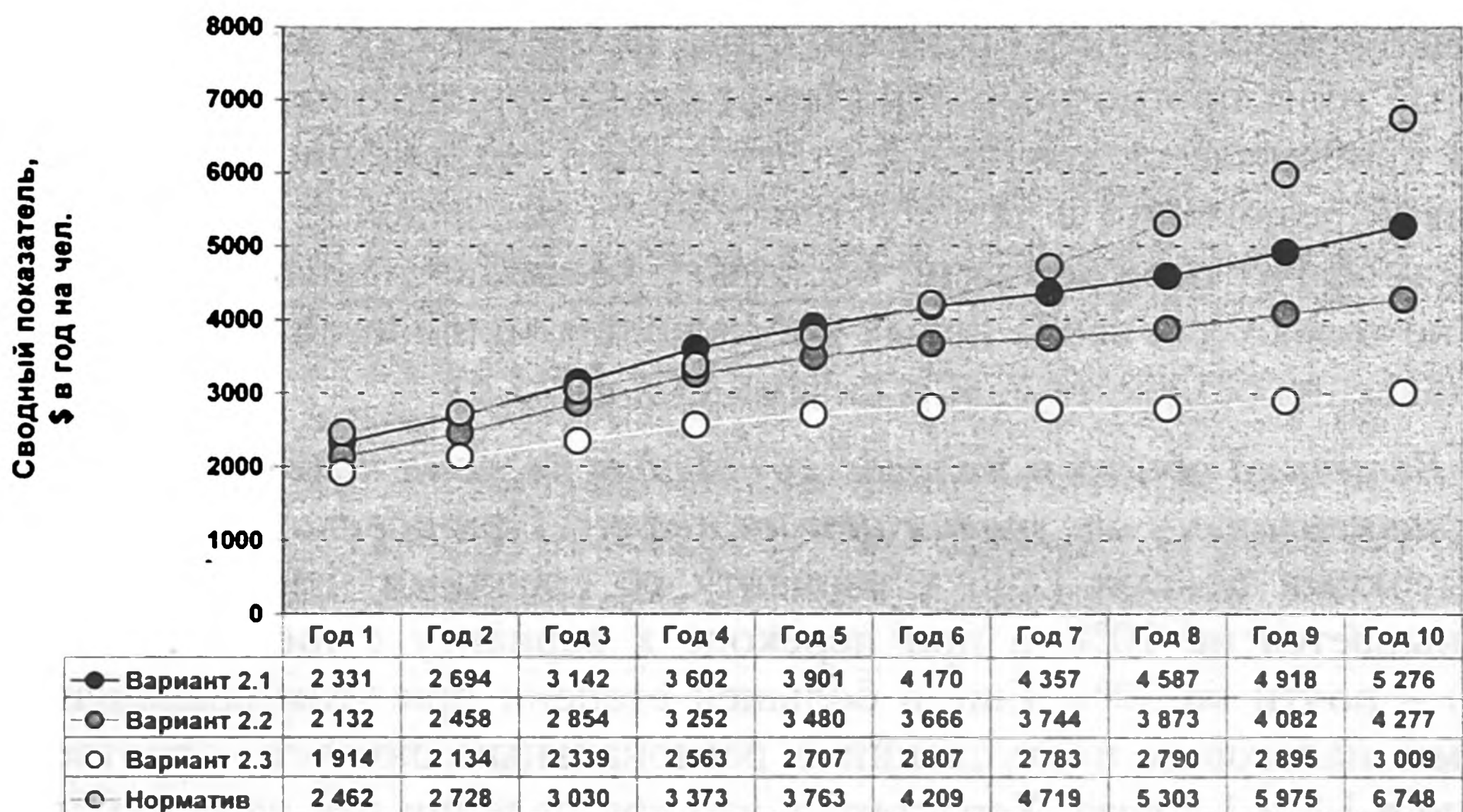


Рис. 5.15. Динамика показателя уровня жизни населения («ценовой» сценарий, рыночные цены)

В варианте 2.1 (средние цены) также происходит быстрое падение объемов добычи нефти, но только в результате относительного, по сравнению с базисным вариантом, сокращения ввода новых мощностей. Положительное сальдо финансовых потоков в данном варианте поддерживается в основном за счет амортизационных отчислений, — начиная с седьмого года прогнозного периода чистая прибыль становится отрицательной (в базисном варианте — с девятого года).

Базисный вариант «ценового» сценария не нуждается в особых комментариях, так как он идентичен варианту 1.1. «налогового» сценария (с точностью до округлений при циклических итеративных расчетах).

Приведенные выше результаты свидетельствуют о том, что позитивную динамику добычи нефти на территории Ханты-Мансийского округа, имевшую место в 1999–2000 гг., а также прогнозируемый дальнейший рост добычи в 2001–2003 гг. можно объяснить преимущественно влиянием высоких цен мирового нефтяного рынка. При ухудшении конъюнктурной ситуации следует ожидать резкого замедления развития производства, а следовательно, негативных перемен в социально-экономической динамике (см. рис. 5.15).

Как показывают выполненные расчеты, *уровень рыночной цены в 105 долл./т (примерно 15 долл./баррель) является критическим*

с точки зрения развития регионального нефтегазового сектора, – уже в первые годы прогнозного периода величина финансовых доходов сектора приближается к нулевой отметке. При сохранении сложившихся условий реализации в дальнейшем происходит падение добычи нефти катастрофическими темпами, поскольку не хватает финансовых ресурсов не только для ввода новых добывающих мощностей, но и для восстановления бездействующих скважин (*табл. 5.6*).

Величина общих и налоговых доходов региона находится в сильной зависимости от уровня цен на нефть. При переходе от варианта с высокими ценами (2.1) к варианту со средними ценами (2.2) она уменьшается на 10%, а при переходе к варианту с низкими ценами (2.3) – почти на 30%. Еще в большей степени при этом сокращаются суммы налоговых поступлений в региональный бюджет – соответственно в 1,3 и 1,8 раза. Характерно, что при падении цен на нефть налоговые доходы федерального бюджета снижаются медленнее, чем доходы регионального бюджета, что обусловлено особенностями действующей системы налогообложения.

Вместе с тем влияние мировых цен на динамику развития регионального нефтегазового сектора и социально-экономических показателей нельзя абсолютизировать. Оно трансформируется через действие механизмов внутрикорпоративного распределения валового дохода от добычи нефти в результате трансфертного ценообразования. Данные, полученные в расчетах по вариантам 2.1a и 2.1b, показывают, что при ***сокращении трансакционных издержек***, т. е. приближении цен реализации к ценам net-back, динамика всех производственных, финансовых и социально-экономических параметров приобретает позитивный характер (*рис. 5.16–5.18*).

При отказе от трансфертного ценообразования влияние конъюнктуры рынка на динамику производственных и социально-экономических показателей остается довольно сильным, но утрачивает свое критическое значение. Например, уже в «переходном» варианте 2.1a наблюдается рост всех основных прогнозных показателей (и по объемам производства, и по величине доходов) в сравнении с базисным. Но по «чистым» количественным значениям своих ценовых параметров ситуация, смоделированная в варианте 2.1a, в действительности приближается к ситуации средних мировых цен на нефть в сочетании с ценообразованием по принципу net-back (*табл. 5.7*). В условиях низких мировых цен на нефть цена реализации net-back будет значительно выше трансфертной цены, складывающейся при сравнительно благоприятной рыночной конъюнктуре (средних мировых ценах).

Таблица 5.6

Показатели прогноза добычи нефти по дополнительным вариантам «ценового» сценария, млн т

Показатель	Годы прогнозного периода										Всего
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Вариант 2.1											
Добыча нефти – всего	174	180	185	187	184	182	179	176	173	169	1 789
- старые мощности	166	156	146	137	129	121	113	105	98	91	1 262
- восстановленные	6	18	30	36	37	36	35	34	33	32	298
- новые мощности	2	6	9	13	18	25	31	37	42	45	229
Вариант 2.2											
Добыча нефти – всего	173	175	178	176	170	164	158	152	145	138	1 628
- старые мощности	166	156	146	137	129	121	113	105	98	91	1 262
- восстановленные	6	18	30	36	37	36	35	34	33	32	298
- новые мощности	1	1	2	2	4	7	10	13	14	14	68
Вариант 2.3											
Добыча нефти - всего	166	157	148	139	131	123	116	109	103	97	1 288
- старые мощности	166	156	147	138	130	122	115	108	102	96	1 278
- восстановленные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- новые мощности	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10
Вариант 2.1a											
Добыча нефти – всего	174	181	189	192	192	191	191	191	190	189	1 880
- старые мощности	166	156	146	137	129	121	113	105	98	91	1 262
- восстановленные	6	18	30	36	37	36	35	34	33	32	298
- новые мощности	2	7	13	18	26	35	43	51	59	65	320
Вариант 2.1b											
Добыча нефти - всего	174	183	192	198	200	201	204	206	207	209	1 974
- старые мощности	166	156	146	137	129	121	113	105	98	91	1 262
- восстановленные	6	18	30	36	37	36	35	34	33	32	298
- новые мощности	2	9	16	24	34	45	56	67	76	85	413

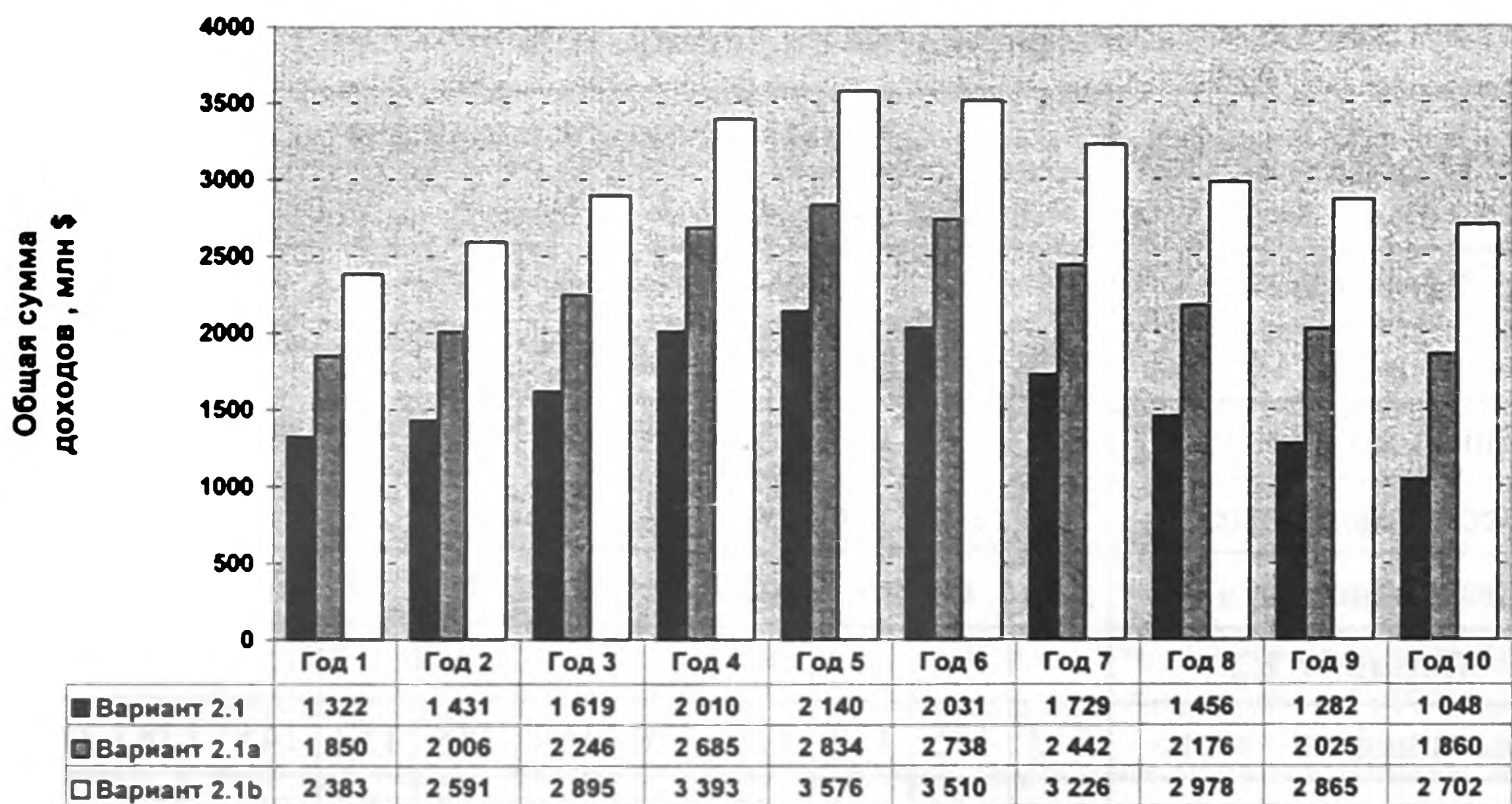


Рис. 5.16. Динамика финансовых доходов нефтяного сектора после уплаты налогов («ценовой» сценарий, цены реализации)

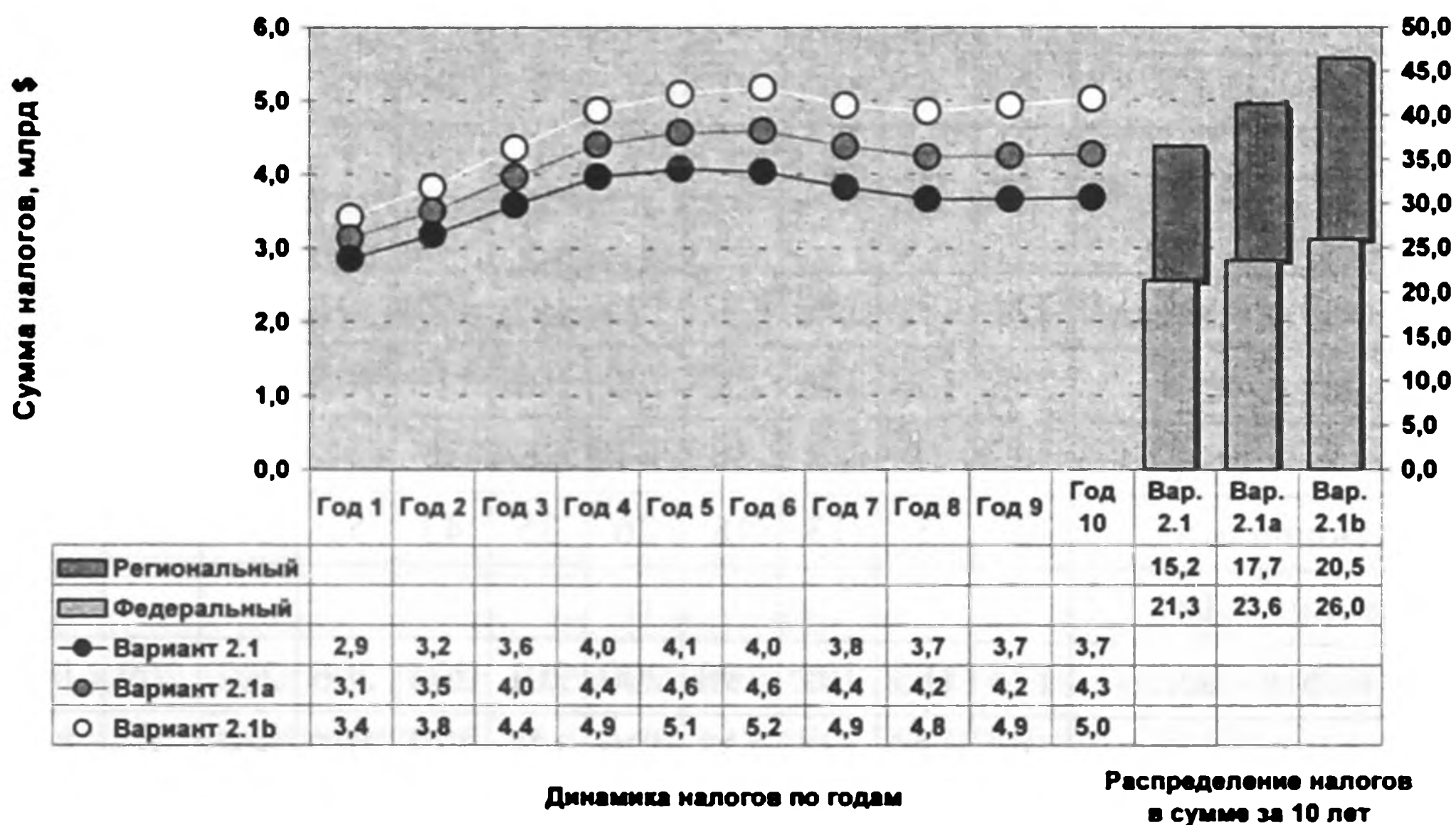
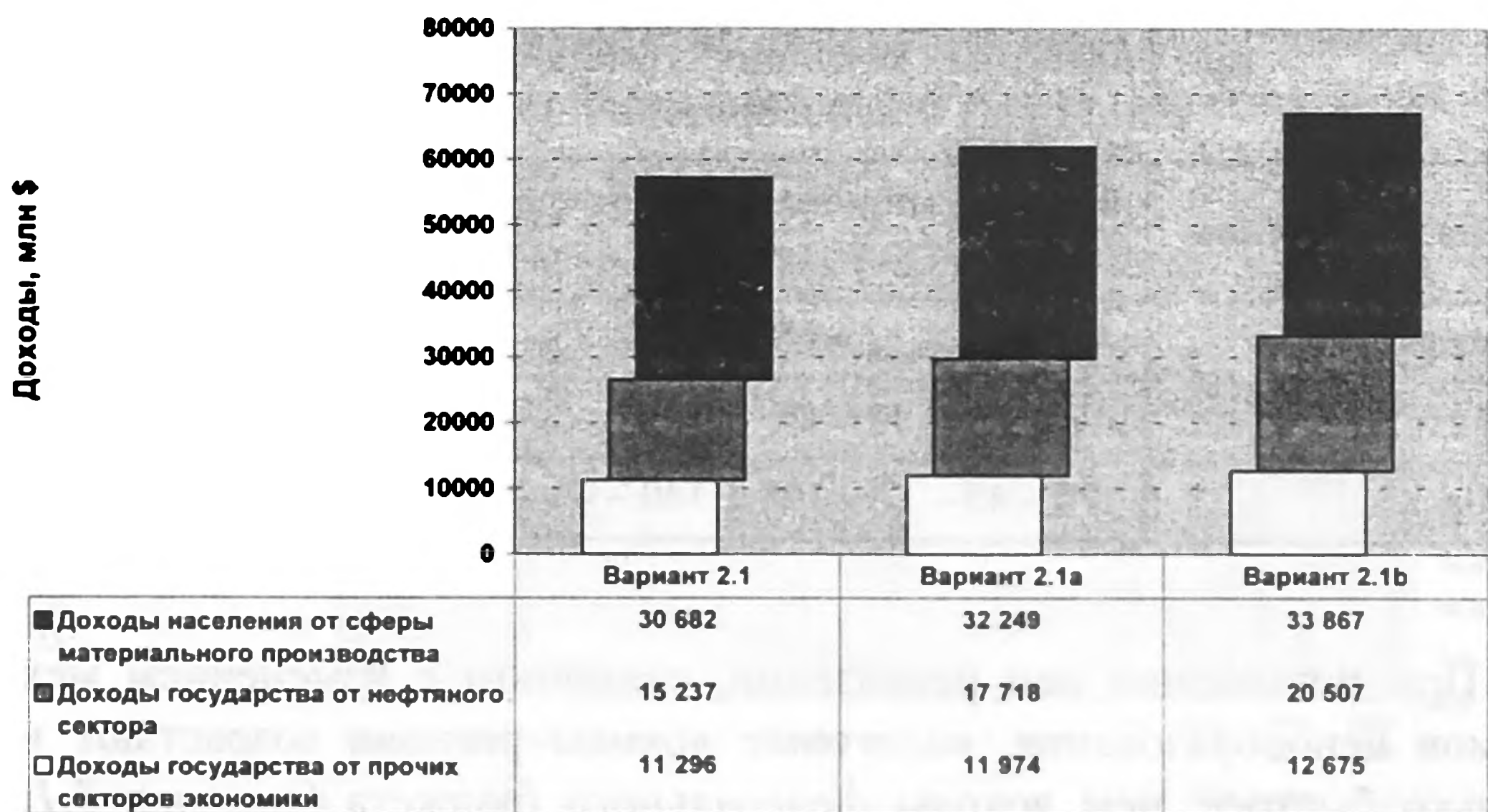
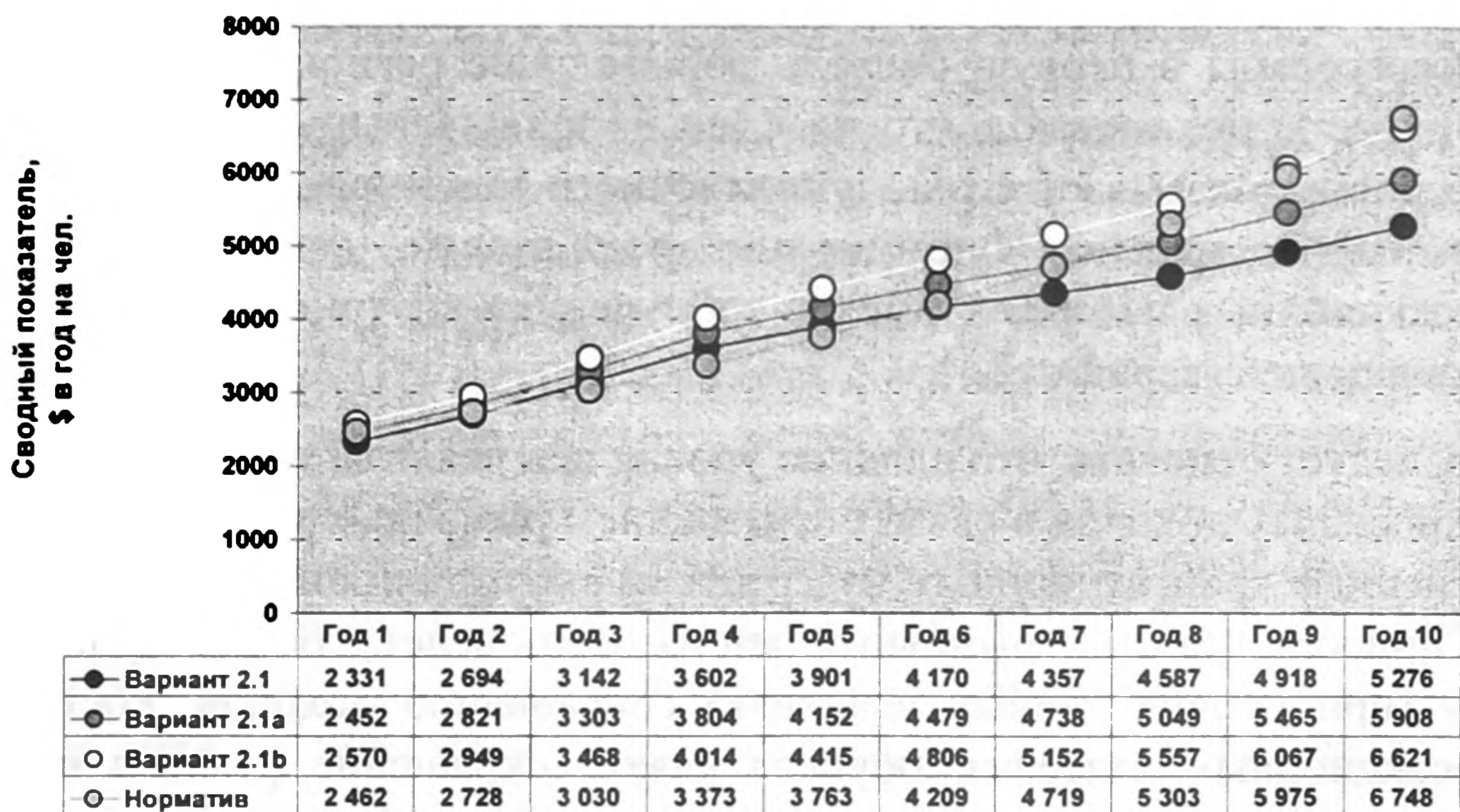


Рис. 5.17. Динамика и межбюджетное распределение налогов («ценовой» сценарий, цены реализации)



**Рис. 5.18. Состав доходов территории в сумме за 10 лет
прогнозного периода
(«ценовой» сценарий, цены реализации)**



**Рис. 5.19. Динамика показателя уровня жизни населения
(«ценовой» сценарий, цены реализации)**

Таблица 5.7

«Чистые» цены реализации
при различных конъюнктурных ситуациях
и подходах к ценообразованию, дол./т

Цена реализации	Высокие мировые цены (170 \$/т)	Средние мировые цены (140 \$/т)	Низкие мировые цены 105 \$/т
Трансфертная	170 – 85 – 17 = 68	140 – 85 – 17 = 38	105 – 80 – 8 = 17
«Переходная»	170 – 65 – 17 = 88	140 – 65 – 17 = 58	105 – 65 – 8 = 32
Net-back	170 – 45 – 17 = 108	140 – 45 – 17 = 78	105 – 45 – 8 = 52

При повышении цен реализации, связанном с изменением механизмов ценообразования, налоговые доходы региона возрастают несколько быстрее, чем доходы федерального бюджета (см. *рис. 5.17*). Данное обстоятельство (в сочетании с результатами расчетов по вариантам изменения рыночных цен) свидетельствует об определенной односторонности действующей налоговой системы, которая ориентирована прежде всего на защиту федеральных финансовых интересов в условиях низких мировых цен на нефть.

В изменении принципов ценообразования в нефтегазовом секторе заинтересованы в первую очередь добывающие регионы. Выполненные расчеты показывают, что ни один из проанализированных выше факторов не оказывает столь существенного позитивного влияния на динамику социально-экономических показателей, как сокращение транзакционных издержек за счет «обнуления» внутрикорпоративной составляющей (вариант 2.1b).

Следует отметить, что влияние уровня цен реализации на величину региональных доходов в связи с изменением рыночных цен и в связи с изменением транзакционных издержек имеют принципиально различную природу. Падение рыночных цен на нефть ведет к безальтернативному (при прочих равных условиях) сокращению доходов. Рост же транзакционных издержек обуславливает сокращение региональных доходов в форме упущенной выгоды: доходы от добычи нефти в этом случае не сокращаются, а всего лишь «перетекают» в другие регионы и частично перераспределяются в пользу федерального бюджета.

С помощью модели можно приблизительно оценить *величину упущенной нефтедобывающими регионами выгоды* вследствие применения механизмов трансфертного ценообразования (рис. 5.20, 5.21).

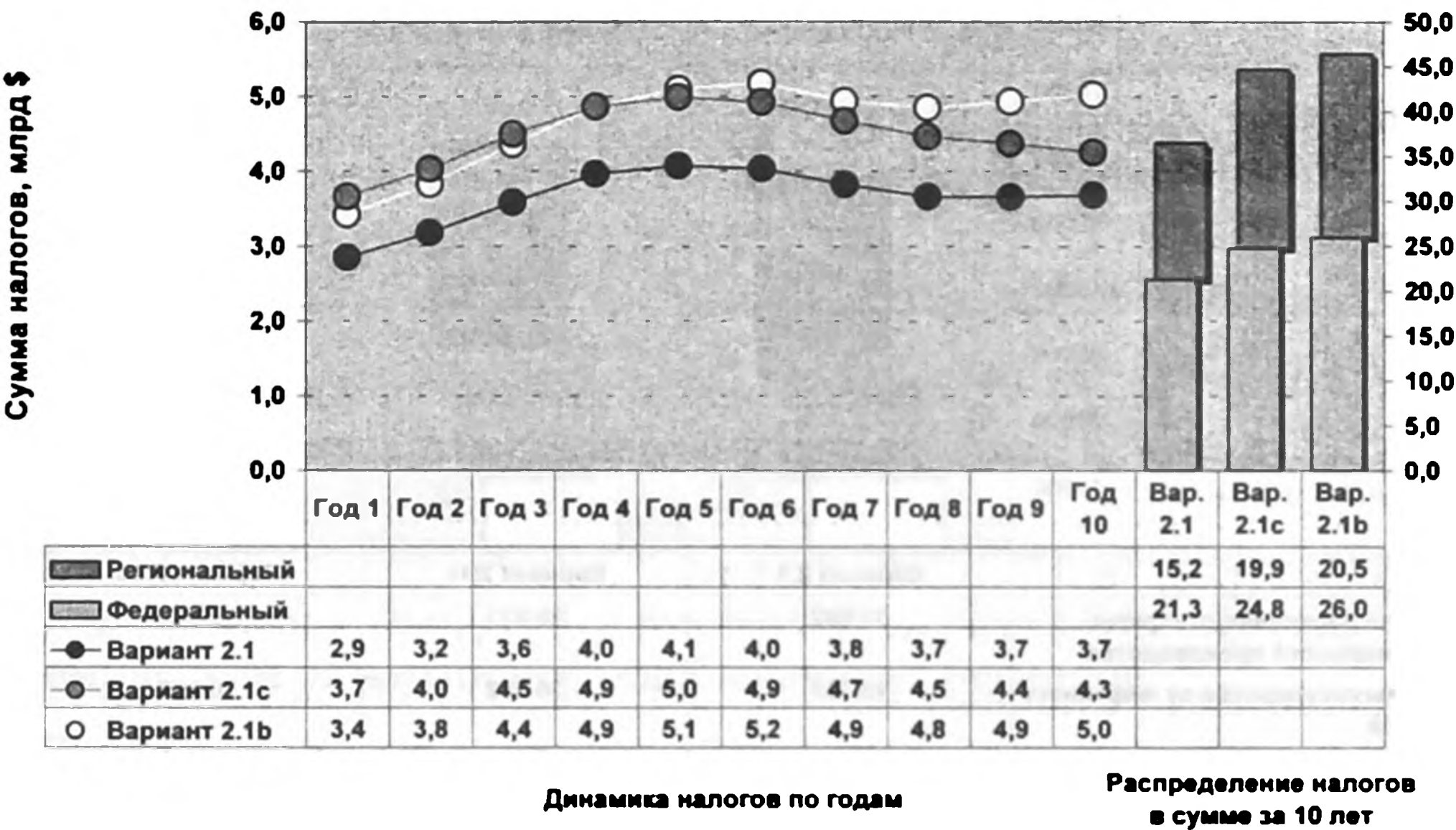


Рис. 5.20. Динамика и межбюджетное распределение налогов («ценовой» сценарий, упущенная выгода)

Минимальная величина упущенной выгоды по сумме налоговых поступлений в региональный бюджет по варианту 2.1с применительно к сопоставимым с базисным вариантом (2.1) объемам добычи нефти оценивается в 4,7 млрд долл. в сумме за 10 лет прогнозного периода (что составляет 31% к сумме налоговых доходов базисного варианта). С учетом того, что повышение цен реализации за счет сокращения транзакционных издержек может стать основой для роста объемов производства и «физического» расширения налогооблагаемой базы, максимальная величина упущенной региональной выгоды по налогам оценивается (путем сопоставления результатов по вариантам 2.1.b и 2.1) в 5,3 млрд долл. (35% к сумме налоговых доходов базисного варианта).

Относительное сокращение налоговых поступлений в региональный бюджет – это только прямые потери, оцененные без учета косвенных эффектов в масштабах региональной социально-экономической системы. Полная величина потерь (упущенной выгоды) оценивается по сумме совокупных доходов и составляет минимально 5,2 млрд дол. в

сумме за 10 лет прогнозного периода (примерно 8% от суммы доходов базисного варианта), а максимально – 9,8 млрд долл. (17% по отношению к базисному варианту).

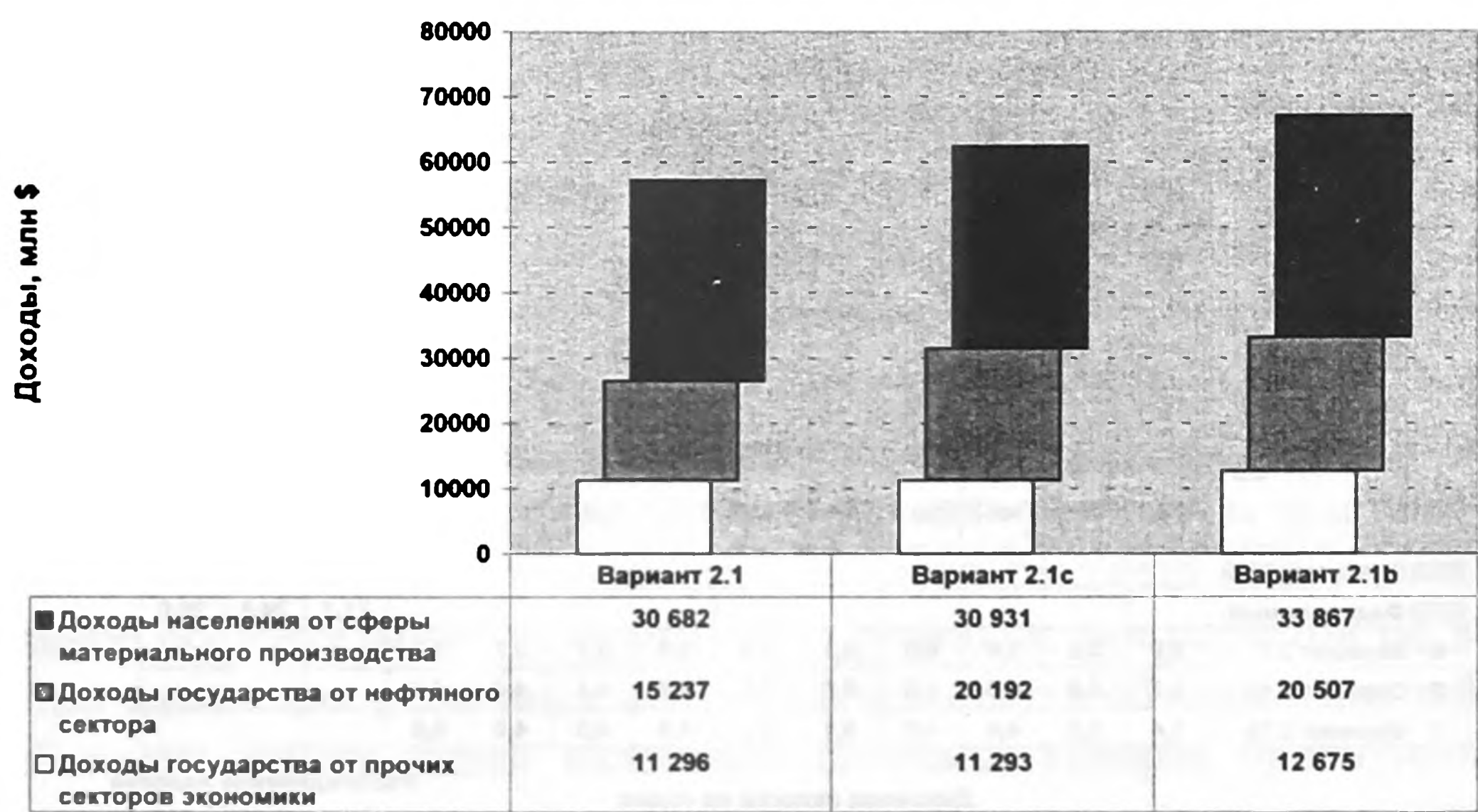


Рис. 5.21. Состав доходов территории в сумме за 10 лет прогнозного периода («ценовой» сценарий, упущенная выгода)

Упущенная налоговая выгода добывающих регионов – это в настоящее время дополнительные доходы в бюджетах других регионов. Отказ от трансфертного ценообразования повлечет за собой реструктурирование налогооблагаемой базы по всей «нефтяной цепочке», а следовательно, вызовет сокращение налоговых доходов в регионах, где нефть перерабатывается и потребляется. Указанное обстоятельство (в сочетании с интересами федерального центра) является одним из факторов, тормозящих процесс реформ ценообразования и налогообложения в нефтегазовом секторе.

Применение специального модельного инструментария при количественной оценке финансовой и социально-экономической эффективности развития регионального нефтегазового сектора дает дополнительные аргументы в пользу идей и принципов радикального реформирования нефтегазового сектора и в частности в сферах налогообложения и ценообразования.

Выполненные оценки подтверждают **целесообразность перехода к рентоориентированной налоговой системе**, нацеленной на обложение прибыли, а не валового дохода от реализации углеводородного сырья. Действующая налоговая система, с одной стороны, не позволяет государству в полной (рациональной) степени «улавливать» высокие доходы от добычи нефти, образующиеся, например, в период благоприятной рыночной конъюнктуры, а с другой – оказывает угнетающее воздействие на производителей нефти в периоды низких цен или ухудшения природно-геологических условий добычи. Рентоориентированная налоговая система, по самой своей сути свободная от указанного недостатка, могла бы реально стимулировать развитие производства в нефтегазовом секторе (в том числе на основе притока внешних инвестиций), а следовательно, способствовать расширению налогооблагаемой базы, росту государственных доходов на федеральном и региональном уровнях, усилению действия косвенных эффектов в социально-экономическом развитии нефтедобывающих регионов.

Что касается вопросов ценообразования, то выполненные расчеты **подтвердили высокую степень зависимости нефтегазового сектора и добывающих регионов от состояния конъюнктуры нефтяного рынка**. Но эти же расчеты показали, что **критическим фактором** с точки зрения эффективности добывающего производства и социально-экономического развития регионов является (при прочих равных условиях) **не уровень рыночных цен как таковых, а величина транзакционных издержек**, возникающих при реализации нефти. Величина транзакционных издержек прямо зависит от принципов формирования цен реализации на уровне добывающих предприятий и достигает своего максимума в условиях трансфертного ценообразования, т. е. в той ситуации, которая действительно имеет место в российском нефтегазовом секторе. Ежегодные прямые потери Ханты-Мансийского округа – крупнейшего нефтедобывающего региона страны – вследствие трансфертного ценообразования можно оценить, как показывают расчеты, в 470–530 млн долл., а совокупные потери с учетом недополученных косвенных экономических эффектов – в 520–980 млн долл. Прямые налоговые потери округа оборачиваются дополнительными доходами бюджетов других регионов страны и, частично, федерального бюджета.

Отказ от трансфертного ценообразования с неизбежностью приведет к межрегиональному реструктурированию налогооблагаемой базы – пойдет на пользу нефтедобывающим регионам, но ухудшит фи-

нансовое положение нефтеперерабатывающих и нефтепотребляющих регионов. Однако нельзя не видеть, что при максимальной реализации благоприятных возможностей, обусловленных отказом от трансфертного ценообразования, потенциальный экономический эффект более чем вдвое превышает вероятные налоговые потери нефтеперерабатывающих и нефтепотребляющих регионов, а это можно рассматривать как материальную основу для поиска компромиссных решений по распределению доходов от добычи нефти.

Заключение

Анализ влияния нефтегазового сектора на экономику отдельных российских регионов, рассмотрение особенностей действующей в России налоговой системы позволили сформулировать следующие *главные выводы*.

1. Российские субъекты Федерации играют значимую роль в развитии нефтегазового сектора и обладают определенными полномочиями в вопросах налогового регулирования, в том числе и в НГС. Они могут разрабатывать и применять достаточно эффективные методы стимулирования нефтегазовых операций. Тем не менее в современных условиях многие вопросы налоговой политики не могут быть решены в рамках компетенции региональных органов власти, и это требует совершенствования федерального законодательства. Проведенное исследование показало, что особое место в числе неотложных направлений реформирования налогообложения в нефтегазовом секторе занимает решение проблем формирования «справедливой» налогооблагаемой базы (отказ от фискального характера и регрессивности налогообложения, переход от использования трансфертных цен при определении налогооблагаемой базы к «франко-районным» ценам).
2. Преобразование системы налогообложения в нефтегазовом секторе (в том числе и на региональном уровне) должно базироваться на единых для всей страны принципах. Вместе с тем при применении этих общих принципов необходимо учитывать специфические особенности различных групп регионов. Качественная и количественная оценки влияния нефтегазового сектора на решение социально-экономических проблем в трех группах регионов (добывающих, перерабатывающих, потребляющих) на примере регионов-представителей, убеждает в том, что имеют место принципиальные различия между добывающими, перерабатывающими и потребляющими регионами и противоречия в их интересах. Это, в свою очередь, определяет различия в подходах к формированию направлений социально-экономического развития данных территорий, а следовательно, и в подходах к налоговому регулированию функционирования нефтегазового сектора (в том числе на региональном уровне). Совершенствование системы налогообложения в нефтегазовом секторе должно осуществляться с учетом специфических регио-

нальных и местных условий. Для этого региональным органам власти нужно предоставить достаточную свободу маневра в сфере налогового регулирования. Кроме того, необходим постоянный мониторинг влияния налогообложения нефтегазового сектора на социально-экономическое положение регионов различного типа.

3. Динамические особенности развития нефтегазового сектора существенно влияют на экономику территорий, где размещены предприятия НГС. Поскольку степень зрелости нефтегазовых провинций оказывает решающее влияние на экономические показатели освоения (величину издержек и ренты, уровень прибыльности), различия в условиях недропользования и уровнях налогообложения в разных регионах необходимо рассматривать с учетом этого фактора. При переходе от одной стадии освоения к другой изменяются цели и задачи налогового регулирования, и прежде всего изменяются характер и уровень налогообложения, что обязательно должно учитываться при построении гибких схем налогообложения в нефтегазовом секторе.

В современных условиях меры налогового регулирования, применяемые нефтегазовыми регионами, связаны в первую очередь с предоставлением льгот по уплате отдельных налогов. Они не образуют целостную систему налогообложения месторождений и объектов, находящихся, в частности, на этапах падающей добычи и истощения. В случае поздних стадий освоения ресурсов налоговая компетенция регионов оказывается недостаточной для обеспечения экономически целесообразной эксплуатации запасов нефти и газа.

4. Проведенные оценки высвечивают главный недостаток как действующей системы налогообложения, так и, в значительной степени, системы, формируемой в рамках Налогового кодекса. Этот недостаток заключается не столько в высоком уровне налогового давления, сколько в отсутствии гибкости, то есть неспособности адекватным образом реагировать на изменение экономических и природно-геологических условий производства в добывающих отраслях нефтегазового сектора. В частности, выполненные с использованием модели расчеты служат еще одним доказательством тому, что применение трансфертного ценообразования ущемляет интересы нефтедобывающих регионов и создает основу для возникновения конфликта интересов во взаимоотношениях между регионами различного типа (нефтедобывающими, перерабатывающими, потребляющими).

Оглавление

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
1. ВЛИЯНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ.....	6
1.1. ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СЕГМЕНТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА НА ЭКОНОМИКУ РЕГИОНОВ РАЗМЕЩЕНИЯ ИХ ПРЕДПРИЯТИЙ	6
1.1.1. Добывающие регионы	–
1.1.2. Перерабатывающие регионы	8
1.1.3 Потребляющие регионы.....	11
1.2. РЕГИОНЫ РАЗЛИЧНОГО ТИПА: БОЛЕЕ ДЕТАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	13
1.3. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНОВ-ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ.....	20
1.3.1. Тюменская область (Уральский федеральный округ).....	–
1.3.2. Томская область (Сибирский федеральный округ).....	28
1.3.3. Республика Башкортостан (Приволжский федеральный округ)	31
1.3.4. Нижегородская область (Приволжский федеральный округ)	35
1.3.5. Республика Коми (Северо-Западный федеральный округ) ...	37
1.3.6. Омская область (Сибирский федеральный округ)	43
1.3.7. Республика Татарстан (Приволжский федеральный округ)	45
1.3.8. Новосибирская область (Сибирский федеральный округ) ...	52
1.4. РЕГИОНЫ РАЗНЫЕ – ПРИНЦИПЫ ОБЩИЕ	54
2. МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ УЧЕТА РЕГИОНАЛЬНЫХ ИНТЕРЕСОВ.....	58
2.1. ФОРМИРОВАНИЕ «СПРАВЕДЛИВОЙ» НАЛОГООБЛАГАЕМОЙ БАЗЫ	59
2.1.1. Использование трансфертных цен в рамках нефтяных компаний и ОАО «Газпром».....	–
2.1.2. Возможные подходы к решению проблемы трансфертного ценообразования	62
2.1.3. Взаимодействие бюджетов и трансфертные цены.....	66

2.1.4.	<i>Полнота уплаты начисленных налогов и рычаги регулирования</i>	<i>67</i>
2.2.	УЧЕТ СПЕЦИФИКИ ВЗИМАНИЯ ОБЩИХ НАЛОГОВ	68
2.2.1.	<i>Налог на прибыль</i>	<i>–</i>
2.2.2.	<i>Налоги с выручки и налог на имущество</i>	<i>70</i>
2.3.	УЧЕТ СПЕЦИФИКИ ВЗИМАНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ НАЛОГОВ.....	70
2.3.1.	<i>Акцизы на нефть</i>	<i>–</i>
2.3.2.	<i>Экспортная пошлина на нефть.....</i>	<i>73</i>
2.3.3.	<i>Платежи за право пользования недрами.....</i>	<i>74</i>
2.3.4.	<i>Платежи на воспроизводство минерально-сырьевой базы</i>	<i>77</i>
3.	УЧАСТИЕ ДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ В НАЛОГОВОМ РЕГУЛИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА: ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ	80
3.1.	ВОЗМОЖНОСТИ УЧАСТИЯ РОССИЙСКИХ СЫРЬЕВЫХ ТЕРРИТОРИЙ В НАЛОГОВОМ РЕГУЛИРОВАНИИ.....	–
3.1.1.	<i>Особенности существующей в РФ налоговой системы</i>	<i>81</i>
3.1.2.	<i>Оценка возможностей участия нефтегазовых территорий в налоговом регулировании.....</i>	<i>82</i>
3.2.	ОСНОВНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ В СИСТЕМЕ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ, ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫЕ НАЛОГОВЫМ КОДЕКСОМ	84
3.3.	АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЫ В НЕФТЯНОМ СЕКТОРЕ	88
3.3.1.	<i>Акцизы на нефть и газ.....</i>	<i>–</i>
3.3.2.	<i>Роялти.....</i>	<i>89</i>
3.3.3.	<i>Платежи на ВМСБ.....</i>	<i>90</i>
3.3.4.	<i>Распределение налоговых платежей между бюджетами.....</i>	<i>91</i>
3.3.5.	<i>Налогообложение специальных категорий нефти.....</i>	<i>92</i>
3.4.	ИЗМЕНЕНИЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ ПОЛИТИКИ В УСЛОВИЯХ СОКРАЩЕНИЯ ПРЯМЫХ ИСТОЧНИКОВ ФИНАНСИРОВАНИЯ ВМСБ	94
4.	ФОРМИРОВАНИЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ НАЛОГОВОЙ ПОЛИТИКИ С УЧЕТОМ ДИНАМИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОВИНЦИЙ	103

4.1. ДИНАМИКА ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОВИНЦИЙ	103
4.2. ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРЫ ЗАПАСОВ И УСЛОВИЙ ДОБЫЧИ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОВИНЦИЯХ РОССИИ	109
4.3. ПОСТРОЕНИЕ СТИМУЛИРУЮЩИХ НАЛОГОВЫХ СИСТЕМ С УЧЕТОМ ДИНАМИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОВИНЦИЙ	112
5. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СХЕМ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НА ПОКАЗАТЕЛИ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДИНАМИКИ ДОБЫВАЮЩЕГО РЕГИОНА	117
5.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МОДЕЛИ.....	–
5.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГНОЗНЫХ СЦЕНАРИЕВ	124
5.2.1. «Налоговый» сценарий.....	125
5.2.2. «Ценовой» сценарий.....	142
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	155

Доп. план
СО РАН 2001 г.,
поз. 58

Научное издание

Крюков Валерий Анатольевич
Севастьянова Анастасия Егоровна
Токарев Анатолий Николаевич
Шмат Владимир Витальевич

**РЕГИОНАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ
РЕФОРМИРОВАНИЯ НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЫ
В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ РОССИИ**

Редактор *Е.Б. Артемова*
Оригинал-макет подготовлен авторами.
Дизайн и компьютерная верстка *В.В. Шмата*

Подписано к печати 29.08.2001 г. Формат бумаги 60х84¹/₁₆
Объем 10 п.л. Уч.-изд. л. 10. Тираж 300 экз. Заказ № 209.
ИД № 03575 19.12.2000 г.

Издательство Института экономики и организации промышленного
производства СО РАН.

630090, Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 17.

Отпечатано на участке оперативной полиграфии ИЭиОПП СО РАН.