

У9(2)305.6
П 447

В. Крюков
В. Силкин
А. Токарев
В. Шмат

**ПОДХОДЫ К ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ
НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ
В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

ПРАДА ПОВЕРНУТЬ ВЕНТИЛЬ?



РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
Институт экономики и организации
промышленного производства

В.А. Крюков, В.Ю. Силкин, А.Н. Токарев, В.В. Шмат

**ПОДХОДЫ К ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ
НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ В ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Новосибирск
Издательство ИЭОПП СО РАН
2006

УДК 336.226.13
ББК 65.9(2Р)305.653
К 856

Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В.
Подходы к дифференциации налогообложения в газовой промышленности. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2006. – 172 стр.
ISBN 5–87550–246–0

В работе рассматриваются вопросы изменения норм и правил (институтов) налогообложения, регулирующих функционирование и развитие газового сектора. Представлены актуальные проблемы и тенденции развития газового сектора России в современных условиях. Проанализированы подходы к гибкому регулированию нефтегазового сектора в России. Большое внимание уделено анализу норм и правил налогового регулирования газового сектора за рубежом: в Канаде, США, Норвегии, Великобритании, Нидерландах. Детально рассмотрены методики дифференциации налогообложения добычи газа в этих странах.

Предложены различные варианты методик дифференциации налога на добычу для газа в современных институциональных условиях России. Проведена оценка предлагаемых методик на основе схемы расчетов, разработанной авторами.

Работа предназначена для специалистов по проблемам управления нефтегазовым сектором. Результаты и подходы, представленные в данной работе, могут быть использованы в процессе совершенствования российского законодательства в сфере недропользования, прежде всего, по вопросам налогового регулирования газового сектора экономики.

ISBN 5–87550–246–0

© Крюков В.А., 2006
© Силкин Ю.Ю., 2006
© Токарев А.Н., 2006
© Шмат В.В., 2006
© ИЭОПП СО РАН, 2006

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время налогообложение нефтегазового сектора (НГС) в России основывается на унифицированном подходе, который не позволяет дифференцировать уровень налоговой нагрузки в зависимости от конкретных условий добычи углеводородного сырья из разных типов залежей, для различных по размеру запасов и степени выработанности месторождений в разных регионах страны. Такое положение не только не отвечает интересам большинства недропользователей, но и не соответствует интересам государства как собственника недр.

С точки зрения формирования гибкой системы регулирования нефтегазового сектора, включающей дифференцированное налогообложение в газовой промышленности, особый интерес представляют специальное законодательство и опыт стимулирования добычи нефти и газа за рубежом, в том числе на региональном уровне. Зарубежный опыт показывает, что система регулирования, направленная на более рациональное освоение ресурсов углеводородного сырья (УВС), играет важнейшую роль в развитии НГС. Во многих нефтегазодобывающих странах действует система регулирования, которая включает следующие основные элементы, тесно взаимосвязанные друг с другом:

- налоговое стимулирование;
- ценовую политику;
- лицензирование;
- стимулирование развития независимых компаний;
- процедуры доступа к транспортной инфраструктуре для малых и средних независимых компаний;
- мониторинг и контроль за процессами освоения и разработки месторождений нефти и газа и в целом добычи УВС.

Во многих странах система регулирования базируется на четком понимании того обстоятельства, что поддержка нефтегазового сектора (связанная в том числе с гибкими условиями налогообложения и дополнительными затратами со стороны государства на создание системы регулирования и контроля) приносит значительный экономический эффект всем сторонам-участникам процесса освоения и разработки месторождений углеводородов.

Указанные выгоды выражаются в дополнительных бюджетных поступлениях, поддержании высокого уровня занятости, развитии смежных и обслуживающих отраслей. При этом меры регулирования нефтегазового сектора в значительной степени (например, в США и Канаде) разрабатываются и осуществляются на региональном уровне государственного управления, который имеет соответствующую компетенцию.

В идеальном варианте дифференцированная система налогообложения газового сектора должна удовлетворять целому ряду требований:

- учитывать различие месторождений по геологическому строению, качеству запасов и стадиям их разработки;
- базироваться на объективной исходной информации;
- быть простой, понятной, «прозрачной» для всех сторон, участвующих в процессе недропользования;
- учитывать интересы как государства, так и недропользователей;
- стимулировать недропользователей при разработке месторождений к применению современных технологий, повышающих эффективность добычи УВС;
- обеспечивать эксплуатацию месторождений в соответствии с проектными документами и способствовать соблюдению сроков освоения месторождений¹;
- гарантировать государству некоторый минимальный уровень рентных доходов.

Следует отметить, что данные требования являются до некоторой степени противоречивыми. Например, требование простоты и прозрачности вступает в противоречие с требованиями, касающимися учета различий в геологическом строении, качестве запасов, размерах месторождений. Отсюда вытекает одна из главных сложностей построения гибкой налоговой системы. Если отказаться от решения этой задачи – поиска приемлемого сочетания элементов простоты, прозрачности и дифференциации, – в

¹ Батулин Ю.Е. Методика дифференциации налога на добычу нефти и газа // Минеральные ресурсы России. – 2005. – №1.

результате складывается система налогообложения такого типа, как существующая в России: достаточно простая, унифицированная, но совершенно не учитывающая особенности освоения месторождений и залежей углеводородного сырья. В данном случае ради построения прозрачной схемы пришлось пожертвовать требованиями гибкости. Вместе с тем при попытках создания гибкой налоговой системы нельзя пренебрегать требованиями простоты и прозрачности. С точки зрения решения практических задач, т.е. разработки методики, которая с высокой степенью вероятности могла бы быть принята государством и получила законодательную поддержку, важнейшим ее свойством должна быть **администрируемость**. Данное требование особенно актуально в условиях переходного характера институциональной системы в целом. Применительно к НДС это означает, прежде всего, необходимость формирования системы управления ресурсами, позволяющей вести эффективный мониторинг и контроль производственной деятельности хозяйствующих субъектов.

1. СОВРЕМЕННЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОГО СЕКТОРА РОССИИ

1.1. Состояние минерально-сырьевой базы газового сектора России

По состоянию на конец 2001 г. в России было выявлено 2614 месторождений нефти и газа, из которых 1828 нефтяных, 169 газонефтяных, 26 нефтегазовых, 209 нефтегазоконденсатных, 139 газоконденсатных, 243 газовых. К настоящему времени соотношения между различными типами месторождений изменились незначительно. Из общего объема разведанных запасов газа (46,9 трлн м³) на глубинах до 1,5 км сосредоточено 23 трлн м³ (49,1%), в интервале глубин 1,5–3 км – 16,3 трлн м³ (34,7%) и на глубинах более 3 км – 7,6 трлн м³ (16,2%). В структуре запасов газа по компонентному составу метановые (сухие) газы составляют 61,0%, этансодержащие (3% и более) – 30,3%, сероводородсодержащие – 8,7%².

Основной газовой провинцией России является Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО). На начало 2001 г. запасы газа ЯНАО по категориям А+В+С₁ составляли 34652,1 млрд м³, С₂ – 11046,8 млрд м³, конденсата (извлекаемого) соответственно 1188,0 млн т и 737,7 млн т. На глубинах до 1,5 км сосредоточено 22,4 трлн м³ разведанных запасов газа (64,8%), в интервалах глубин 1,5–3 км – 8,6 трлн м³ (24,8%), на глубинах более 3 км – 3,6 трлн м³ (10,4%). К отложениям сеномана приурочено 19,0 трлн м³ (54,8%), нижнего мела – 13,6 трлн м³ (39,4%), ачимовской толщи 1,5 трлн м³ (4,3%) и отложениям юры – 0,5 трлн м³ (1,5%).

К настоящему времени базовые месторождения Западной Сибири, обеспечивающие основную часть текущей добычи, в значительной степени уже выработаны (по состоянию на 2003 г. – время разработки Энергетической Стратегии России): Медвежье – на 75,6%, Уренгойское (сеноман) – на 65,4%, Ямбургское (сеноман) – на 54,1%. В 2002 г. на месторождениях с падающей добычей было получено свыше 80% газа в России.

² Резуненко В.И., Пономарев В.А., Ремизов В.В., Старосельский В.И. Сырьевая база газовой промышленности федеральных округов России // Минеральные ресурсы России. – 2001. – №4.

В перспективе ожидается значительный рост (удельных) издержек на добычу газа. На уже обустроенных месторождениях истощаются запасы сеноманского газа, являющегося легкоизвлекаемым (практически без содержания тяжелых углеводородов) и поэтому характеризующегося меньшей себестоимостью добычи. Освоение же новых месторождений, удаленных от развитой газотранспортной инфраструктуры, потребует дополнительных расходов не только на добычу, но и на подготовку и транспортировку. Оставшиеся на обустроенных месторождениях запасы ачимовского и валанжинского газа трудноизвлекаемы и требуют дополнительной подготовки и последующей переработки, что существенно увеличивает его себестоимость. По себестоимости газ сепарации, по мнению ряда экспертов, более чем вдвое дороже сеноманского газа, в том числе за счет необходимости дополнительной переработки и более глубокого залегания сырья.

В современных условиях в России наблюдается несоответствие структуры запасов структуре добычи, т.е. они обратно пропорциональны. По оценкам экспертов, разведанные запасы природного («сухого») и «жирного» газа на территории РФ находятся в соотношении 46,6% (21,9 трлн м³) и 53,4% (25,1 трлн м³), соответственно. В текущей добыче доля «жирного» газа составляет всего 21% (в 2002 г. было произведено 131,1 млрд м³ этого вида газа при общей добыче 603,7 млрд м³), но этот показатель имеет тенденцию к росту. В перспективе структура как разведанных запасов газа, так и его добычи будет характеризоваться возрастанием доли газов с повышенными концентрациями гомологов метана, конденсата и других ценных компонентов. Прогнозируется, что на начало 2031 г. доля метановых газов в разведанных запасах газа России составит 44%, этансодержащих – 46,7%, сероводородсодержащих – 9,3%³.

Переход от преимущественной добычи сеноманского газа к преимущественной добыче газа газоконденсатных залежей неизбежен. Относительно «легкий» для разработки и доведения до потребителя «сухой» газ в стране объективно заканчивается. Главная причина – истощенность основных сеноманских промыслов ОАО «Газпром» (месторождения Медвежье, Уренгойское и Ямбургское). В

³ Резуненко В.И., Пономарев В.А., Ремизов В.В., Старосельский В.И. Сырьевая база газовой промышленности федеральных округов России // Минеральные ресурсы России. – 2001. – №4.

силу естественных причин добыча здесь падает и будет падать (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Основные показатели разработки базовых сеноманских залежей Надым-Пур-Тазовского Района (НПТР)

Месторождения и площади	Год ввода в разработку	Начальн. запасы, млрд м ³	Пик добычи, млрд м ³	Фонд скваж., шт.	Накопл. добыча, млрд м ³	Выработанность запасов, %
Медвежье						
	1972	2000	75,5 в 1984 г.	359	1720,0	86,0
Уренгойское						
Уренгойская пл.	1978	4850	249,9 в 1987 г.	785	3867,0	79,7
Ен-Яхинская пл.	1985	1024	52,0 в 1990 г.	272	671,0	65,5
Песцовая пл.	2001	758				
Ямбургское						
Ямбургская пл.	1986	3833	174,1 в 1994 г.	720	2508,8	65,5
Харвутинская пл.	1996	740	3,1 в 1997 г.			
Анеряхинская пл.	2001	400				

Примечание. Накопленная добыча и выработанность запасов приведены по состоянию на 1 января 2004 г.

Сост. по: Программа комплексного промышленного освоения месторождений полуострова Ямал (проект). ОАО «Газпром». Салехард. 2002⁴.

Последний «легкий» сеноманский ресурс «Газпрома» – газ Заполярного месторождения – лишь на первых порах позволит компании увеличить объемы добычи газа. В перспективе же Заполярное не сможет в полной мере компенсировать снижение производства на основных месторождениях «Газпрома»⁵. Добыча «сухого» газа будет неуклонно сокращаться, а добыча «жирного» расти. Прогнозируется, что к 2020 г. добыча «жирного» газа превысит добычу «сухого». Хотя в рамках НПТР на объектах ОАО «Газпром» основная роль ив

⁴ Ахмедов Ф. Газпром: реальность добычных планов // Нефтегазовая вертикаль. – 2004. – №16.

⁵ Стратегия под угрозой // Нефть и капитал. – 2003. – №7–8.

перспективе будет принадлежать сеноманскому газу (рис. 1.1). Таким образом, одной из тенденций развития российской газовой промышленности является увеличение добычи «жирного» газа и в абсолютном, и в относительном выражении. В противном случае страна столкнется с существенным снижением общих объемов добычи газа.



Рис. 1.1. Прогноз структуры добычи по НПТР в рамках ОАО «Газпром» (Сост. по: Программа комплексного промышленного освоения месторождений полуострова Ямал (проект). ОАО «Газпром». – Салехард, 2002⁶)

1.2. Соотношение добычи и прироста запасов газа

Одной из проблем развития нефтегазового сектора экономики России в целом, и газовой промышленности в частности, является ситуация с воспроизводством минерально-сырьевой базы (ВМСБ). Отмена отчислений на ВМСБ уменьшила роль влияния государства на динамику геолого-разведочных работ (ГРР). В современных условиях основной объем финансирования ГРР на нефть и газ осуществляется за счет средств недропользователей (около 90%).

⁶ Ахмедов Ф. Газпром: реальность добычных планов // Нефтегазовая вертикаль. – 2004. – №16.

По данным Федерального агентства по недропользованию, в период 1994–2004 гг. наблюдалось заметное отставание прироста запасов от уровней добычи нефти и газа (рис. 1.2), т.е. в современных условиях не происходило восполнение запасов углеводородного сырья. По оценкам экспертов и специалистов⁷, за 10 лет (период 1994–2003 гг.) добыча газа, не компенсированная приростом запасов, составила около 2,7 трлн м³.

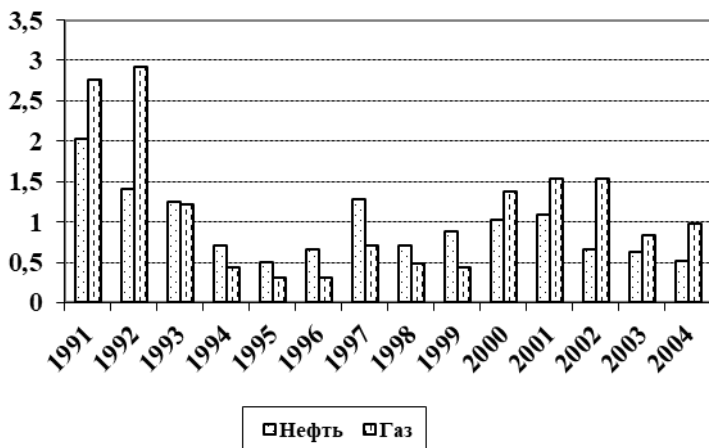


Рис. 1.2. Кратность восполнения запасов

(Сост. по: Садовник П.В. Основные итоги работы федерального агентства по недропользованию в части УВС и подземных вод в 2004 г. и задачи на 2005 г. (По материалам доклада на коллегии Федерального агентства по недропользованию 22 марта 2005 г.) // Минеральные ресурсы России. – 2005. – №2. – С. 22.)

Одной из причин невосполнения запасов углеводородного сырья является существенное (по сравнению с началом 1990-х годов) снижение объемов глубокого разведочного бурения на нефть и газ (рис. 1.3).

⁷ Наталенко А.Е. Состояние и потенциал МСБ России и влияние современного законодательства на его развитие // Нефтегаз, Энергетика и Законодательство. – 2004–2005. – Вып. 4. – С. 16–22.

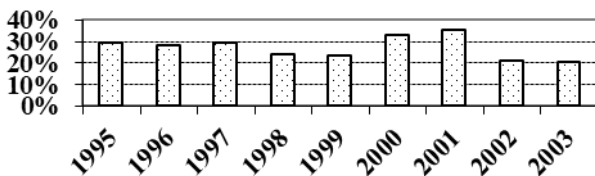


Рис. 1.3. Глубокое разведочное бурение на нефть и газ (в % к 1990 г.)
(Сост. по: Российский статистический ежегодник. Госкомстат РФ. – 2004. – С. 373.)

При этом заметную роль в воспроизводстве минерально-сырьевой базы газа начинают играть независимые компании. Применение новейших методов геологоразведки (горизонтальное бурение с большим отклонением от вертикали) и обработки данных (геологическое и гидродинамическое моделирование) дает свои результаты. Например, ПАО «НОВАТЭК» в 2002 г. обеспечила прирост запасов газа в размере 323 млрд м³, что составило около трети общего прироста запасов по России.

Необходимо отметить, что даже равенство прироста запасов и отбора газа еще не означает, что происходит качественное восполнение запасов. Структура запасов также имеет тенденцию к ухудшению, поскольку отбираются высокоэффективные запасы (в основном сеноманский газ), а приращиваются трудноизвлекаемые запасы. Новые месторождения часто расположены далеко от действующей инфраструктуры, имеют сложные горно-геологические условия и невысокие коллекторские свойства (например, дебиты скважин на новых объектах часто существенно меньше дебитов скважин, добывающих сеноманский газ)⁸.

Разработка таких месторождений будет требовать больших затрат (необходимо пробурить больше скважин, построить больше дорог, более масштабную газосборную систему) по сравнению с теми которые разрабатываются в настоящее время. Поэтому в современных условиях, по мнению заместителя председателя Правления ОАО «Газпром» А. Ананенкова, при отборе в 550–560 млрд м³ восполнение запасов должно быть на уровне 750–850 млрд м³.

⁸ Ананенков А. Ямалу нет равных // Нефтегазовая вертикаль. – 2005. – №2. – С. 39-41.

1.3. Освоение ресурсов газа газоконденсатных залежей: повышенные издержки для недропользователей

1.3.1. Дополнительные затраты на добычу, подготовку и транспортировку «жирного» газа

В ближайшей перспективе газовым компаниям предстоит перейти к разработке низкорентабельных и низкодебитных месторождений валанжинских и ачимовских газоконденсатных залежей. Производители будут вынуждены заниматься разведкой и добычей газа с глубин 2–4 тыс. м и более (в настоящее время основная добыча сеноманского газа ведется на глубинах 0,9–1,2 тыс. м). Извлекаемый из газоконденсатных месторождений газ отличается от «чистого» природного газа наличием примесей (в том числе жидких фракций углеводородов), что делает технологический процесс добычи этого газа более сложным, так как необходимо заниматься сепарацией, очисткой газа от сопутствующих компонентов⁹.

Оба газа с точки зрения потребителя одинаковы. С точки зрения же производителя эти два вида газа существенно различаются по глубине залегания, сложности извлечения, состоянию (связанный в конденсате или свободный). Соответственно, технологически добыча этих видов газа существенно различается, как и себестоимость добычи. Данный факт одинаково хорошо осознается как частными газодобывающими компаниями, в структуре запасов которых преобладает «жирный» газ, так и «Газпромом». Затраты на добычу и подготовку к транспортировке газа газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений примерно в два раза превышают затраты по сеноманскому газу. Поэтому некоторые эксперты полагают, что целесообразно выделить газ газоконденсатных залежей в отдельный вид природного ископаемого.

Налоговое регулирование газового сектора должно быть направлено на стимулирование добычи газа: его стабилизацию и рост. Для этого оно должно учитывать особенности освоения и разработки газовых месторождений. Одной из важнейших особенностей современного этапа развития газовой промышленности является нарастающая диспропорция между структурой запасов газа в России, которая более чем на половину представлена трудноизвлекае-

⁹ Саїт «НОВАТЭК». URL: <http://www.novatek.ru>

мым газом газоконденсатных залежей валанжинских и ачимовских пластов («жирный газ»), и текущей структурой добычи, которая почти на 80% обеспечивается сравнительно «легкими» для разработки сеноманскими месторождениями («сухой» газ). Отсюда следует, что переход от преимущественной добычи сеноманского газа к добыче продукции газоконденсатных залежей неизбежен (рис. 1.4). Относительно «легкий» для разработки и доведения до потребителя «сухой» газ объективно заканчивается¹⁰.

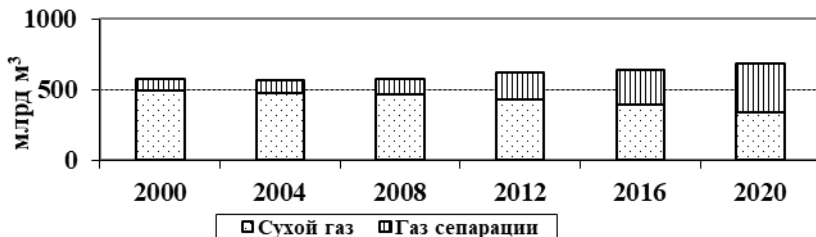


Рис. 1.4. Прогноз добычи «сухого» газа и газа сепарации до 2020 г. (Сост. по: Независимые производители газа: экспорт и льготы // Нефтегазовая вертикаль. – 2005. – №1. – С. 77–80)

Разработка газоконденсатных месторождений требует не только более высоких издержек, связанных с бурением глубоких скважин (и добычей углеводородного сырья), но и дополнительных инвестиций в подготовку, транспортировку и переработку сырья. В современных условиях добыча конденсата растет как в «Газпроме», так и у независимых компаний (рис. 1.5). Причем темпы роста добычи конденсата у независимых компаний выше, чем у ОАО «Газпром» (что отражает структуру их запасов).

Процесс добычи «жирного» газа сложнее. Во-первых, залежи находятся на глубине 3–4 тыс. м, и бурить такие скважины дороже. Во-вторых, на этих глубинах совершенно иные давления и температуры, так что уже при испытаниях требуется более сложное обо-ру-

¹⁰ Михельсон Л. Потенциал добычи новых газодобывающих компаний остается недооцененным // Нефть и капитал. Ямало-Ненецкий автономный округ (Ямал): региональное приложение. – 2004. – №12.

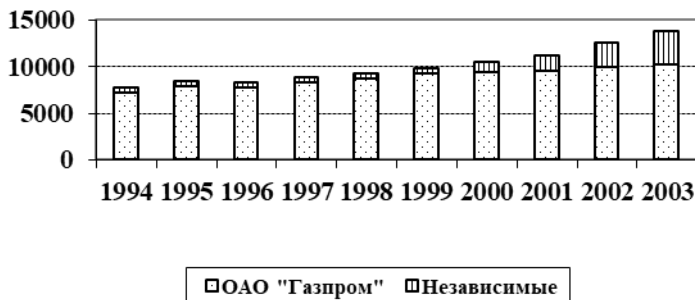


Рис. 1.5. Динамика добычи газового конденсата, тыс. т
(Сост. по: Топливо и энергетика России. Под ред. А.М. Мастепанова. – М.: ИАЦ Энергия, 2005. – 608 с.)

дование. Если сеноманские залежи – это огромная, как правило, 100-метровая толща, то на нижележащих горизонтах залежи другой мощности, другой протяженности, менее однообразные, и поэтому требуют новых подходов к их освоению¹¹.

Газоносные пласты, содержащие конденсат, имеют более низкие коллекторские свойства по сравнению с сеноманом (меньшую пористость и проницаемость), эксплуатировать эти залежи сложнее. Они чаще требуют работ по интенсификации, то есть дополнительного воздействия на призабойную зону скважин. Например, приходится проводить гидроразрыв пласта, применять методы волнового воздействия и взрывные технологии. Кроме того, в этих скважинах более высокое давление, поэтому они, как правило, оснащаются специальным подземным оборудованием. Поэтому и фонтанная арматура, устанавливаемая на устье скважины, также рассчитана на большее давление¹².

Чтобы добывать газ из газоконденсатной смеси, нужно одновременно решить проблему добываемого газового конденсата – ценнейшего нефтехимического сырья. По экспертным оценкам, дефи-

¹¹ Левинзон И. Нам нужна единая система мониторинга процесса извлечения углеводородов // Нефть и капитал. Ямало-Ненецкий автономный округ (Ямал): региональное приложение. – 2004. – №12.

¹² Глубокие перспективы // Газпром. – 2005. – №10.

цит мощностей по его подготовке и переработке в ближайшие годы составит 15–20 млн т в год. Это обстоятельство может «запретить» добычу 120–160 млрд м³ газа, что составит почти четверть баланса газа по России и сократит бюджетные доходы на 6%. К тому же, действующая налоговая система (в том числе порядок вычетов по НДС) не стимулирует создание капиталоемких, длительно окупаемых перерабатывающих производств со строительным циклом в 3–4 и более лет¹³.

При **добыче** жирного газа извлеченное сырье нужно сначала разделить на две фракции, а затем параллельно решать проблемы **подготовки и транспортировки** газа и жидкости. Кроме того, газ содержит ряд промежуточных ценных фракций, каждая из которых требует своего режима подготовки.

Если для **подготовки** сеноманского газа достаточно его осушки и очистки от механических примесей, то «жирный» газ (газоконденсатная смесь) требует строительства целого комплекса установок: низкотемпературной сепарации, дезэтанзации, фракционирования и стабилизации конденсата, дожимных компрессорных станций.

Вместе с тем продукцией переработки «жирного» газа является не только газ, цена которого на внутреннем рынке регулируется государством, а доставка потребителю ограничена возможностями газопроводов. Это еще и нестабильный конденсат, переработка которого дает на выходе автобензин, дизельное топливо, сжиженные газы, стабильный конденсат. В качестве моторного топлива и сырья для химического производства эти продукты пользуются устойчивым спросом в России и за рубежом¹⁴.

1.3.2. Необходимость инвестиций в переработку конденсата

Разработка «глубоких» валанжинских залежей требует дополнительных мощностей по переработке «жирного» газа. Необходимость осуществления значительных инвестиций в переработку нестабильного конденсата может рассматриваться и как аргумент в

¹³ *Наталенко А.Е.* Состояние и потенциал МСБ России и влияние современного законодательства на его развитие // Нефтегаз, Энергетика и Законодательство. – 2004–2005. – Вып. 4. – С. 16–22.

¹⁴ *Ставка на «жирный» валанжин* // Нефть и капитал. Ямало-Ненецкий автономный округ (Ямал): региональное приложение. – 2004. – №12.

пользу снижения налоговой нагрузки на газовый сектор экономики (прежде всего, добычу «жирного» газа).

В настоящее время в России работает 10 заводов по переработке (стабилизации) конденсата, общей установленной мощностью около 20 млн т в год (*табл. 1.2*). Крупнейшие из них – Сургутский завод по стабилизации конденсата (8 млн т), Оренбургский газохимический комплекс (6,2 млн т), Астраханский ГПЗ (3 млн т). Практические все заводы по стабилизации конденсата (ЗСК) находятся в структурных подразделениях ОАО «Газпром».

Таблица 1.2

**Основные российские предприятия
по переработке газового конденсата в 2001 г. и 2004 г.¹⁵**

Предприятие	Проектная мощность, тыс. т	2001	2004
Астраханский ГХК	3000	2743	3004
Сургутский ЗСК	8050	2158	6300
Уренгойгазпром	1300	440	716
Оренбургский ГХК	6200	395	344
Сосногорский ГПЗ	1500	257	н.д.
Томскгазпром	н.д.	н.д.	386
Пуровский ЗПК	2000	–	–
ИТОГО	22050	5993	10750

Еще в начале 2000-х годов многие российские ЗСК были недогружены. Ситуация начала быстро меняться с ростом добычи независимых производителей, в запасах которых доминирует «жирный» газ. Кроме того, ОАО «Газпром», прежде ориентированный на добычу сеноманского газа, начал вводить в эксплуатацию глубокие залежи с преимущественно «жирным» газом.

В итоге Сургутский ЗСК в 2003 г. подошел к пику своей загрузки (даже при наращивании его мощностей с 5,7 до 8,05 млн т в год). В 2004 г. «Газпром» уже периодически ограничивал прием нефтега-

¹⁵ *Независимая стабилизация: «НОВАТЭК» ввел в эксплуатацию завод по переработке конденсата // Нефть и капитал. – 2005. – №6. – С. 30–32.*

зоконденсатной смеси от независимых производителей. Независимые компании от этого несли потери: не имея возможности стабилизировать конденсат, они были вынуждены ограничивать добычу газа.

В начале июля 2005 г. компания ПАО «НОВАТЭК» – крупнейший независимый производитель газа в России – ввела в эксплуатацию Пуровский завод по стабилизации / переработке конденсата. **Это единственное производство подобного рода, построенное в нашей стране за два десятилетия.** Мощность его первой очереди по сырью составляет 2 млн т в год. Производимые продукты: стабильный конденсат – 1,6 млн т и сжиженные углеводородные газы (СУГ) – 400 тыс. т в год.

Для независимых производителей в условиях государственного регулирования цен на газ, а также невозможности выйти со своим газом на внешние рынки, развитие бизнеса на жидких углеводородах является одним из приоритетных способов максимизации прибыли. Дальнейшее развитие технологической цепочки (переработка и нефтехимия) позволит обеспечить эффективное использование углеводородного сырья, заместить импорт продуктов нефтехимии российским производством.

В настоящее время компания «НОВАТЭК» планирует строительство второй очереди Пуровского ЗПК, которая должна вступить в строй в 2008 г. После ввода второй очереди мощность завода по выпуску товарной продукции достигнет 5 млн т в год (4 млн т стабильного конденсата и 1 млн т СУГ).

Значительные объемы средств в рамках второй очереди инвестируются в создание нового конденсатопровода с Юрхаровского месторождения до Пуровского ЗПК (протяженность трассы – примерно 300 км). Сейчас Юрхаровское месторождение подключено к конденсатной магистрали ОАО «Газпром». Но для обеспечения стабильной работы промысла требуются дополнительные мощности, особенно с учетом роста производства конденсата в ОАО «Газпром», который также рассматривает возможности увеличения мощностей Сургутского ЗСК¹⁶.

¹⁶ Независимая стабилизация // Нефть и капитал. – 2005. – №6.

Одним из наиболее рациональных подходов к решению проблем обеспечения инфраструктуры является реализация совместных (для нескольких недропользователей) проектов по развитию транспортных и перерабатывающих мощностей. Вполне вероятно, что у «НОВАТЭКа» в проекте строительства конденсатопровода (как и в строительстве второй очереди Пууровского ЗПК) появится партнер. Например, компания «ЛУКОЙЛ» не решила вопросы утилизации жидких углеводородов на Находкинском месторождении, расположенном недалеко от Юрхаровского месторождения.

1.4. Роль и место независимых производителей газа

1.4.1. Энергетическая стратегия и независимые производители газа

В настоящее время независимый сектор представлен двумя группами компаний. К первой группе относятся средние и мелкие частные газовые компании, среди которых ведущую роль играют «Итера», «Нортгаз» и «НОВАТЭК». Вторую группу составляют нефтедобывающие компании, для которых газодобыча пока является вспомогательным бизнесом, поскольку вместе с нефтью из недр извлекается нефтяной газ. В перспективе многие российские нефтяные компании планируют существенное наращивание добычи природного газа.

В современных условиях на долю независимых производителей приходится около 15% добычи газа (природного и попутного нефтяного). В перспективе ожидается увеличение их доли в структуре добычи газа. Согласно Энергетической стратегии, прогнозируемые объемы добычи газа в стране будут существенно различаться в зависимости от вариантов социально-экономического развития России¹⁷. При оптимистическом и благоприятном вариантах развития добыча газа в России может составить 645–665 млрд м³ в 2010 г. и возрасти до 710–730 млрд м³ к 2020 г. При умеренном варианте добыча газа прогнозируется в объеме до 635 млрд м³ в 2010 г. и до 680 млрд м³ к 2020 г.

¹⁷ *Энергетическая стратегия России на период до 2020 года.* Утверждена распоряжением правительства РФ от 28 августа 2003 г. № 1234-р // Нефть России. – 2003. – №12.

В рассматриваемой перспективе ожидается существенный рост объемов **добычи газа независимыми производителями**: до 105–115 млрд м³ (17%) в 2010 г. и 140–150 млрд м³ (20%) в 2020 г. Предполагается, что добыча газа ОАО «Газпром» возрастет до 580–590 млрд м³ в 2020 г.

Следует отметить, что в структуре добычи и запасов независимых производителей преобладает «жирный» газ. По данным журнала «Эксперт», доля «жирного» газа в добыче ОАО «Газпром» составляет 15%, а у независимых компаний от 70% до 100% («НОВАТЭК» – 70%, «ИТЕРА» – 73%, «Нортгаз» – 100%)¹⁸. Качество запасов заставляет «независимых» использовать новые технологии разработки валанжинских и ачимовских пластов, которые в перспективе могут стать основным источником газового сырья.

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), к 2020 г. мировое потребление газа возрастет примерно в 2 раза по сравнению с 2003 г. Таким образом, ориентиры, намеченные в Энергетической стратегии, говорят о том, что Россия фактически закладывает сокращение своей доли в мировой добыче, что может привести к потере рынков сбыта и геополитических позиций¹⁹. С другой стороны, дифференцированный подход к налогообложению газового сектора (прежде всего, применительно к добыче «жирного» газа) следует рассматривать и с точки зрения формирования необходимых институциональных условий не только для достижения параметров Энергетической стратегии, но и усиления позиций российского газового сектора на международных рынках (при надежном обеспечении внутренних потребностей).

1.4.2. Привлечение инвестиций в газовый сектор

С точки зрения стабилизации и роста добычи газа в России важно, что независимые компании уже привлекли и в перспективе могут привлечь **значительные инвестиции** для ввода в эксплуатацию новых месторождений. При этом независимые компании хорошо обеспечены ресурсами газа: на их долю в общем объеме запасов приходится около 24%.

¹⁸ В трубе равных не бывает // Эксперт. – 2005. – №8.

¹⁹ Михельсон Л. Потенциал добычи новых газодобывающих компаний остается недооцененным // Нефть и капитал. Ямало-Ненецкий автономный округ (Ямал): региональное приложение. – 2004. – №12.

Независимые компании за 7 лет ввели в эксплуатацию 5 месторождений с трудноизвлекаемыми ресурсами и общими запасами 2 трлн м³ газа²⁰. Ряд из введенных месторождений – с трудноизвлекаемыми запасами: Восточно-Уренгойское, где разрабатываются ачимовские залежи («Роспан»), Северо-Уренгойское, на котором ведется добыча из неокотских пластов («Нортгаз»), Береговое («ИТЕРА»), Юрхаровское и Ханчейское («НОВАТЭК»). При этом Ханчейское и Юрхаровское месторождения были введены в строй всего за 2 года, хотя Юрхаровское входит в категорию крупных и является самым северным, введенным в эксплуатацию в постсоветской России²¹.

Вплоть до настоящего времени основным инвестором (несмотря на значительную и растущую роль независимых производителей газа) в газовом секторе России является ОАО «Газпром», что соответствует его современному месту в данном секторе экономики. Следует отметить, что основные инвестиции крупнейшего производителя газа (ОАО «Газпром») в современных условиях направляются в проекты по транспортировке и хранению газа (рис. 1.6). Особым приоритетом в инвестиционной политике «Газпрома» является строительство новых газопроводов, в первую очередь экспортных²².



Рис. 1.6. Структура капитальных вложений ОАО «Газпром», %
(Сост. по: Нефть и капитал. – 2005. – №7. – С. 17; Нефтегазовая вертикаль. – 2005. – № 14. – С. 35)

²⁰ В трубе равных не бывает // Эксперт. – 2005. – №8.

²¹ Синявский П. Время собирать компании // Мировая энергетика. – 2005. – №1. – С. 16–19.

²² Милов В. Независимые производители газа: стратегический ресурс России? // Нефтегазовая вертикаль. – 2005. – № 8–9. – С. 106–111.

Текущая стратегия «Газпрома» в секторе добычи направлена на замедление снижения объемов добычи газа в Надым-Пур-Тазовской провинции за счет направления инвестиций на дообустройство действующих крупных сеноманских месторождений. На протяжении последних трех лет инвестиции компании в добычу не превышают 30% от общих объемов капитальных вложений и продолжают снижаться на фоне общего роста объема инвестиционной программы²³.

В современных условиях инвестиции ОАО «Газпром» позволили компании ввести ряд новых объектов и стабилизировать добычу в Надым-Пур-Тазовской провинции. Суммарная производительность семи относительно небольших месторождений и площадей (Таб-Яхинского, Вынгайхинского, Ен-Яхинского, Еты-Пуровского, Анерьяхинского, Харовутинского и Песцового) равна выведенному на проектную мощность Заполярному месторождению (100 млрд м³). Таким образом, с 2002 г. по 2004 г. ОАО «Газпром» наращивал мощности по добыче примерно на 200 млрд м³ в год²⁴. Дальнейшие перспективы стабилизации и роста добычи газа связаны с освоением ресурсов Ямала, что требует огромных инвестиций (около 70 млрд долл.).

При этом общий высокий уровень инвестиций ОАО «Газпром» необходимо соотносить с уровнем запасов и текущей добычи (что представляется важным с точки зрения оценки уровней добычи в перспективе). Удельный уровень инвестиций в разведку и добычу у ОАО «Газпром» среди нефтегазовых компаний России является одним из самых низких (табл. 1.3).

Таблица 1.3

Инвестиции в разведку и добычу УВС

Компания	Инвестиции к запасам, долл./тнэ*	Инвестиции к добыче, долл./тнэ
Сургутнефтегаз	1,19	19,7
ТНК-ВР	0,55	8,6
ЛУКОЙЛ	0,45	14,0
НОВАТЭК	0,19	18,2
Итера	0,17	8,3
Газпром	0,08	4,8

Сост. по: *Находка для «ЛУКОЙЛа» // Эксперт. – 2005. – №15.*

Примечание: * тнэ – тонны нефтяного эквивалента.

²³ *Независимые* производители газа: стратегический ресурс России. Институт энергетической политики. – М., 2005.

²⁴ *На пути к Ямалу // Нефтегазовая вертикаль. – 2005. – №2.*

1.4.3. Основные барьеры и риски для развития независимых газовых компаний

По мнению ряда экспертов, именно независимые производители могут обеспечить существенное наращивание объемов добычи газа в России (при стабилизации и умеренном росте добычи ОАО «Газпром»).

С точки зрения развития независимых производителей газа, важным является смягчение или удаление барьеров (рисков) для их развития²⁵. К числу основных барьеров²⁶ следует отнести:

- барьеры в регулировании недропользования, предоставляющие преимущества ОАО «Газпром», включая порядок утверждения технических проектов на разработку газовых месторождений;
- система регулирования поставок газа через газовые балансы и Центральный производственно-диспетчерский департамент «Газпрома»;
- ограниченная пропускная способность газотранспортной системы;
- проблемы доступа к газотранспортной системе;
- непредсказуемость и непрозрачность системы формирования тарифов на транспортировку газа;
- отсутствие системы гибкого налогообложения газодобычи (прежде всего, применительно к добыче «жирного» газа из глубоких залежей);
- отсутствие на внутреннем рынке газа России развитого института прямых долгосрочных договоров на поставки газа между независимыми производителями газа и потребителями;
- разобщенность правовых норм, регулирующих вопросы разведки и добычи углеводородного сырья, что не стимулирует проведение ГРП.

Дифференциацию налогообложения следует рассматривать как один из элементов (механизмов) системы регулирования газового

²⁵ *Ахмедов Ф.* Основные риски газодобычи в России // Нефтегазовая вертикаль. – 2004. – №10.

²⁶ *Независимые* производители газа: стратегический ресурс России. Институт энергетической политики. – М., 2005.

сектора. Необходимо целый ряд шагов по реформированию газового сектора, направленных на повышение его инвестиционной привлекательности. При этом необходимо создание механизмов ответственного и пропорционального участия всех газодобывающих компаний в поддержании и развитии Единой системы газоснабжения, строительстве подземных хранилищ газа, газификации населения, реализации Энергетической стратегии России.

С точки зрения долгосрочных перспектив (определяемых в том числе завершением эпохи относительно дешевого газа), дифференцированное налогообложение является одним из ключевых элементов системы регулирования, способных привлечь инвестиции в газовый сектор, способствовать росту добычи как в рамках ОАО «Газпром», так и независимыми производителями. Таким образом, гибкий подход к налоговому регулированию будет способствовать выполнению параметров Энергетической стратегии России, сохранению и упрочению геополитических интересов и положения России в мире.

2. ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ГИБКОЙ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ РОССИИ

2.1. Необходимость дифференцированных подходов при налогообложении

Месторождения нефти и газа существенно различаются по многим характеристикам, включая: производительность и глубину скважин; уровень запасов; состав добываемой продукции (нефть, газ, газовый конденсат); расстояние до основных потребителей (объектов переработки и экспортных терминалов). Поэтому более рациональное изъятие доходов рентного характера в пользу государства и стимулирование разработки сложных и трудноизвлекаемых запасов (с привлечением соответствующих инвестиций) возможны только при гибком подходе к налогообложению.

В настоящее же время российские нормы и правила налогообложения таковы (прежде всего, в части налога на добычу), что нефтегазовые компании вынуждены сосредоточиться на разработке только наиболее рентабельных запасов. Для России с ее огромным разнообразием месторождений и провинций, находящихся на различных стадиях освоения, **проблема дифференциации** стоит особенно остро. При единой ставке налога на добычу для различных участков недр появляются не только «плохие» месторождения, но и «плохие» субъекты Федерации, т.е. регионы, на территории которых находятся преимущественно старые, выработанные месторождения нефти и газа. Унифицированные нормы и правила налогообложения на разных стадиях разработки месторождений приводят к тому, что добыча становится рациональной только на стадиях растущей добычи и зрелости. При этом в должной мере не решаются задачи изъятия доходов рентного характера: те, кто бы мог платить больше с высокоприбыльных месторождений, ограничиваются требуемым средним уровнем, а те, кто не может, – не платят, поскольку не разрабатывают нерентабельные в таких условиях объекты²⁷. Мировая практика показывает, что дифференцированное налогообложение в

²⁷ Субботин М. Да здравствует рента! // Нефть России. – 2004. – №1. – С. 56–57.

НГС (в отличие от унифицированного, которое сейчас имеет место в России) имеет обоюдовыгодный характер – и для государства, и для недропользователей.

Государство, как собственник недр, получает возможность:

- извлекать дополнительный рентный доход при разработке высокорентабельных объектов;
- поддерживать устойчивое функционирование НГС в условиях низких цен на нефть и газ на мировых рынках;
- стимулировать разработку новых месторождений;
- стабилизировать добычу углеводородного сырья на малорентабельных объектах;
- стимулировать развитие независимых малых и средних нефтегазовых компаний, которые преимущественно разрабатывают сложные и низкорентабельные месторождения. Наличие и развитие таких компаний чрезвычайно важно с точки зрения формирования рациональной организационной структуры НГС (в том числе в связи с различными стадиями освоения разных нефтегазовых провинций).

Дифференцированные подходы в большой степени направлены на изъятие рентных доходов. В идеальном варианте такая система позволяет изъять более высокую долю рентных доходов с высокорентабельных объектов и разрабатывать низкорентабельные участки недр, которые в мировой практике являются преимущественно сферой деятельности неинтегрированных независимых компаний.

Эффект для **недропользователей** (за исключением компаний, которые разрабатывают высокорентабельные месторождения) от применения механизмов гибкого налогообложения состоит прежде всего в возможности увеличения массы и нормы прибыли. Но этот рост достигается не за счет перераспределения некоторой фиксированной суммы рентного дохода, а благодаря расширению последнего. Положительное изменение общей суммы рентного дохода (нефтегазовой ренты) происходит в результате роста объемов производства, который был бы невозможен в условиях унифицированного налогообложения.

Говоря о выгодах, нельзя забывать о том, что внедрение гибкого подхода к налогообложению связано с рядом **издержек**.

Для государства эти издержки выражаются в усложнении системы администрирования за счет:

- разработки подходов, а затем законов и нормативных документов по дифференцированному налогообложению²⁸;
- организации мониторинга процессов освоения и добычи по целому ряду показателей, включая выработанность запасов, дебиты скважин, тип добываемой продукции и пр. на предмет соответствия лицензионным соглашениям и проектным документам;
- введения поддержания института справочных цен, применяемых для определения налогооблагаемой базы;
- мер по регулированию и контролю обоснованности издержек компаний (прежде всего при экономическом подходе к дифференциации).

Дополнительные издержки **недропользователей** связаны:

- с установкой и поддержанием систем измерения и контроля (например, дебитов отдельных скважин)²⁹;
- с усилением государственного контроля разработки месторождений, что может, например, вызвать увеличение расходов на технологическое оборудование, обустройство, природоохранные мероприятия;
- с внедрением отдельного учета затрат и результатов по разным объектам (в том числе дополнительные затраты, связанные с пообъектным ведением систем бухгалтерского и налогового учета).

Основные выгоды и издержки, связанные с формированием и поддержанием системы дифференцированного налогообложения, позволяют рассматривать государство и НГС как партнеров, интересы которых совпадают по ряду вопросов. Проводя институциональные преобразования в НГС (включая разработку и реализацию дифференцированных подходов к налогообложению НГС), государство должно ориентироваться на эффективность проводимой политики, т.е. учитывать соотношение потенциальных выгод и затрат для всех участников процесса недропользования (*рис. 2.1*).

²⁸ Стоимость разработки концепции дифференциации налога на добычу для нефти составляет 0,9 млн долл. *Источник: Концепция нового механизма расчета НДС обойдется в 900 тыс. долл. // Время новостей. – 2004. – 1 ноября.*

²⁹ *ЛУКОЙЛ* оценивает дополнительные инвестиции в создание адекватных систем учета и контроля только по Пермскому региону в 16 млрд руб. *Источник: Нефтегазовая вертикаль. – 2004. – №14.*

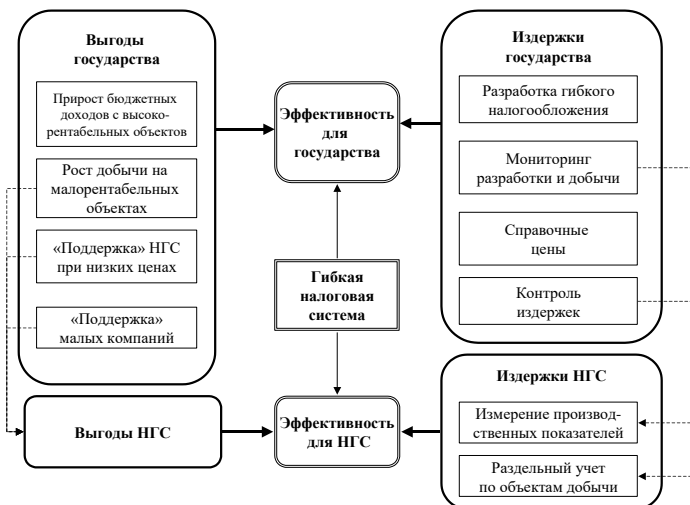


Рис. 2.1. Выгоды и издержки применения дифференцированных подходов к налогообложению ОГС

В начальный период перехода к гибкой системе налогообложения возможна ситуация, которая не приведет к моментальному приросту поступлений рентных доходов в бюджеты. Но в этом случае не будут забрасываться низкорентабельные запасы, что позволит нарастить объемы извлечения УВС и может способствовать решению социальных проблем в сырьевых регионах.

2.2. Принципиальные подходы к дифференциации налогообложения

В мировой практике существуют различные подходы к дифференцированию уровня налогового изъятия в зависимости от качественных характеристик месторождений (условий разработки месторождений). Соответственно, формируются и различные структуры системы специального налогообложения:

- система с одним налогом, взимаемым по дифференцированной ставке. Например, в ОГС канадской провинции Альберта применяется гибкий налог на добычу (роялти), величина которого в каждом конкретном случае определяется и объемами добычи, и уровнем рентабельности;

– система, включающая нескольких специальных налогов. Данный подход используется, например, в Великобритании (роялти, налог на нефтяные доходы) и в Норвегии (роялти и специальный налог). Причем один налог (роялти) взимается с объема добытого сырья и не зависит от финансовых результатов деятельности недропользователя. Другой налог (специальный) взимается с учетом разницы между доходами и расходами, рассчитанными в особом порядке, и поэтому напрямую связан с показателями экономической эффективности разработки месторождения.

В России после принятия Закона «О недрах» для сферы недропользования в период 1992–2001 гг. с различной степенью обоснованности и результативности предпринимались попытки использовать различные дифференцированные подходы. К таким подходам, или механизмам, могут быть отнесены:

– дифференцированные в заданных пределах от 6 до 16% ставки платежей за право пользования недрами (роялти), устанавливаемые, в том числе по результатам конкурсов и аукционов. Ставки платежей в этих случаях во многом зависели от качественных характеристик участков недр, которые выставлялись на тендер. При этом необходимо отметить, что вплоть до настоящего времени относительно небольшое количество нефтегазовых месторождений разрабатывается на основе лицензий, полученных в результате тендеров, проведенных в 1993–2001 гг.;

– дифференцированные (по предприятиям и компаниям, а не объектам или месторождениям) акцизы на нефть, которые взимались в 1992–1999 годах. Дифференциация акцизов носила во многом субъективный характер – критерии были не вполне прозрачными, а ставки акциза для различных компаний часто имели противоречивый характер;

– системы гибкого (льготного для определенных категорий добываемой продукции) налогообложения, применяемые в ряде российских нефтегазовых регионов в 1995–2000 годах, прежде всего, в ХМАО и в Республике Татарстан.

Все уже реализуемые в мировой практике и предлагаемые к применению (в том числе в России) подходы к формированию дифференцированных систем изъятия доходов рентного характера можно разделить на две основные группы.

1. **Производственные подходы**, основанные на производственных параметрах, горно-геологических характеристиках запасов, технических и технологических показателях освоения и разработки. В рамках производственных подходов дифференциация ставок налогов может осуществляться в зависимости, например, от дебитов скважин, периода открытия месторождения, качества и состава добываемой продукции (газ, газ и конденсат), стадии освоения месторождения. Дифференциация механизмов специального налогообложения, например, в зависимости от уровня добычи, периода разработки месторождения, глубины шельфа, места добычи (суша или шельф) используется во многих странах. Примером наиболее разработанного подхода, применяемого на практике в течение длительного периода (что косвенно свидетельствует об эффективности издержек со стороны, связанных с обеспечением гибкого подхода), является производственный подход к дифференциации роялти в Канаде.

2. **Экономические подходы**, основанные на финансово-экономических показателях деятельности недропользователей. В рамках экономических подходов, как правило, предусматривается взимание специального налога в зависимости от уровня рентабельности или соотношения накопленного дохода к накопленным расходам (на основе так называемого «Р-фактора»). Экономический подход к формированию гибкой системы изъятия рентных доходов нашел широкое распространение в странах, осваивающих ресурсы УВС Северного моря (в Норвегии и Великобритании).

Каждый из названных подходов имеет свои «плюсы» и «минусы». Например, обоснование дифференциации налогообложения в недропользовании при производственном подходе не всегда очевидно³⁰. Большие по объемам запасов месторождения могут быть менее эффективными, чем маленькие, и при дифференциации в зависимости от уровня добычи различие в эффективности может только увеличиваться. Маленькое месторождение будет платить, например, роялти по пониженной ставке, а большое (менее рентабельное) – по высокой. Но, как правило, крупные месторождения экономически более эффективны. Таким образом, нельзя гарантировать, что дифференцированный налог на добычу будет удовлетворять требованию

³⁰ URL: <http://www.expert.ru/conference/mater/nalog>

прогрессивности (с увеличением прибыльности государство должно изымать *большую* часть прибыли/ренты) и будет адекватно учитывать экономику проекта. Может быть разработана очень детальная методика, зависящая от множества параметров (истощенность, дебиты и глубина скважин, удаленность от уже созданной инфраструктуры), но она все равно будет лишь приблизительно учитывать совокупность экономических различий при разработке различных объектов. В свою очередь, экономический подход к дифференциации налогообложения в недропользовании может быть невыгоден государству в условиях низких цен на углеводородное сырье, когда оказывается низким и общий уровень рентабельности добычи. В этом случае распределение прибыли/ренты может быть не вполне адекватным с точки зрения государства. Другая проблема заключается в формировании правильной системы экономических нормативов, используемых при исчислении налоговой базы. В частности, что считать «ценой» нефти или газа? В идеальном случае при расчете сумм обложения должна учитываться рыночная цена, но цены реализации продукции конкретных предприятий далеко не всегда ей соответствуют. Отсюда вытекает необходимость применения механизма справочных цен на углеводородное сырье, которые должны периодически пересматриваться в зависимости от изменения динамики реальных рыночных цен. Это достаточно сложный механизм, для поддержания работоспособности которого требуются определенные усилия.

Поэтому ни производственный, ни экономический подход к дифференциации налогообложения нигде не применяется в «чистом» виде. Например, при экономическом подходе, как показывает опыт Норвегии или Великобритании, могут использоваться такие элементы, как налог на добычу (роялти), гарантирующий некоторый минимальный уровень изъятия ренты в пользу государства. А в рамках производственного подхода к дифференциации налогообложения могут использоваться элементы, учитывающие уровень рентабельности добычи (США).

В любом случае – в рамках и производственного, и экономического подходов – эффективное гибкое налогообложение проектов по

добыче УВС должно предусматривать **двойную дифференциацию ставок налогов (налоговых условий)**³¹:

– **межпроектную** (статическую), которая учитывает природные условия (например, геологические, географические) каждого месторождения для максимально эффективного учета дифференциальной ренты, образующейся при реализации каждого проекта;

– **внутрипроектную** (динамическую, стадийную), которая учитывает различные стадии естественной эволюции, через которые проходит каждый инвестиционный проект в сфере недропользования (раннюю, зрелую, позднюю, затухающую), для учета изменения доли рентных доходов в цене по мере перехода от одной стадии к другой.

При разработке дифференцированной системы изъятия рентных доходов необходимо учитывать специфику освоения месторождений. Для многих новых месторождений характерен длительный период разведки и обустройства, во время которого не генерируется положительный денежный поток. Если же учитывать высокую степень финансового и технического риска для НГС, то следует как можно быстрее возместить инвестиции. Из этого вытекает необходимость применения минимальных ставок специальных налогов на ранней стадии и максимальных ставок с момента возмещения капиталовложений.

2.3. Возможные подходы к дифференциации налогообложения в нефтегазовом секторе России

В мировой практике обычно применяются простые, понятные и прозрачные правила дифференциации. В условиях переходной экономики требования прозрачности и простоты администрирования еще более высоки, поскольку обычно формируемые институциональные условия не могут гарантировать четкого выполнения норм и правил вследствие вмешательства «человеческого фактора».

В современных условиях в России уже достаточно продолжительное время рассматриваются различные подходы к дифференцированному изъятию доходов рентного характера. Например, это касается ранее взимавшихся акцизов на нефть, планируемого введения

³¹ *Линник Л.К.* Налоговое регулирование при пользовании недрами в России и зарубежных странах. – М.: ВНИИВС, 2002. – С. 62.

налога на дополнительный доход от добычи углеводородов (НДД). Налог на добычу (при подготовке соответствующей главы Налогового кодекса РФ) также предполагалось сделать гибким, зависящим от ряда факторов и условий добычи УВС.

2.3.1. Производственный подход к дифференциации

В России к настоящему времени уже накоплен определенный опыт применения гибких норм и правил изъятия рентных доходов. Наиболее детальная **Методика** дифференциации специальных налогов, основанная на производственном (технологическом) подходе, была разработана в 1998 г. применительно к акцизам на нефть. Следует отметить, что многие из рассматриваемых параметров дифференциации применимы и для газодобычи, поэтому кратко отметим некоторые особенности данной Методики.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 2 февраля 1998 г. №165 дифференциация средневзвешенной ставки акциза на нефть должна была осуществляться для отдельных месторождений по совокупности их горно-геологических и экономико-географических факторов³².

В качестве факторов, характеризующих горно-геологические и экономико-географические условия месторождений, были приняты:

- коэффициент извлечения нефти (КИН);
- накопленный отбор от начальных извлекаемых запасов;
- обводненность добываемой продукции (это и выше – учет рентных доходов в зависимости от **горных** условий);
- районный коэффициент к заработной плате (природно-климатические условия);
- расчетная ставка транспортного тарифа (фактически учет рентных доходов по местоположению).

В результате ставка акциза для конкретного месторождения должна была зависеть от ряда поправочных коэффициентов, которые учитывали в том числе:

³² *Постановление* Правительства РФ от 2 февраля 1998 г. №165 «Об утверждении методики дифференциации ставок акциза на нефть, включая стабилизированный газовый конденсат».

- этап/период освоения месторождения (до 5 лет и более 5 лет, доля накопленного отбора от начальных извлекаемых запасов);
- качество запасов (глубина залегания основных объектов, расстояние до магистрального трубопровода, размер месторождения, уровень обводненности добываемой продукции);
- удаленность участка недр от основных рынков сбыта продукции (через соотношение фактического и среднеотраслевого транспортного тарифа) – учет рентных доходов по *местоположению*;
- сложность климатических условий освоения участка недр (через соотношение фактического и среднеотраслевого районного коэффициента к заработной плате).

По целому ряду причин, включая сложность ее практического применения (администрирования), необходимость значительных издержек со стороны государства и НГС в условиях низких цен на УВС, эта методика так и не заработала. Необходимы были также и значительные издержки со стороны государства на формирование и функционирование системы сбора, мониторинга и контроля за соответствующей информацией по каждому месторождению. Иначе введение подобной системы могло привести к сокращению налоговых поступлений из-за издержек, связанных с управлением со стороны НГС параметрами, влияющими на уровень налоговой нагрузки.

В тот период времени (1998 г.) цены на УВС находились на низком уровне, а мероприятия по формированию эффективной системы государственного регулирования проще осуществить в условиях высоких цен. Поэтому современный период высоких цен на нефть и газ (2000–2005 гг.) мог бы стать особо важным с точки зрения разработки и эффективного применения гибких налогов в рамках адекватной государственной системы управления ресурсами. В современных условиях особый интерес представляют подходы и проблемы реализации дифференциации налога на добычу, который начал взиматься в условиях высоких цен на УВС.

Налог на добычу полезных ископаемых

Попытки дифференциации налогообложения НГС, основанной на производственном подходе, были предприняты при разработке главы Налогового кодекса РФ, посвященного налогу на добычу. Предлагалось использовать **систему коэффициентов** к базовой

ставке данного налога. Предусматривалось использовать три базовых коэффициента^{33,34}:

– коэффициент выработанности запасов (K_1) по данным государственного баланса запасов, характеризующий стадию промышленной разработки месторождения полезных ископаемых – **данный коэффициент применим и для газовых месторождений**;

– коэффициент сложности геологического строения (K_2). Предполагалось, что в зависимости от группы сложности (всего 4 группы) коэффициент будет варьироваться от «1» до «0,5» – **для газа может быть использован принцип дифференциации для сеноманского и «жирного» газа**;

– коэффициент районирования (K_3) характеризует природно-географические условия освоения и разработки месторождений. Предполагалось, что для месторождений, расположенных на шельфе, он может составить «0,9», для лицензионных участков, расположенных в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях – «0,8», для остальных участков недр – «1». Совершенно очевидно, что **данный подход применим и для газовых месторождений**.

Специально для нефтедобычи предлагалось использовать три **дополнительных коэффициента**:

– коэффициент дебитности (K_4) участка недр, характеризующий продуктивность месторождений. Предлагалось установить его в следующих размерах: «1» – для месторождений со средним дебитом эксплуатационного фонда скважин более 15 т/сут., «0,9» – с дебитом на уровне 8–15, «0,8» – с дебитом от 2 до 8 т/сут., «0,5» – с дебитом менее 2 т/сут.;

– коэффициент качества сырья (K_5) предлагалось установить в размере: «0,8» – для тяжелой нефти (в зависимости от вязкости), «0,9» – для средней и «1» – для легкой нефти;

– коэффициент экономических условий (K_6), характеризующий условия разработки в зависимости от мировых цен на нефть.

Следует отметить, что и эти коэффициенты тоже могут быть модифицированы для условий газодобычи, например:

³³ *Налоговая реформа в России. ИЭПП. – М., 2003.*

³⁴ *Воробей Ю. Назад к дифференциации // Нефть и капитал. – 2002. – № 12.*

- коэффициент дебитности (K_4) может использоваться в точности так же, как и в случае с нефтяными залежами, нужно лишь определить соответствующие пороги дебитов газовых скважин;
- коэффициент качества сырья (K_{52}): «жирный» и сеноманский («сухой») газ;
- коэффициент экономических условий (K_{62}) характеризует условия разработки в зависимости от мировых цен на газ.

Общий (интегральный) поправочный коэффициент (K) должен был представлять собой следующую величину:

$$K = K1 * K6 * (K2 + K3 + K4 + K5) / 4.$$

Таким образом, основной вклад в интегральный коэффициент должны были внести показатели, характеризующие выработанность и уровень цен на УВС на мировых рынках. Однако следует отметить, что существенные проблемы администрирования имеют место даже для такого показателя как выработанность запасов (текущий коэффициент отбора начальных извлекаемых запасов по лицензионным участкам). Для налогового администрирования по этому критерию необходим коммерческий учет добычи УВС по каждому лицензионному участку в отдельности. Влияние этого «человеческого фактора» может значительно возрасти, если от него будут зависеть конкретные суммы платежей в бюджет. Чтобы исключить влияние «человеческого фактора», необходимо организовать раздельный коммерческий учет добычи по каждому месторождению. Но, по данным «ЛУКОЙЛа», только по Пермскому региону для этого от компании потребуется дополнительно инвестировать в обустройство месторождений около 16 млрд руб.

Более высокие издержки для НГС могут быть связаны также с обору́дованием скважин **телеметрической системой учета**, необходимой при формировании системы сбора достоверных данных в рамках государственного диспетчерского управления. Таким образом, каждая скважина может быть под полным контролем государственных органов управления природными ресурсами (для оценки, в том числе, полноты выполнения лицензионных соглашений). Такие условия, с одной стороны, вызывают дополнительные издержки измерения у недропользователей, но с другой, помогут ему в случае объективного ухудшения процесса добычи обоснованно доказать государству необходимость снижения уровня специального налогообложения³⁵.

³⁵ *Нефтегазовая вертикаль*. – 2004. – №14.

Дифференциация налога на добычу для нефти: современное состояние

В 2005 г. рабочей группой по совершенствованию нормативно-правовой базы ТЭК при Росэнерго была разработана новая версия детализированной методики дифференциации налога на добычу для нефти³⁶.

В результате было выделено 8 наиболее значимых факторов дифференциации:

- Начальная плотность извлекаемых запасов, W , тыс. т/км²;
- Выработанность запасов (от НИЗ), V , %;
- Крупность запасов, Q , млн т;
- Глубина залегания пластов, h , тыс. м;
- Вязкость нефти в пластовых условиях, m , МПа*с;
- Расположение³⁷, K_1 ;
- Наличие производственной инфраструктуры, расстояние до инфраструктуры, K_2 , км;
- Глубина моря, d , м.

На основании анализа влияния факторов дифференциации на величину затрат в добыче нефти были установлены пороговые значения факторов, после достижения которых происходит резкий рост затрат. Соответственно, этим пороговым значениям были установлены поправочные коэффициенты в интервале от 0 до 1 (*табл. 2.1*).

После длительных согласований с министерствами и ведомствами было принято решение разделить реализацию Концепции на два этапа. На первом этапе предлагается дифференциация в зависимости от трех факторов:

³⁶ Иршинская И. На основе консенсуса: Росэнерго выработало проект дифференциации НДС для нефтедобычи // Нефть и капитал. – 2005. – №10. – С. 12–14.

³⁷ Зона 1 – НАО, ЯНАО, шельфы севера Азовского, северо-запада Каспийского, Балтийского морей; зона 2 – Красноярский край, Иркутская область, ДФО (все районы за исключением южных); зона 3 – шельфы юго-запада Баренцева, Печорского, юг Берингова, сахалинские и камчатские шельфы Охотского, Японского морей и Тихого океана; зона 4 – шельфы северо-востока Баренцева, севера Берингова, Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского морей, магаданский шельф Охотского моря и Чукотское море.

- стадия разработки (начальная стадия и выработанность);
- расположение (см. выше *зоны 1–4*);
- наличие особых условий разработки (включая добычу нефти шахтным способом, добыча сверхвязких и битуминозных нефтей).

Таблица 2.1

Проект поправочных коэффициентов по рентным факторам³⁸

Фактор	1	2	1	2	1	2	1	2
Плотность	$40 < W \leq 50$	0,8	$30 < W \leq 40$	0,6	$20 < W \leq 30$	0,3	$W \leq 20$	0,1
Выработанность	$70 \leq V < 80$	0,75	$80 \leq V < 90$	0,50	$90 \leq V < 95$	0,2	$95 \leq V$	0
Крупность	$1 < Q \leq 2$	0,5	$0,5 < Q \leq 1$	0,25	$Q \leq 0,5$	0		
Глубина	$3 < h < 4$	0,9	$3 \leq h < 4$	0,8	$5 \leq h$	0,7		
Вязкость	$50 \leq m < 200$	0,9	$200 \leq m < 500$	0,75	$500 \leq m < 1000$	0,5	$1000 \leq m$	0,2
Расположение	Зона 1	0,9	Зона 2	0,7	Зона 3	0,3	Зона 4	0
Инфраструктура	$100 \leq K_2 < 200$ 0	0,9	$200 \leq K_2$	0,8				
Глубина моря	$100 \leq d < 200$	0,8	$200 \leq d$	0,6				

Примечание. 1 – значения факторов; 2 – поправочные коэффициенты.

Данные факторы наиболее прозрачно администрируются и отвечают задачам развития НГС, в том числе целям освоения новых нефтегазовых провинций.

Выработанность месторождений как фактор дифференциации

Как уже отмечалось, одним из механизмов дифференциации налогообложения на практике может выступать введение поправочных коэффициентов к налогу на добычу полезных ископаемых. В качестве основного критерия при расчете этих коэффициентов часто предлагается использовать степень **выработанности** месторождения как фактор, в критической степени влияющий на уровень издержек добычи. По мере вырабатываемости (истощения) месторождений ухудшается качество запасов, снижается средний дебит, зна-

³⁸ Иршинская И. На основе консенсуса: Росэнерго выработало проект дифференциации НДС для нефтедобычи // Нефть и капитал. – 2005. – №10. – С. 12–14.

чительно увеличиваются затраты на добычу УВС. При значительных (в разы) различиях продуктивности старых (проблема низконапорного газа) и новых месторождений применение единой «плоской» шкалы налога на добычу не может быть признано рациональным. Важно, что выработанность является одним из наиболее прозрачных показателей. В принципе этим показателем можно управлять, например, занижая запасы. Но, с другой стороны, в условиях, когда большинство компаний заинтересованы в прочных позициях на рынках капиталов, снижение запасов означает уменьшение капитализации (здесь уместно вспомнить, что компанию *Shell* недавно обвинили в умышленном завышении своих запасов с целью увеличения капитализации). Таким образом, занижение запасов компаниями ради получения налоговых льгот представляется маловероятным.

Введение коэффициентов к налогу на добычу, учитывающих качество эксплуатируемых компаниями месторождений, для государства может стать реальным способом достигнуть одновременно двух целей: получить инструмент изъятия сверхдоходов от разработки нефтяных и газовых месторождений и стимулировать разработку трудноизвлекаемых запасов³⁹.

В качестве показателя качества запасов может быть принят **начальный коэффициент извлечения**. При его обосновании принимаются во внимание особенности геологического строения, продуктивность пластов, глубина их залегания, плотность запасов, свойства запасов, удаленность от объектов инфраструктуры, экономические характеристики, экологические требования, методы добычи и транспортировки УВС, технологии разработки. В современных условиях обоснование коэффициента извлечения производится на базе трехмерных геологических и гидродинамических моделей. Расчеты этого показателя проходят государственную экспертизу, рассмотрение и утверждение Государственной комиссией по запасам.

Необходима дифференциация налога на добычу в зависимости от качества запасов (статическая дифференциация) и их выработанности (динамическая гибкость). Поэтому в качестве показателя такой дифференциации может быть использован коэффициент извлечения текущих запасов, который представляет собой отношение те-

³⁹ *Найдуме* десять отличий («Татнефть» отстаивает идею дифференцированного налогообложения) // Нефть и капитал. – 2004. – №2.

кущих извлекаемых запасов к текущим геологическим запасам – такой коэффициент определяет как качество запасов, так и степень их выработанности.

Себестоимость добычи углеводородов по мере роста выработанности обычно повышается. Подобная закономерность проявляется на любом месторождении: вне зависимости от того, находится оно в старом, хорошо обустроенном или новом районе. Но она не исключает влияния других рентаобразующих факторов. Например, фактор удаленности от потребителей для новых провинций может снижать до критического уровня рентабельность их разработки уже на ранних стадиях эксплуатации. В то же время мелкие месторождения в старых провинциях, расположенных близко к потребителям, могут эффективно эксплуатироваться и на поздних стадиях освоения.

В рамках производственного подхода обычно стараются сформировать налоговую систему, основанную на нескольких критериях. При этом критерии дифференциации должны быть четкими, однозначными и государство должно иметь возможность легко их контролировать.

Проблемы применения производственного подхода

Следует отметить, что введение коэффициента выработанности (возможно, даже одного из самых простых для администрирования) также связано с рядом проблем.

– **Законодательная проблема.** Необходимо введение показателя «Степень выработанности месторождений» в законодательство о недрах и Налоговый кодекс. В настоящее время степень выработанности месторождений определяется по ведомственным актам, но согласно ст. 75 Конституции РФ система сборов и налогов и общие принципы налогообложения должны быть установлены федеральным законом.

– **Проблема учета.** Различный режим налогообложения в отношении отдельных месторождений требует отдельного и достоверного учета текущей добычи УВС в разрезе месторождений. Необходимо утвердить порядок ведения раздельного учета и

представления отчетности, порядок контроля уполномоченных органов за исправностью измерительной аппаратуры.

– **Противоречивость.** Степень выработанности является управляемой величиной, т.е. может подвергаться изменению в сторону увеличения или уменьшения. Например, **объем первоначальных извлекаемых запасов может увеличиться в результате доразведки или изменения технологического процесса разработки месторождения.** Введение коэффициента не стимулирует внедрение новейших технологий добычи, поэтому при исчислении налога необходимо использование поправок, нивелирующих данных эффект⁴⁰.

Аналогичные проблемы могут возникнуть и при введении понижающего коэффициента для месторождений с низким **дебитом скважин** (низкодебитные скважины), поэтому:

– необходимо четко определить в законодательстве: что такое «дебит» и как он измеряется;

– объем суточной добычи не всегда является показателем эффективности добычи. Необходимо учитывать затраты на добычу УВС. Вероятна ситуация, когда добыча УВС из низкодебитной скважины более рентабельна, чем из высокодебитной, но потребовавшей больших затрат на повышение ее продуктивности;

– объем добычи из каждой скважины может значительно колебаться в зависимости от схемы расположения скважин на участке и их количества. Поэтому данный показатель может быть предметом «управления» со стороны недропользователя;

– большинство технологических схем разработки газовых и газоконденсатных месторождений построено таким образом, что добытая продукция с нескольких скважин поступает в единый комплекс первичной подготовки. После смешения определить объем УВС, добытого из каждой скважины, можно только косвенным способом.

⁴⁰ Воробей Ю. Назад к дифференциации // Нефть и капитал. – 2002. – №12.

Уровень администрируемости дифференцирующих факторов

Отмеченные выше факторы и условия с точки зрения простоты администрирования и стимулирующих эффектов могут быть охарактеризованы следующим образом (табл. 2.2).

Подчеркнем, что при реализации производственного подхода необходимо учитывать следующее. Дифференциация значений поправочных коэффициентов не всегда соответствует степени влияния соответствующих горно-экономических параметров на доходы от

Таблица 2.2

Факторы дифференциации налога на добычу

Фактор	Администрирование	Вероятный эффект
Степень выработанности месторождений	Необходима паспортизация участков недр по этому показателю и построение системы государственной экспертизы	Стимулирует инвестиции в разработку и полную отработку истощенных месторождений
Дебит скважин (продуктивность участков недр)	Необходима паспортизация участков недр по продуктивности	Не стимулирует использование современных технологий добычи
Экономические условия (мировые цены на УВС)	Хорошо администрируется	Снижает конкурентоспособность компаний, не экспортирующих продукцию
Сложность геологического строения	Субъективный показатель ввиду масштабов разброса факторов, его определяющих	Выравнивает нормы отдачи (рентабельность), но дестимулирует использование передовых технологий добычи
Районирование (удаленность от инфраструктуры, климатические условия)	Субъективный показатель, но в принципе администрируем	Выравнивает рентабельность, но создает экономические искажения
Тип добываемого газа («сухой», «жирный»)	Администрируется относительно просто	Стимулирует освоение газоконденсатных месторождений

Сроки освоения месторождений (льготы для новых объектов)	При установлении единой шкалы жизненного цикла для месторождений администрируется легко	Стимулирует открытие и разработку новых месторождений
Глубина залежи	Необходима паспортизация участков недр по этому показателю и построение системы государственной экспертизы	Стимулирует разработку глубоких залежей
Величина запасов (площади месторождений)	Необходима паспортизация участков недр по этому показателю и построение системы государственной экспертизы	Стимулирует разработку мелких месторождений

добычи (прибыльность определенного проекта). Точную оценку такого рода сделать довольно сложно. Разрабатываемые эконометрические (корреляционные) модели будут хорошо отражать общие тенденции, но конкретные параметры зависят от используемых входных и анализируемых данных, которые не всегда могут быть получены в полном объеме и, соответственно, точно отражать существующее положение и тенденции в перспективе.

Обоснование и последующее практическое использование поправочных коэффициентов связано еще с двумя трудностями. Во-первых, требуется исследовать степень влияния изменения критериев на результаты деятельности. Делегирование полномочий по отнесению коэффициента может стимулировать коррупцию в системе государственных органов. Во-вторых, при использовании коэффициентов необходимо определять налоговую базу отдельно по каждому месторождению, что существенно усложняет налоговое администрирование.

2.3.2. Экономический подход к дифференциации налогообложения в России

К гибким (дифференцированным) подходам, основанным на экономических параметрах, может быть отнесен подход, предполагающий применение НДД от добычи углеводородов.

Попытки введения в России НДС имеют достаточно продолжительную историю. Сначала в его применении (вместо акциза, дифференциация которого вызывала большие вопросы) были заинтересованы компании НГС – особенно в условиях высоких ставок акциза и низких цен на УВС на мировых рынках. Затем в целях изъятия *большого* (более справедливого) объема рентных доходов активизировались попытки государства. Применение данного налога, например, активно обсуждалось в связи с принятием Налогового кодекса РФ.

В соответствии с предлагаемым порядком применения этого налога, ставка НДС должна зависеть от соотношения между накопленными доходами и накопленными затратами. На начальных этапах освоения месторождения, пока не возмещены капитальные затраты, компании не платят НДС. Специфика НДС заключается в том, что компании должны вести учет эксплуатационных и капитальных затрат, а также доходов раздельно по месторождениям (контроль чего требует дополнительных издержек со стороны государства), поскольку расчет НДС базируется на учете денежных потоков по объектам разработки, а не по предприятию или компании в целом.

НДС направлен на стимулирование инвестиций в нефтегазодобычу, поскольку его применение (вместо, например, части налога на добычу) ведет к уменьшению налоговой нагрузки компаний на начальных стадиях осуществления инвестиционных проектов, что позволит быстрее окупить капитальные вложения и снизить риски инвесторов. С другой стороны, применение НДС может привести к сокращению бюджетных доходов в первые годы после его введения. Однако улучшение инвестиционного климата должно способствовать притоку капиталовложений в нефтегазовый сектор, что создаст основу для дополнительных поступлений в бюджеты в более отдаленной перспективе. К тому же применение НДС стимулирует освоение месторождений, которые в рамках существующей налоговой системы не могут рентабельно эксплуатироваться.

Налог на сверхприбыль (дополнительную прибыль от нефтегазовых операций) распространен в развитых нефтедобывающих странах как элемент системы специального налогообложения. НДС вносит элемент прогрессивности в налоговую систему. Подобные налоговые механизмы при создании адекватной системы управления ресурсами обычно *позволяют государству изъять более высокую долю*

рентных доходов с высокорентабельных месторождений углеводородов и стимулировать разработку низкорентабельных объектов.

Один из наиболее «свежих» вариантов применения НДД был внесен в качестве законопроекта в Госдуму РФ в 2004 году⁴¹. Принципиальное отличие данного законопроекта (от предлагаемых ранее) связано с использованием новых норм и правил, направленных на «борьбу» с занижением налоговой базы НГС за счет применения трансфертных цен и роста издержек.

– Для определения стоимости реализуемой продукции предлагается применять публикуемые Правительством РФ «справочные цены реализации углеводородов на идентичную продукцию, сложившихся в отчетном периоде в регионе добычи, а в случае отсутствия таких цен – рыночных цен на идентичную продукцию, сложившихся в отчетном периоде в РФ» – требуется формирование механизма определения и применения справочных цен государством.

– К расчетным вычитаемым расходам предлагается относить накладные расходы, рассчитываемые как произведение стоимости добытой продукции и норматива накладных расходов (10%), увеличенное на определенную сумму (например, 100 тыс. руб.) на каждую эксплуатируемую скважину.

Конкретные налоговые ставки НДД (*табл. 2.3*) устанавливаются в процентах в зависимости от «Р-фактора», который применительно к каждому лицензионному участку определяется как отношение накопленного дохода к накопленным расходам.

Данный налог предлагается ввести с целью изъятия рентной составляющей стоимости добываемых в РФ углеводородов. НДД в предлагаемой форме носит рентный характер, поскольку его концепция заключается в налогообложении доходов от добычи УВС после возмещения всех понесенных на разработку проекта затрат с целью изъятия ренты по каждому конкретному проекту (лицензионному участку). НДД должен взиматься при достижении простой окупаемости затрат на добычу нефти, когда Р-фактор (отношение накопленных доходов и накопленных расходов) принимает значение «1,0». При этом до значения Р-фактора, равного «1,1» включительно, ставка налога равна 0%. По мере роста Р-фактора ставка НДД прогрессивно возрастает и достигает 60% при значениях Р-фактора бо-

⁴¹ URL: <http://www.glazev.ru>

Пример шкалы ставок НДД в зависимости от «Р-фактора»

«Р-фактор»	Налоговая ставка, %
От 1,0 до 1,1	0
От 1,1 до 1,2	15
От 1,2 до 1,3	20
От 1,3 до 1,4	30
От 1,4 до 1,5	40
От 1,5 до 2,0	50
свыше 2,00	60

лее «2,0». НДД предлагается рассчитывать по каждому отдельному лицензионному участку, находящемуся в пользовании налогоплательщика. При этом налогоплательщики обязаны вести отдельный учет доходов и расходов по деятельности на каждом конкретном лицензионном участке.

Следует отметить, что данный законопроект ограничивает рост издержек недропользователей только в части **накладных расходов**. Остается довольно широкое поле для эскалации затрат по другим элементам вычитаемых расходов. Также в рамках Налогового кодекса должен быть более подробно представлен состав расходов на освоение природных ресурсов (ст. 261 Налогового Кодекса), иначе введение НДД (применительно к УВС) может привести к необоснованному снижению рентных доходов государства, т.е. необходима синхронизация этих процессов. При разработке и дополнении данной статьи Налогового Кодекса целесообразно привлечение специалистов (Минэнерго, МПР и региональных органов власти, регулирующих сферу недропользования), хорошо знающих особенности объекта налогообложения (месторождений УВС). Поэтому представляется особо актуальной начавшаяся еще в 2002–2003 гг. в Минэнерго РФ работа по формированию стандартов (регламентов):

- по формированию, выполнению и мониторингу проектных решений обустройства месторождений УВС;
- по организации мониторинга разработки месторождений УВС;
- по измерению, учету и контролю количества добываемых нефти и газа.

Реализация и мониторинг данных стандартов будут связаны с издержками как со стороны НГС, так и государства. Но они необхо-

димы для создания адекватных условий для реализации прав государства как собственника недр, и в том числе для проведения реальной налоговой реформы в НГС, для перехода к дифференциации налогообложения в НГС.

Слабые стороны НДД, за которые он подвергается критике, связаны также со следующими обстоятельствами:

- «Р-фактор» не отражает эффективности хозяйственной деятельности в текущем налоговом периоде (а только «накопленную» эффективность), т.е. возможны периоды, когда компании необходимо уплатить высокий уровень налога при текущей низкой рентабельности;

- необходимо принятие законодательных актов, регулирующих введение института справочных цен для целей налогообложения добычи УВС.

- НДД не учитывает индивидуальные особенности скважин;

- НДД не стимулирует снижение затрат, в том числе за счет использования современных технологий;

- НДД может в определенных обстоятельствах стимулировать умышленное завышение затрат;

- требуется увеличение издержек на учет по месторождениям со стороны компаний НГС, а также затрат на администрирование со стороны государства. Финансовая отчетность в настоящее время ведется не по месторождениям, а по добывающим предприятиям. Поэтому для дифференциации налоговой нагрузки на основе финансовых показателей необходимы изменения в системе текущего бухучета.

Тем не менее, в перспективе при формировании эффективной системы государственного регулирования процессами разработки месторождений и добычи УВС применение экономического подхода для газодобычи представляется наиболее целесообразным.

2.3.3. Сравнительная характеристика подходов

Выше уже отмечалось, что каждый из рассмотренных подходов к построению дифференцированной системы налогообложения в НГС имеет свои положительные и отрицательные стороны. При реализации того или иного подхода возможно возникновение специфических трудностей, но есть и общие проблемы, вытекающие из са-

мого требования дифференциации налогообложения независимо от конкретных подходов. В *табл. 2.4* представлено в обобщающем виде сравнение основных особенностей производственного и экономического подхода к дифференциации налогообложения.

Как видно из таблицы, экономический подход в целом более предпочтителен с точки зрения «конечных» результатов, однако

Таблица 2.4

Сравнительные характеристики подходов к дифференциации налогообложения в НДС

Параметр	Производственный подход	Экономический подход
Рентабельность	Любая комбинация производственных факторов лишь приблизительно характеризует рентабельность	Адекватно отражает рентабельность (обычно динамическую)
Рентный доход	Косвенный учет	Прямой учет, более точно изымает рентные доходы
Издержки добычи УВС	Контроль за обоснованностью издержек требует частичного реформирования системы бухучета в недропользовании	Контроль за обоснованностью издержек требует радикального реформирования системы бухучета в недропользовании
Управление параметрами со стороны НДС	В зависимости от выработанности запасов (занижение объема запасов со стороны компаний маловероятно)	Возможен необоснованный рост затрат со стороны НДС (перенос затрат)
Издержки государства на администрирование	Рост издержек государства на администрирование производственных показателей (возможно в основном за счет НДС)	Рост издержек государства на администрирование цен и издержек (контроль издержек – затраты государства)
Стимулирование	Не всегда стимулирует прирост запасов, рост дебитов, применение новых технологий	Не всегда стимулирует сокращение издержек
Новые нормы и правила	Точное определение производственных показателей (дебит, запасы) в налоговом законодательстве	Механизм определения справочных цен

производственный подход имеет определенные преимущества по издержкам на формирование дифференцированной налоговой системы и с точки зрения простоты администрирования. Последнее обстоятельство может иметь решающее значение для российских условий.

Все же международный опыт, отражающий современные тенденции, показывает, что в большинстве нефтегазодобывающих стран применяются относительно низкие ставки роялти и высокие прогрессивные ставки налога на прибыль и сверхприбыль. Таким образом, основной акцент в системе налогообложения делается на экономических факторах. Однако в России пока используется прямо противоположный подход. Налог на добычу и экспортные пошлины составляют около 75% отчислений НГС государству, менее 20% приходится на налог на прибыль. Такая налоговая политика упрощает сбор налогов, но не создает стимулов для инвестиций, что может со всей отчетливостью проявиться при наступлении периодов средних и низких цен на УВС на мировых рынках. Поэтому в России для стимулирования разработки новых месторождений и провинций в долгосрочной перспективе необходима стратегия, направленная на обложение прибыли, а не валового дохода, т.е. построение дифференцированной системы налогообложения, которая содержала бы развитые элементы, характерные для экономического подхода.

2.4. Оценка перспектив внедрения дифференцированной налоговой системы

Для того чтобы определить различные ставки налогов для нефтегазовых компаний в зависимости от качества их запасов, необходимо иметь не только данные о более 800 газовых, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений, но и компетентную и прозрачную систему администрирования⁴². Маловероятно, что в краткосрочной перспективе удастся ввести комплексную систему дифференцированного налогообложения в НГС. Отсутствие существенных сдвигов в данном вопросе в 2000–2005 гг. отчасти связано с высокими ценами на УВС и относительно низкой себестоимостью добычи. При этом в 2000–2005 гг. динамика основ-

⁴² *Ермаков В.* Временный успех // Ведомости. – 2004. – 10 февраля.

ных параметров, влияющих на налогообложение НГС (прежде всего, экспортные цены), заметно отличались от типичных, более долгосрочных тенденций.

Применение дифференцированных подходов связано со значительными издержками со стороны государства (например, сбор информации, ее мониторинг). Часть этой информации необходима для минимизации возможных налоговых потерь при управлении со стороны НГС значимыми параметрами добычи. Без данных издержек со стороны государства в перспективе будет сложно осуществить реальную налоговую реформу в НГС, которая бы создала условия для эффективной работы НГС в условиях высоких и низких цен на УВС. Создание фактически новой системы управления ресурсами в России более высоким темпом могло бы осуществляться в условиях высоких цен на УВС. Данные издержки могут быть рассмотрены как инвестиции, которые в последующем должны дать значительную отдачу в связи с ростом рентных доходов (в том числе от разработки новых месторождений, которые при плоской шкале налога на добычу не могут эффективно разрабатываться), стимулированием деловой активности в НГС. Дифференцированные подходы в большой степени направлены на рациональное изъятие рентных доходов. В идеальном варианте такая система должна позволить изъять более высокую долю рентных доходов с высокорентабельных объектов и позволить разрабатывать низкорентабельные участки недр.

Для эффективного налогового регулирования Правительству РФ необходимо сконцентрироваться на налоговом администрировании и вкладывать средства в систему сбора и контроля данных о каждом отдельном месторождении, включая историю (прошлую динамику) добычи, капитальные и текущие затраты, рентабельность. Только после осуществления значительных затрат в сбор информации можно будет проводить реальную налоговую реформу в НГС, т.е. создание обоснованной дифференцированной системы, направленной на изъятие доходов рентного характера. Причем в газовом секторе из-за меньшего количества разрабатываемых объектов (количества скважин) данная система может быть введена быстрее и с более низким уровнем издержек.

Представляются целесообразными следующие **последовательные (стратегические) шаги** в направлении формирования диффе-

ренцированной (рентоориентированной) системы налогообложения в газодобыче (НГС) России:

- дифференциация налога на добычу (со специфической ставкой, выраженной в руб./т нефти и руб./1000 м³ газа);

- решение проблем трансфертного ценообразования в нефтегазовом секторе (что должно позволить не только справедливо взимать налог на добычу на основе адвалорной ставки, но и другие налоги, в том числе налог на прибыль, что принципиально важно для формирования бюджетов сырьевых регионов);

- переход на адвалорную (выраженную в процентах) дифференцированную ставку налога на добычу (роялти), что позволяет более адекватно учитывать цены внутреннего и внешнего рынков;

- введение НДД с адекватным сокращением уровня налога на добычу;

- отмена налога на добычу (роялти) для «зрелых» и малорентабельных месторождений.

Отмеченные шаги, реализуемые в тесной связи с развитием государственной системы управления ресурсами, в том числе администрированием взимания специальных налогов, позволяют надеяться, что в России будет построена дифференцированная система налогообложения, отражающая интересы как собственника недр – государства, так и компаний–недропользователей.

3. ПОДХОДЫ К ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ: ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ

Во многих нефтегазодобывающих странах накоплен значительный опыт дифференцированных подходов к налогообложению НГС. Наиболее характерным (включающим несколько параметров) примером производственного подхода является система изъятия роялти в канадских провинциях, прежде всего, в Альберте и Британской Колумбии. Экономический подход нашел эффективное применение в НГС Норвегии и Великобритании. Ниже более подробно рассмотрим особенности дифференциации налогообложения в этих государствах.

3.1. Опыт Канады в применении дифференцированных подходов к налогообложению добычи нефти и газа

3.1.1. Особенности системы управления ресурсами недр в Канаде

Опыт Канады в области регулирования нефтегазового сектора представляет особый интерес для России. Как и Россия, Канада является **федеративным государством**, где провинции (в отличие, правда, от российских субъектов Федерации) имеют широкие возможности по регулированию в сфере недропользования⁴³.

Для Канады характерно четкое разграничение полномочий и прав между федеральным «центром» и провинциями, что непосредственно сказывается на всех аспектах функционирования нефтегазового сектора. В частности, **федеральное правительство** регулирует внутреннюю и внешнюю торговлю энергоресурсами, контролирует проектирование и эксплуатацию трубопроводов, устанавливает тарифы и таможенные сборы, осуществляет налогообложение общих доходов (прежде всего, регулирует взимание налога на прибыль). На территориях, подпадающих под его юрисдикцию, федеральное правительство устанавливает правила разработки ресурсов УВС: регулирует вопросы расположения скважин, строительство дорог и тру-

⁴³ *Полезный пример для России (опыт Канады в области освоения углеводородных ресурсов) // Нефтегазовая вертикаль. – 1998. – №3.*

бопроводов в районах вечной мерзлоты, производственной безопасности, льгот для местного населения. Федеральное правительство также имеет установленную Конституцией юрисдикцию над коренными народами и, таким образом, обладает правом вмешиваться в тех случаях, когда развитие НГС может повлиять на традиционные виды деятельности коренного населения. Важнейшим положением Конституции Канады является то, что федеральное правительство имеет исключительное право контроля за строительством и функционированием магистральных трубопроводов, по которым нефть и газ транспортируются из районов добычи в другие провинции страны и в США.

В отличие от российских субъектов Федерации, канадские провинции обладают более широкими полномочиями, которые могут включать, например, регулирование объемов добычи нефти и газа. Провинциальные власти устанавливают нормы техники безопасности и экологические стандарты, подключают потребителей к системе трубопроводов, взимают платежи за эксплуатацию природных ресурсов и налоги, входящие в компетенцию провинций⁴⁴. Основные рычаги государственного регулирования добычи нефти и газа (например, выдача лицензий на разведку и эксплуатацию месторождений, предоставление земельных участков под строительство трубопроводов, контроль за соблюдением требований по охране окружающей среды и технике безопасности) относятся к компетенции провинций.

Мониторинг процессов освоения месторождений и добычи углеводородов

В Канаде разработано и действует значительное число законодательных актов, норм регулирования (regulations) и стандартов, которые вместе взятые формируют всеобъемлющий режим освоения ресурсов УВС, отвечающий требованиям социально-экономической эффективности и экологической безопасности⁴⁵. Общее число документов, которые определяют правила и процедуры, формирующие

⁴⁴ *Соколов В.* О налогообложении нефтедобычи // США: экономика, политика, идеология. – 1996. – № 5.

⁴⁵ *Foreword* – Guidance Notes for the Canada Oil and Gas Drilling Regulations. Energy Mines and Resources Canada. – February 1991. – P. 52.

ресурсный режим в Канаде, превышает несколько сотен. Среди основных нормативно-правовых актов следует отметить: «Закон о нефтяных ресурсах» (“Canada Petroleum Resources Act”), «Закон о нефтегазовых операциях в Канаде» (“Canada Oil and Gas Operations Act”), «Положение о регулировании добычи и консервации нефти и газа в Канаде» (“Canada Oil and Gas Production and Conservation Regulations”), «Положение о буровых работах в Канаде» (“Canada Oil and Gas Drilling Regulations”), «Положение о нефтегазовом оборудовании» (“Canada Oil and Gas Installations Regulations”).

Так, например, в “Canada Oil and Gas Production and Conservation Regulations” (COR/ 90-791) определяются **требования к разработке месторождений** и управлению резервуаром (Часть IV. Требования к разработке. Управление резервуаром):

28 (1) ...Каждый метод добычи, включенный в план освоения и разработки соответствующей залежи или месторождения, должен обеспечивать максимальный уровень добычи нефти и газа из залежи или с месторождения.

28 (2) ...Оператор залежи или месторождения должен размещать скважины таким образом, чтобы обеспечить, насколько это возможно, максимальный уровень добычи нефти и газа из залежи или с месторождения.

Специальное внимание уделяется вопросам, связанным с **требованиями к темпам отбора запасов УВС** (Часть V. Темпы отбора. Общие замечания):

35 ...Оператор залежи или месторождения должен добывать нефть или газ из залежи или месторождения в соответствии с лучшей производственной практикой с тем, чтобы обеспечить максимальное извлечение нефти и газа из залежи приемлемым темпом, согласующимся с темпом, определенным и утвержденным в плане освоения и разработки данной залежи или месторождения.

Один из основных законодательных актов – “Canada Petroleum Resources Act” – определяет, например, **порядок утверждения плана разработки месторождения** (Общая структура плана освоения и разработки. Часть 36. Статья 121. Секция 5. Утверждение плана освоения и разработки).

5.1 (3) ... План освоения и разработки, касающийся предполагаемого освоения и разработки залежи или месторождения должен состоять из двух частей, содержащих:

(а) в части 1 описание общего подхода к освоению и разработке залежи или месторождения, в особенности информацию в такой структуре, которая позволяла бы охарактеризовать:

(i) масштаб, цель, локализацию, временные рамки и суть предполагаемого освоения и разработки;

(ii) темп добычи, оценку залежи или месторождения, оценку объемов добываемой нефти или газа, запасы, методы нефтеотдачи, систему мониторинга добычи, издержки и экологические факторы, связанные с предполагаемым освоением и разработкой;

(iii) принятую систему добычи и другую альтернативную систему, которая может использоваться для освоения и разработки залежи или месторождения;

(б) в части 2 всю техническую и другую информацию и предложения, в приемлемой форме, необходимую для всестороннего контроля и оценки предлагаемой схемы освоения и разработки...

Другой законодательный акт – “Canada Oil and Gas Operations Act and amendments” – определяет **понятие «разубоживания» запасов**.

18(2) В данном акте «разубоживание» в дополнение к своему обычному значению означает «разубоживание», так как оно понимается в нефтяной и газовой промышленности и включает в себя:

(а) неэффективное или расточительное использование или растрачивание пластовой энергии;

(б) размещение, привязку или бурение скважины в границах месторождения или залежи или в рамках их части, которое исходя из прозрачных инженерных или экономических принципов, приводит или создает предпосылки к уменьшению объемов добычи нефти или газа добываемой в границах данной залежи.

Важно то, что отмеченные понятия и порядок их применения в практике регулирования нефтегазовых операций напрямую связаны с подходами к формированию и учету издержек на освоение и разработку месторождений УВС, а также с подходами к обложению доходов.

Основные черты налогового режима

Особенности взимания специальных налогов (включая роялти) зависят от форм собственности на нефтегазовые ресурсы. Согласно Конституции Канады, большей частью ресурсов владеют провин-

ции. Земельная собственность федерального правительства распространяется на территории, не входящие в состав провинций, а также на некоторые земли в пределах провинций – земли индейцев, земли национальных парков и территорий, подведомственных Министерству обороны. В крупнейшей нефтегазодобывающей провинции Канады – Альберте – в структуре прав собственности на полезные ископаемые около 80% приходится на долю провинции. Оставшуюся часть составляют федеральные права (национальные парки, индейские резервации), а также частные землевладения⁴⁶.

Владелец ресурсов получает платежи за их освоение и разработку – бонусы, роялти и арендные платежи. Соответственно, большая часть платежей за пользование недрами в Канаде поступает в бюджеты провинций. Основной доход в бюджет провинции при добыче нефти и газа дают роялти.

Система налогового регулирования нефтегазового сектора Канады подвержена довольно частым изменениям. Она модифицируется для адаптации к задачам экономического развития, конъюнктуре энергетических рынков, стадиям зрелости нефтегазодобывающих провинций. Как и в любой стране с федеративным устройством, налоговая система имеет федеральный и региональный уровень. Основным федеральным налогом является налог на прибыль корпораций. Провинциальные налоги более разнообразны, основные среди них – налог на прибыль и роялти.

В совокупности федеральные и региональные налоги оказывают существенное давление на нефтегазовый сектор. В связи с этим в канадских провинциях существует обширная система налоговых льгот (скидок в зависимости от условий и особенностей разработки месторождений УВС), которая создает стимулы для инвесторов. В вопросах освоения ресурсов нефти и газа канадское правительство стремится к тому, чтобы ведение всех нефтегазовых операций было рациональным, чтобы отрасль оставалась ведущей в рамках национальной экономики и конкурентоспособной по мировым стандартам.

Гибкие механизмы налогового регулирования НГС в Канаде опираются на подробную информацию о показателях разработки и добычи УВС, включая дебиты скважин, их глубину, период откры-

⁴⁶ *Alberta Petroleum Royalty Guidelines: Principles and Procedures.* – Edmonton: Alberta Department of Energy, 1999.

тия месторождения, качество добываемой продукции. При реализации такой системы требуются значительные издержки, связанные с измерением и контролем данных показателей. Государственные органы ведут также постоянный мониторинг уровня цен на УВС – не только экспортных, что делается в настоящее время и в России, но и внутренних (включая, цены на отдельные компоненты: этан, пропан, бутаны и др.). На основе данной информации государство устанавливает специальные справочные цены, которые используются при расчете роялти, фактически являясь одним из ключевых параметром для определения ставок налога.

3.1.2. Управление ресурсами недр в провинции Альберта

Нефтегазовый сектор в экономике Альберты

Ниже более подробно рассмотрим систему налогообложения нефтегазового сектора в провинции Альберта, поскольку именно Альберта является основной нефтегазодобывающей провинцией Канады. К тому же Альберта относится к числу **крупнейших мировых производителей природного газа** – здесь производится около 80% природного газа (5,22 трлн фут³), добываемого в Канаде. При этом Канада занимает одно из ведущих мест в мире по добыче газа. В 2002 г. около 25% газа, добытого в Альберте, было передано в другие провинции, 50% газа экспортировано в США. Роялти по газу и его компонентам составляют около 60% всех рентных доходов провинции. Другие важнейшие части рентных доходов – бонусы (в том числе для газовых месторождений) и роялти по нефти (в сумме около 30% в 2001–2002 гг.). Относительно небольшие поступления в бюджет связаны с ренталс, роялти от добычи высоковязкой нефти (извлечение которой связано со значительными льготами) и угля (*табл. 3.1*).

Примечательно, что добыча *«необычной»* нефти (нефтяные пески, пентаны, конденсат) начиная с 2001 г. превышает объем производства обычной нефти. Но при этом роялти от добычи обычной нефти значительно выше, например, в 2003 г. – почти в шесть раз. Такое положение во многом связано со специальной налоговой политикой (относительно низкие «эффективные» ставки роялти), направленной на стимулирование добычи высоковязкой нефти (как

отмечалось выше, запасы которой значительно превосходят ресурсы обычной нефти).

Таблица 3.1

**Структура доходов от НГС
в рамках Департамента энергетики Альберты в 1994–2002 гг., %**

Доход	1994-1995	1995-1996	1996-1997	1997-1998	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002
Роялти (нефть)	29,1	33,1	31,5	21,9	16,6	22,0	13,8	15,0
Роялти (газ)*	33,3	31,5	29,5	40,2	54,1	48,7	66,4	61,4
Бонусы	25,9	18,1	21,1	26,0	17,1	14,8	10,7	14,8
Прочие	11,7	17,3	17,8	11,9	12,3	14,5	9,0	8,8

Примечание: * – включая роялти для жидких компонентов добываемой продукции.

Сост. по: Ministry of Energy 2002–2003. Annual Report. – P. 12; Annual Report 2001-2002. – P. 12. Показатели приведены для соответствующего финансового года.

НГС провинции Альберта во многом определяет ее экономическое развитие в целом. Например, **инвестиции** в НГС Альберты в 2002 г. достигли 18 млрд долл.⁴⁷ Это составляет около 75% всех инвестиций в НГС Канады (включая шельфовые проекты на восточном побережье). За период 1993–2002 гг. инвестиции в НГС Альберты составили 72% от всех инвестиций в НГС Канады. При этом все большая часть инвестиций направляется на разработку нефтяных песков: если в 1993 г. их доля составляла около 5%, то в 2002 г. она достигла 36%. В 2002 г. около 90 тыс. чел. на территории провинции было прямо занято в недропользовании. Экспорт превысил 30 млрд долл., что составляет 62% всего экспорта Альберты (за рубеж, без учета межпровинциальной торговли).

В Альберте реализуется наиболее широкий спектр программ по стимулированию добычи углеводородного сырья. Необходимо отметить характерную схожесть климата и географических условий Альберты и ключевого нефтегазодобывающего региона России – Тюменской области (включая ХМАО и ЯНАО). Кроме того, роль Альберты в Канаде аналогична роли Тюменской области в России и с точки зрения формирования рентных доходов бюджетной системы.

⁴⁷ Здесь и далее при анализе опыта Канады имеются в виду канадские доллары.

Важнейшее значение с точки зрения формирования системы налогового регулирования, а также мониторинга и контроля процессов разработки и добычи в НГС Альберты играет **Министерство энергетики (Alberta Ministry of Energy)**. В состав Министерства входят Департамент энергетики и Совет по энергетике и коммунальным услугам (Alberta Energy and Utilities Board), а также Комиссия по маркетингу нефти и газа (Alberta Petroleum Marketing Commission)⁴⁸. Например, Департамент энергетики (Alberta Department of Energy) данного министерства несет ответственность в вопросах:

- создания благоприятного климата для развития НГС, притока инвестиций, развития торговли и исследований в сферах энергетики и недропользования;
- управления распределением прав на ресурсы (лицензирование);
- прогноза и **сбора рентных налогов** в сфере недропользования.

Принципиально важным с точки зрения формирования дифференцированной системы налогообложения является то, что **за сбор рентных доходов (роялти, бонусов, ренталс) отвечает именно Министерство энергетики**, которое владеет всей информацией о процессах разработки месторождений и добычи УВС, отвечает за лицензирование и развитие НГС. Такое положение представляется вполне логичным, поскольку адекватное взимание рентных налогов и платежей имеет значительную специфику (в отличие от общих налогов таких, как налог на прибыль, налог на имущество и др.). Кстати, вполне объяснимо то, что сейчас в России (в противовес канадской практике) единый налог на добычу взимается налоговым ведомством, поскольку при действующей форме его изъятия не нужно знать особенности разработки и освоения отдельных объектов НГС.

3.1.3. Особенности взимания роялти для природного газа

В целом система налогообложения в Альберте построена таким образом, чтобы обеспечить нормальную прибыль для компаний нефтегазового сектора. Целью органов власти провинции является изъятие сверхприбыли от разработки ресурсов на протяжении всего периода эксплуатации месторождений. Это достигается в основном

⁴⁸ Alberta Ministry of Energy. Annual Report, 2001–2002.

при использовании двух инструментов специального налогообложения – бонусов и роялти.

Размер **бонусов** определяется в результате конкурентных торгов за право пользования недрами. Величина платежа базируется на прогнозах компаний о прибыльности проектов. При этом учитываются оценки затрат на освоение и разработку месторождений, ожидаемые цены на углеводороды, ставки роялти, размеры федеральных и провинциальных налогов. Система бонусов нацелена на изъятие той части сверхприбыли, которая не может быть изъята с помощью роялти, но основные доходы провинция получает от роялти на стадии добычи.

Газовые роялти взимаются в денежной форме. Провинция определяет свою долю в общей добыче газа и ее стоимость в соответствии с ценами продуктов переработки, полученных на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ). Природный газ должен быть переработан перед тем, как он закачивается в магистральный трубопровод. В результате переработки из газа извлекаются компоненты C_{2+} выше, включая этан, пропан, бутаны, пентаны. Провинция возмещает компаниям затраты на переработку части газа, соответствующей роялти (доле роялти в произведенной продукции), исходя из предположения, что газ переработан наиболее рациональным способом.

Компании продают долю газа, соответствующую роялти, вместе с их собственным газом (их долей). Провинция затем получает роялти в денежной форме, уменьшая сумму роялти на скидку, соответствующую затратам на переработку государственной доли газа. Сложность расчета роялти по газу связана с определением цен на переработанный природный газ (метан / сухой отбензиненный газ) и другие продукты, получаемые на ГПЗ. Эти цены – на выходе с ГПЗ – используются для расчета роялти по всему спектру выпускаемой продукции, включая этан, пропан, бутаны, пентаны и более тяжелые фракции.

Ставки роялти в газодобыче для всего спектра продуктов рассчитываются по прогрессивной шкале. Они поставлены в зависимость от следующих факторов:

- средней справочной цены, устанавливаемой государством (провинцией) до начала каждого месяца добычи;
- теплотворной способности газа (выраженной в ГДж);
- категории газа в зависимости от момента открытия месторождения («старый» или «новый» – открытый, соответственно, до или после 1973 г.);

– среднесуточного дебита скважин (используется льготная схема налогообложения для низкодебитных скважин).

Существенные изменения в порядок взимания роялти **по газу** произошли в 2002 г. (действуют с октября 2002 г. по настоящее время), которые имеют принципиально важное значение с точки зрения взимания роялти с газоконденсатных месторождений, т.е. объектов с многокомпонентным составом газа.

Формула для расчета роялти стала различаться для всех компонентов природного газа: метана (C_1), этана (C_2), пропана (C_3), бутанов (C_4) и «пентанов+» (C_{5+}). Основная цель данных изменений – гарантировать получение справедливой доли роялти для провинции, как собственника ресурсов, т.е. адекватно отразить в доходах бюджета провинции более ценные компоненты добываемой продукции.

Отметим наиболее важные современные особенностей взимания роялти для газа в провинции Альберта.

– Доля роялти в общей стоимости продукции определяется в соответствии с «энергетической ценностью» добытого газа, выраженной в ГДж, чувствительна к уровню цен и периоду открытия месторождений («новый» и «старый» газ), а также учитывает скидки для низкопродуктивных скважин.

– В целом ставка роялти для природного газа представляет собой средневзвешенную величину ставок для всех компонентов добываемой продукции, которые получают при переработке на ГПЗ.

– Индивидуальные ставки роялти устанавливаются ежемесячно для каждого из следующих продуктов, получаемых из добываемого газа: метан, этан, пропан, бутаны и «пентаны+». Ставка роялти для каждого компонента чувствительна к ценам и базируется на индивидуальной цене (*Par Price*), которая представляет собой справочную цену за предыдущий месяц. При расчете роялти для каждого компонента добываемого газа используется базовая цена (*Select Price*), также устанавливаемая государством.

– Справочная цена (*Reference Price* – RP) устанавливается каждый месяц для каждого компонента добываемой продукции от метана до «пентанов+». Справочная цена представляет собой средневзвешенную цену при потреблении данных продуктов внутри Альберты и при экспорте за пределы провинции. Справочные цены на отдельные продукты отражают действительные (реальные) суммы, оплаченные за отдельные компоненты. Для расчета роялти каж-

дая справочная цена сокращается на средние издержки на транспортировку компонентов до рынков сбыта. Транспортные издержки дифференцируются для каждого компонента реализуемой продукции от метана до «пентанов+».

Формулы и ставки для расчета роялти по компонентам C₁–C₄

В Альберте при расчете роялти различают «старый» газ и «новый» газ, а также компоненты природного газа (газового конденсата): метан, этан, пропан, бутан и «пентаны+».

Формулы для расчета роялти для метана, этана, пропана, бутана представляют собой следующие соотношения:

$$R = BR, \text{ если } PP \leq SP;$$

$$R = [BR * SP + MR * (PP - SP)] / PP, \text{ если } PP > SP;$$

где:

R – ставка роялти для каждого из компонентов C₁, C₂, C₃ и C₄;

BR – базовая ставка, равная 15%;

MR – предельная ставка, равная 40%;

PP (Par Price) – справочная цена за предыдущий месяц (долл./ГДж);

SP (Select Price) – базовая цена, выраженная в долл./ГДж (устанавливается на год, см. табл. 3.2).

Таблица 3.2

Базовые цены для компонентов природного газа, 2002–2004 гг.

Год	Метан «старый» долл./ГДж	Метан «новый» долл./ГДж	Этан «старый» долл./ГДж	Этан «новый» долл./ГДж	Пропан долл./ГДж	Бутаны долл./ГДж	Пентаны+ долл./м ³
2002	0,372	1,252	0,372	1,252	Н.д.	Н.д.	45,30
2003	0,379	1,290	0,379	1,290	1,290	1,290	46,11
2004	0,405	1,376	0,405	1,376	1,376	1,376	49,19

Максимальная ставка роялти для «старого» метана и «старого» этана составляет 35%, а для «нового» метана, «нового» этана, пропана и бутана – 30%.

Как уже отмечалось, ставки роялти поставлены в зависимость от уровня цен. Зависимость ставок роялти от уровня справочных цен на примере метана представлена на *рис. 3.1*.

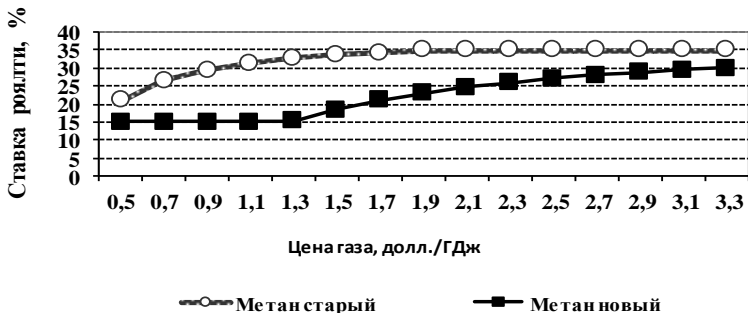


Рис. 3.1. Зависимость ставок роялти от уровня справочных цен для метана

Скидки (льготы) для низкодебитных скважин

Для низкодебитных газовых скважин (с добычей менее 16,9 тыс. м³ в сутки) ставка роялти может быть существенно сокращена. Формула для роялти в этом случае определяется следующим образом:

$$R = R_c - [(R_m - 5) * ((16,9 - ADP) / 16,9)^2], \text{ если } ADP < 16,9;$$

где:

R_c – средневзвешенная ставка роялти для всех компонентов добытой продукции, рассчитанная без учета скидки;

R_m – ставка роялти для метана;

ADP – средний дебит газовой скважины за месяц (тыс. м³ в сутки на скважину).

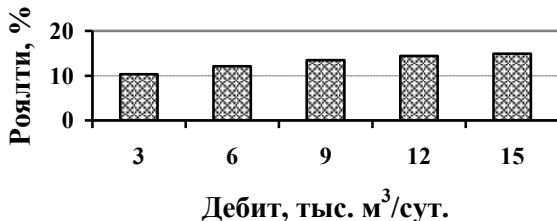


Рис. 3.2. Зависимость ставки роялти от дебитов газовых скважин в Альберте

При фиксированных R_c и R_m зависимость роялти от дебитов представлена на *рис. 3.2*.

Формулы и ставки для расчета роялти для компонентов C_{5+} выше

Формула для расчета роялти для «пентанов+» представляет собой следующие соотношения:

$$R_{5+} = BR, \text{ если } PP \leq SP;$$

$$R_{5+} = [BR * SP + MR * (PP - SP)] / PP, \text{ если } PP > SP,$$

где:

- BR – базовая ставка для пентанов, равная 22%;
- MR – предельная ставка, равная 50% для «старых» пентанов+; для «новых» пентанов+ она установлена на уровне 35%;
- SP (Select Price) – базовая цена для пентанов, долл./м³ (см. *табл. 3.2*);
- PP (Par Price) – справочная цена для пентанов за предыдущий месяц (долл./м³).

Максимальная ставка составляет 50% для «старых» «пентанов+» и 35% – для «новых» «пентанов+».

Зависимость ставки роялти для пентанов от уровня справочных цен представлена на *рис. 3.3*.

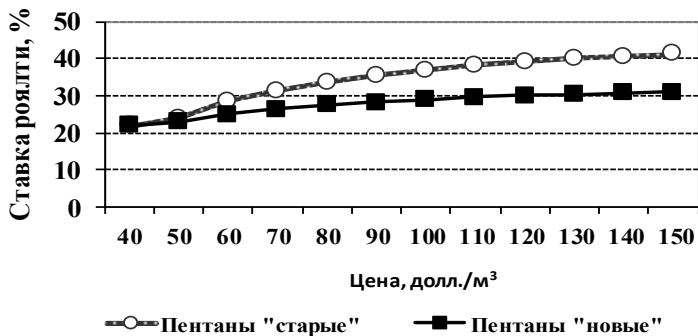


Рис. 3.3. Зависимость ставки роялти для «пентанов+» от уровня справочных цен

3.1.4. Программы стимулирования нефтегазового сектора в Альберте

Правительство Альберты стимулирует приток инвестиций и развитие нефтегазового сектора с применением целого ряда специальных скидок по роялти и другим платежам. При этом учитывается, что стимулирование инвестиций и занятости особенно необходимы в периоды низких цен на нефть и газ. Следует отметить, что большинство программ стимулирования связано с добычей нефти, что во многом определяется особенностями современного состояния минерально-сырьевой базы провинции (например, существенные объемы добычи приходятся на нефтяные пески, что связано с высоким уровнем издержек).

Система взимания роялти в НГС Альберты имеет некоторые дополнительные особенности, связанные со специфическими ситуациями. Эти особенности реализуются в форме специальных программ, которые направлены на решение трех основных задач (рис. 3.4).

1. Повышение привлекательности инвестиций в высокозатратные проекты при обеспечении справедливой доли ренты для провинции.

2. Продление экономической жизни зрелых месторождений и, таким образом, сохранение и увеличение объема извлекаемых ресурсов. Провинция прибегает к этим мерам, когда экономические выгоды превышают затраты, связанные с осуществлением программ стимулирования добычи на старых месторождениях.

3. Перемещение барьеров (расширение возможностей) для развития и использования новых технологий в бурении, которые повышают степень извлекаемости запасов. Власти провинции полагают, что долговременные выгоды от выполнения таких программ будут превышать краткосрочные затраты (сокращение налоговых поступлений).

Таким образом, налоговая политика, реализуемая в Альберте, учитывает изменения условий функционирования НГС, связанных как с естественной динамикой нефтегазовой провинции, так и ценовыми и конкурентными изменениями.



Рис. 3.4. Структура программ стимулирования НГС в Альберте

3.1.5. Британская Колумбия: особенности взимания роялти в газовой промышленности

В других провинциях Канады при налогообложении нефтегазового сектора применяются подходы, во многом аналогичные тому, что разработан в Альберте. При этом различия отдельных параметров в формулах для расчета роялти и в программах стимулирования имеет в основном количественный характер, что соответствует особенностям той или иной провинции – состоянию минерально-сырьевой базы, роли НГС в экономике. В качестве примера приведем опыт налогового регулирования в провинции Британская Колумбия.

В провинции Британская Колумбия формула для расчета роялти по газу зависит от ряда факторов и условий:

- справочных цен на газ (ставка роялти увеличивается с ростом цен на газ);

- продуктивности скважин (скидки для низкодебитных скважин);
- периода открытия месторождения (более низкие ставки роялти для более поздних открытий).

Gas_1) Формула для газа, добытого из скважин, пробуренных до июня 1998 г., представляет собой следующее соотношение:

$$R = [750 + 25 * (RP - 50)] / RP,$$

где **RP** (Reference Price) – справочная цена для газа (долл./тыс. м³).

Минимальная ставка равна 15%. В соответствии с данной формулой, 15% взимается от цены газа, когда она меньше 50 долл./тыс. м³, и 25% от превышения ценой уровня в 50 долл./тыс. м³.

Gas_2) Формула для газа, добытого из скважин, пробуренных после мая 1998 г. на участках недр, права на которые были получены до июня 1998 г. (за исключением случая 3) представляет собой следующее соотношение:

$$R = [12 * SP + 40 * (RP - SP)] / RP,$$

где **SP** (Select Price) – базовая цена, в настоящее время для основной части добываемой продукции зафиксирована на уровне 50 долл./тыс. м³.

Минимальная ставка равна 12%, максимальная – 27%.

Gas_3) Формула для газа, добытого из скважин на участках недр, права на которые были получены в период между 1 июня 1998 года и 31 декабря 2003 года и которые были пробурены в течение 5 лет (стимулирование быстрого бурения с использованием более низкой ставки роялти):

$$R = [19 * SP + 40 * (RP - SP)] / RP,$$

Минимальная ставка равна 9%, максимальная – 27%.

Gas_P) Формула для расчета роялти для попутного нефтяного газа:

$$R = [400 + 15 * (RP - 50)] / RP,$$

Минимальная ставка равна 8%.

Формула для расчета роялти построена таким образом, что, например, в случае попутного нефтяного газа (**Gas_P**) минимальная ставка составляет 4 долл., когда цена меньше или равна 50 долл./тыс. м³ и 15% от цены, превышающей 50 долл./тыс. м³.

Чувствительность ставок роялти к ценам на газ (для различных типов природного газа) в провинции Британская Колумбия представлена на рис. 3.5.

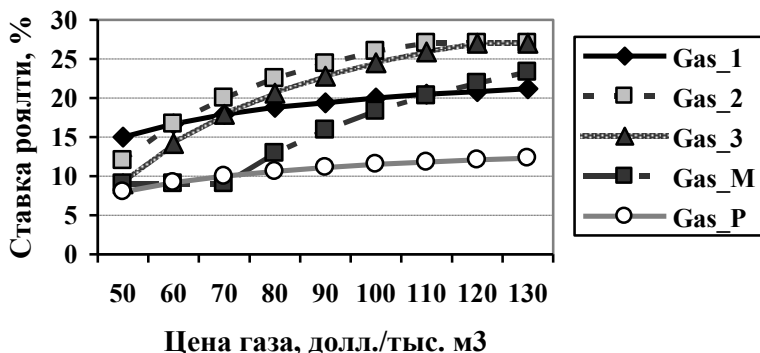


Рис. 3.5. Чувствительность ставок роялти к ценам на газ (для различных типов природного газа) в провинции Британская Колумбия

Льготная ставка для малодобитных скважин

К низкодебитным скважинам отнесены скважины с дебитами менее 5 тыс. м³/сут. Формула для расчета скидки для роялти в этом случае выглядит следующим образом:

$$R_p = R_1 * [(5000 - ADV) / 5000]^2$$

где:

- R_1 – ставка роялти, рассчитанная без учета скидки (льготы) для низкопродуктивных скважин;
- ADV – среднесуточная добыча газа из скважины в течение месяца (м³/сут.).

Зависимость ставки роялти от дебита скважин представлена на рис. 3.6.

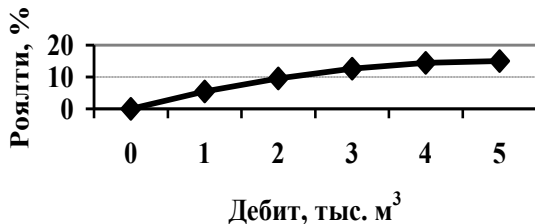


Рис. 3.6. Зависимость ставки роялти от дебита скважин ($R_1 = 15\%$)

Роялти по жидким компонентам природного газа (natural gas liquids) взимается по единой ставке 20% от стоимости продаж.

Программа для маргинальных скважин **(Marginal Royalty Program)**

Пониженные ставки роялти (через использование специальных справочных цен) применимы к маргинальным скважинам. К таким скважинам в провинции относят скважины, которые удовлетворяют ряду условий, среди которых:

- дебит менее 25 тыс. м³ в сутки;
- скважины со средним дебитом в течение первого года добычи **по отношению** к глубине скважины менее 23 м³ на метр глубины скважины.

Таким образом, маргинальные скважины определяются на основе не только текущего дебита, но и начального дебита и глубины скважин. Чувствительность ставок роялти от цены на газ отражает **кривая Gas_M** (рис. 3.5).

Таким образом, ставки роялти для газа в провинции Британская Колумбия зависят от целого ряда факторов: цены, дебитов, периода открытия месторождения. При этом в провинции в качестве одного из важнейших факторов, влияющих на издержки газодобычи, рассматривают глубину скважин (залежей). Данный параметр является одним из ключевых при реализации дифференцированного подхода.

Подходы к налогообложению (налоговому регулированию) нефтегазового сектора в различных провинциях Канады весьма схожи – об этом свидетельствует, например, сопоставление подходов, реализуемых в Альберте и Британской Колумбии. К примеру, повсеместно величина ставки роялти чувствительна к изменениям цен, производительности скважин, периоду открытия месторождений. Во многих провинциях разработаны и осуществляются программы стимулирования добычи из определенных категорий скважин, в определенных периоды времени. Это прежде всего относится к западным канадским провинциям и территориям – Альберте, Саскачевану, Британской Колумбии и Манитобе⁴⁹. При этом важно отметить, что канадские провинции могут проводить самостоятельную налоговую

⁴⁹ *Oil and Gas Fiscal Regimes of the Western Canadian Provinces and Territories*. Alberta Resource Development. 1999. – 56 p.

политику в НГС, наиболее адекватно учитывая местные особенности, которые наиболее отчетливо видны на региональном уровне. Но в целом во всех провинциях реализуются схожие подходы к налогообложению, варьируются в основном конкретные налоговые ставки, параметры отнесения УВС к определенной категории (что отражает, в том числе, различный потенциал запасов, стадию освоения нефтегазовых ресурсов на конкретной территории).

3.2. Опыт США в применении дифференцированных подходов к налогообложению нефтегазового сектора

3.2.1. Малорентабельные объекты и независимые компании в нефтегазовом секторе США

Мировая практика показывает, что на поздних стадиях освоения нефтегазовых провинций существенную роль в добыче углеводородов играют малодобитные скважины. Эксплуатацией таких скважин занимаются в основном специализированные малые и средние предприятия, которых, например, в США зарегистрировано около 25 тыс.

В США к малодобитным нефтяным скважинам относятся скважины, дающие менее 10 барр. в сутки. Каждая отдельная скважина вносит незначительный вклад в совокупный объем добычи, но общее количество малодобитных скважин в США в настоящее время достигает 420 тыс. (их средний дебит лишь немногим превосходит 2 барр. в сутки). Из малодобитных скважин добывается около 26% нефти в США (за исключением Аляски, Флориды и шельфа, где нет низкопродуктивных скважин).

К **малодобитным газовым скважинам** в США относятся скважины, дающие менее 60 тыс. фут³ газа в сутки (~1,7 тыс. м³). Из таких скважин добывается около 8% всего газа на территории США (за исключением Аляски, Флориды и шельфа). Например, в 1998 г. насчитывалось более 190 тыс. низкопродуктивных газовых скважин со средним дебитом 15,6 тыс. фут³ (табл. 3.3).

Несмотря на низкую производительность, вклад малодобитных нефтяных и газовых скважин в экономику США весьма значителен. Исследования, проведенные компанией *PricewaterhouseCoopers*,

Таблица 3.3

Динамика добычи из малодобитных газовых скважин в США, 1993–1998 гг.⁵⁰

Год	Малодобитные скважины (шт.)	Добыча (млрд фут ³)	Средний дебит скважины (тыс. фут ³ /сут.)	Прирост бездействующих скважин (шт.)
1993	160581	1026	17,5	3499
1994	159369	940	16,2	3163
1995	159669	925	15,9	3189
1996	168702	987	16,0	4671
1997	175106	1001	15,7	4733
1998	191805	1089	15,6	4235

показали, что каждый доллар, полученный от добычи нефти и газа из малодобитных скважин, вызывает дополнительное производство продукции в других секторах экономики в размере 0,59 долл. Добыча продукции из малодобитных скважин на сумму в 1 млн долл. обеспечивает сохранение более 9 рабочих мест⁵¹. Любые стимулы для продления жизни малодобитных скважин имеют потенциал по увеличению извлечения ресурсов.

В США как на федеральном, так и на региональном уровне сформировалось ясное понимание важности – с точки зрения совокупных социально-экономических эффектов – добычи нефти из маргинальных (низкорентабельных) источников. Поэтому программы стимулирования в основном охватывают сферу деятельности независимых компаний, связанную с добычей маргинальных нефти и газа. И, действительно, большая часть маргинальных нефти и газа добывается мелкими и средними независимыми компаниями. Численность занятых в независимых компаниях США варьируется в широких пределах: от 1–2 чел. до численности, свойственной крупным публичным компаниям. «Усредненная» независимая нефтяная компания в США ведет свой бизнес около 25 лет, в ней занято 11 чел. на постоянной основе и 2 чел. временно; валовой доход такой

⁵⁰ *Marginal Oil and Gas: Fuel for Economic Growth / Interstate Oil and Gas Compact Commission. – USA, 1999.*

⁵¹ *Olds Dan. The Economic Impact of Stripper Wells in the United States. – Houston: PricewaterhouseCoopers, 1999.*

компания составляет около 4 млн долл. Независимые компании обычно являются высокоэффективными, что обусловлено, прежде всего, высокой квалификацией персонала и уровнем используемых технологий (выделяются, например, горизонтальное бурение и трехмерная сейсмическая разведка).

Успешное функционирование небольших компаний в нефтегазодобывающей отрасли развитых стран стало возможным благодаря целенаправленной государственной поддержке. К основным мерам государственной политики, направленной на поддержку развития мелких и средних компаний следует, прежде всего, отнести:

- использование гибких систем налогообложения и льгот, вплоть до полного освобождения от прямых «нефтегазовых» налогов;
- создание специальных государственных структур, занимающихся проблемами эксплуатации низкорентабельных объектов.

В этом случае основные эффекты от эксплуатации малодебитных скважин государство получает за счет косвенных налогов, с избытком компенсирующих «недополученные» прямые отраслевые налоги.

3.2.2. Федеральные программы стимулирования добычи углеводородного сырья

На федеральных землях и шельфе США применяются механизмы стимулирования, разрабатываемые федеральным правительством.

Например, в 2003 г. Служба управления минеральными ресурсами (Mineral Management Service) выступила с инициативой о льготном налогообложении глубоких газовых скважин (на шельфе Мексиканского залива)⁵². Суть предложений заключалась в том, чтобы часть добытого газа освобождалась от уплаты роялти. Причем эта льгота должна была работать только при определенном уровне цен газ. Уровень льготы также был поставлен в зависимость от глубины скважин.

В США для стимулирования наиболее полного извлечения из недр запасов нефти и газа признана необходимость содействия освоению месторождений, которые не могут эффективно эксплуатиро-

⁵² *Relief or Reduction in Royalty Rates: Deep Gas Provision (Proposed Rule)* // Department of the Interior. Mineral Management Service. – 2003.

ваться в обычных налоговых условиях. Для таких участков недр применяются минимальные ставки или скидки при уплате ренты и роялти (налога на добычу). Чтобы получить налоговые льготы, претендент должен предоставить информацию о пробуренных скважинах, данные о капитальных и текущих затратах, доходах от продажи УВС в рамках лицензии, расчет среднесуточного дебита на рассматриваемом участке недр. Недропользователь также должен доказать эффективность разработки месторождения в льготных налоговых условиях.

Скидки для малодебитных скважин (*stripper well royalty reductions*). Эта программа предоставляет скидки с роялти для малодебитных скважин. Цель льгот – продление экономической жизни малодебитных скважин, увеличение объемов добычи УВС. Ставка роялти в этом случае рассчитывается по формуле, учитывающей средний дебит. Если в последующем (во время действия программы) средние дебиты вырастут, то ставка роялти останется на уровне первого года применения льгот. В случае высоких цен на УВС действие льгот может быть приостановлено.

Федеральное правительство также стимулирует добычу из «сиротских» скважин (бездействующих скважин, собственники которых неизвестны, неизвестно их нахождение или они неплатежеспособны). В США применяются скидки по налогу на прибыль в отношении определенных категорий издержек при бурении (так называемых «неосязаемых» издержек); скидки при использовании методов увеличения нефтеотдачи и другие льготы.

3.2.3. Особенности региональной налоговой политики в основных нефтегазодобывающих штатах

В нефтегазовом секторе США на региональном уровне реализуется более 100 программ стимулирования НГС. Столь большое число программ объясняется, с одной стороны, существенными различиями в условиях добычи на территории разных штатов (в том числе различными стадиями освоения нефтегазовых провинций), а с другой, весьма широкими полномочиями и сферой компетенции властей штатов в вопросах регулирования нефтегазового сектора, прежде всего, на землях, принадлежащих правительствам отдельных штатов.

Большинство региональных программ стимулирования (около 40%) направлено на поддержание работы старых скважин (маргинальных, малодебитных и бездействующих). К маргинальным скважинам

относят малодобитные и близкие к ним по производительности скважины, но с характеристиками, существенно увеличивающими издержки эксплуатации (например, с высокой обводненностью добываемой нефти). Критерии для определения малодобитных скважин в разных штатах различны, но везде такие скважины приносят незначительные налоговые поступления. Многие штаты целенаправленно сокращают налоги для нефти и газа из старых скважин, чтобы получить косвенные эффекты от других (сопряженных) секторов экономики, обеспечить приемлемый уровень занятости.

Более четверти программ поощряют бурение новых скважин (как поисково-разведочных, так и эксплуатационных); около 15% программ поощряют методы увеличения нефте- и газоотдачи (включая вторичные и третичные методы).

В настоящее время к основным газодобывающим регионам США могут быть отнесены: Техас (около 27% добычи газа в 2001 г.), шельф Мексиканского залива (25%), Нью-Мексико (8,2%), Луизиана (7,6%), Оклахома (7,4%), Вайоминг (7,3%). При этом США являются одним из крупнейших производителей газа в мире. Ниже рассмотрим особенности (наиболее типичные, широко распространенные механизмы стимулирования) гибких подходов к налогообложению газового сектора в отдельных регионах США.

Оклахома

Нефтегазовый сектор является одним из наиболее важных в экономике штата Оклахома. Около 75% нефти в штате добывается из малорентабельных скважин, что определяет значение проблем, связанных с добычей маргинальных нефти и газа. Большая роль маргинальных скважин для экономики штата подтверждается и фактом создания в 1992 году специальной Комиссии по малорентабельным нефтяным и газовым скважинам (*Oklahoma Commission on Marginally Producing Oil and Gas Wells*)⁵³. Создание данной организационной структуры было ответом на вызовы, связанные с особенностями эволюции нефтегазовых провинций. В задачи этой комиссии входят:

– определение критериев, которые могут быть использованы для характеристики малорентабельных добывающих нефтяных и газовых скважин;

⁵³ *Oklahoma Commission on Marginally Producing Oil and Gas Wells*. URL: <http://www.state.ok.us>

- сбор и изучение информации о количестве, расположении, условиях проведения работ на малорентабельных скважинах;
- идентификация и оценка экономических и технических факторов, направленных на увеличение периода эксплуатации малорентабельных скважин;
- подготовка законодательных, регулирующих и технических мер, способствующих продлению периода функционирования малорентабельных скважин;
- сбор и публикация информации о вкладе малорентабельных скважин в экономику штата;
- взаимодействие со всеми федеральными и территориальными организациями в целях достижения всеобщего признания важности малорентабельных скважин в современной и будущей добыче нефти и газа;
- подготовка ежегодных докладов по методам и процедурам, направленным на продление эксплуатации малорентабельных скважин;
- исследование вопросов, которые могут быть значимыми с точки зрения продления периода эксплуатации малорентабельных скважин.

Краткая информация об основных программах стимулирования нефтегазодобычи, реализуемых на территории штата, представлена в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Программы стимулирования нефтегазового сектора в Оклахоме

№	Программа стимулирования	Цель	Содержание / Условия
О-1	Восстановление законсервированных и бездействующих нефтяных и газовых скважин (<i>Reactivation of Plugged and Abandoned</i>)	Переоценка и восстановление бездействующих (остановленных и законсервированных) скважин	Добыча из этой категории скважин освобождается от уплаты налога на добычу (production tax) на период до 28 месяцев с даты, когда было восстановлено производство

№	Программа стимулирования	Цель	Содержание / Условия
	<i>Wells</i>)		
О-2	Бездействующие нефтяные и газовые скважины (<i>Idle Wells</i>) ⁵⁴	Увеличение добычи на эксплуатируемых месторождениях	Для восстановленных скважин, которые не производили нефть или газ более 2 лет, применимы налоговые льготы в течение 28 месяцев
О-3	Новые разведочные (открывающие) скважины (<i>New Discovery Wells</i>)	Стимулирование открытия и разработки новых месторождений	Для добычи из новых разведочных скважин применимы льготы на 28 месяцев с момента первой продажи нефти или газа
О-4	Глубокие скважины (<i>Deep Wells</i>)	Стимулирование разработки запасов углеводородов (прежде всего, природного газа)	Налоговые стимулы предоставляются для скважин, пробуренных на глубину более 15 тыс. футов (~4572 м). Льготный период от даты первой продажи до момента окупаемости общих затрат на бурение скважин, но не более 28 месяцев

Луизиана

НГС играет важную роль в экономике Луизианы. Общий экономический эффект от бурения и добычи составляет около 1 млрд долл. в год за период 1997–2000 гг. Количество рабочих мест, создаваемых НГС, достигает 6,5 тыс.

Налогообложение природного газа на территории штата зависит от его цены. Конкретная ставка налога на добычу определяется базовой ставкой, которая в 1992 г. была снижена с 0,10 (~99 руб./тыс. м³) до 0,07 долл./тыс. фут³ (~69 руб./тыс. м³) газа, и индексом, отражающим изменение среднемесячных рыночных цен на газ по отношению к 1990 г.

На территории штата для стимулирования разведки и разработки нефтегазовых месторождений применяются пониженные ставки

⁵⁴ Нефтяные и газовые скважины, которые не были законсервированы (*abandoned*), но в настоящее время из них добыча не ведется.

Таблица 3.5

Программы стимулирования нефтегазового сектора в Луизиане

№	Программа стимулирования	Цель	Содержание / Условия
Л-1	Бездействующие скважины (<i>Idle Wells</i>)	Увеличение добычи на эксплуатируемых месторождениях	Эта категория скважин освобождаются от уплаты налога на добычу на 5 лет после начала добычи
Л-2	Горизонтальные/ новые/ глубокие газовые скважины (<i>Horizontal / New / Deep Gas or Condensate Wells</i>)	Стимулирование разработки запасов углеводородов (прежде всего, природного газа)	Скважины глубиной более 15 тыс. футов (~4572 м) освобождаются от уплаты роялти на 2 года или до момента окупаемости затрат (по более раннему наступлению события)
Л-3	Маргинальные газовые скважины (<i>Marginal Gas Wells</i>)	Увеличение добычи газа на эксплуатируемых месторождениях	Пониженная ставка налога на добычу (0,013 долл./ тыс. фут ³) применяется для скважин, добыча из которых не превышает 250 тыс. фут ³ (или ~ 7,1 тыс. м ³) газа в сутки

налога на добычу по целому ряду категорий скважин. Важнейшие с точки зрения газодобычи программы охарактеризованы в *табл. 3.5*.

Техас

Техас является одним из самых старых нефтегазодобывающих регионов мира. На его территории располагается большинство малодобитных и малорентабельных скважин, эксплуатируемых на территории США. Эксплуатация этих скважин обеспечивает занятость значительной части населения штата (*с учетом сопряженных сфер*).

На территории Техаса ряд программ стимулирования был применен впервые в США, например, **программа поощрения ввода бездействующих скважин**. Эта программа оказала заметное влияние на динамику развития техасской нефтегазовой промышленности. Успех, достигнутый в Техасе, способствовал тому, что затем эта программа была адаптирована еще, по крайней мере, в 9 штатах США.

Программа налоговых скидок для высокочатратного газа (*High-Cost Gas*, в совокупности с федеральными стимулами) способствовала бурению более 10 тыс. новых газовых скважин. В 1989–1995 гг. благодаря этим стимулам было пробурено 6 тыс. скважин, а в 1997–2000 гг. – еще более 3 тыс. Накопленная добыча газа из этих скважин составила более 5,2 трлн фут³ (примерно 147 млрд м³) стоимостью (у устья скважины) более 7,72 млрд долл. Общий – прямой и косвенный – экономический эффект бурения оценивается в 28,7 млрд долл. На долю высокочатратных скважин приходится около 20% добычи газа на территории штата.

Специальные правила при низких ценах на УВС. В период резкого падения цен на УВС (1998–1999 гг.) в Техасе было принято специальные нормы и правила, отменяющие взимание налога на добычу в определенных условиях:

- цена нефти на NYMEX для WTI ниже 15 долл./барр. в течение трех последовательных (следующих один за другим) месяцев;

- цена газа должна составлять менее 1,8 долл./млн ВТЕ (BTU) в течение трех последовательных (следующих один за другим) месяцев;

- при этом дебиты на участке недр по нефти не должны превышать 15 барр./сут., по газу – 90 тыс. фут³/сут. (~2,55 тыс. м³).

Условия освобождения от налога на добычу в период низких цен представлены в *табл. 3.6*.

Перечень основных программ стимулирования, реализуемых в НГС Техаса (с акцентом на газодобычу), представлен в *табл. 3.7*.

Таблица 3.6

Условия освобождения от налога на добычу

Период	Цена нефти, долл./барр.	Цена газа, долл./млн ВТЕ	Освобождение от налога на добычу: нефть	Освобождение от налога на добычу: газ
Ноябрь 1998	13,04	2,32		
Декабрь 1998	11,31	1,93		
Январь 1999	12,49	1,83		
Февраль 1999	12,02	1,77	да	Нет
Март 1999	14,68	1,80	да	Нет
Апрель 1999	17,30	2,16	да	Нет
Май 1999	17,17	2,27	нет	Нет
Июнь 1999	17,89	2,35	нет	Нет

Таблица 3.7

Программы стимулирования нефтегазодобычи в Техасе

№	Программа стимулирования	Цель	Содержание / Условия
T-1	Маргинальные газовые скважины (<i>Marginal Gas Wells</i>)	Увеличение добычи газа на эксплуатируемых месторождениях	Пониженная ставка налога на добычу применяется для скважин, добыча из которых в течение месяца не превышает 250 тыс. фут ³ (~7,1 тыс. м ³) газа в сутки
T-2	Высокозатратный газ (<i>High-Cost Gas</i>)	Поощрение бурения высокозатратных газовых скважин с учетом влияния на экономику штата	Скидки по налогу на добычу применимы к капиталоемким (высокозатратным) газовым скважинам. Ставка налога на добычу рассчитывается с учетом уровня реальных затрат на бурение скважины и средних затрат за соответствующий финансовый год. Налоговая скидка действует в течение первых 10 лет или пока накопленная стоимость налоговых скидок не достигнет 50% от затрат на бурение скважин
T-3	Временные скидки по роялти	Поддержка малодобитных скважин в условиях низких цен на нефть и газ	Разрешены временные скидки с налога на добычу в определенных условиях. Скидки применимы для скважин с дебитами по газу – не более 90 тыс. фут. ³ в сутки (~2,55 тыс. м ³). Цена газа не должна превышать 1,8 долл./BTU по котировкам NYMEX в течение 3 последовательных месяцев. Определяется общая сумма (в млн долл.) налоговых льгот за определенный период времени
T-4	Новые месторождения (<i>New Fields</i>)	Поощрение открытия новых нефтяных и газовых месторождений	Эта программа предоставляет скидку по налогу на добычу (<i>severance tax</i>) в размере 10 тыс. долл. для каждой новой скважины (открывающей новое месторождение). После открытия определенного количества новых месторождений скидка увеличивается до 25 тыс. долл.

№	Программа стимулирования	Цель	Содержание / Условия
T-5	Маргинальные скважины на землях штата (<i>Marginal Wells on State Land</i>)	Увеличение добычи на эксплуатируемых месторождениях	Скидки по роялти предоставляются для маргинальных скважин на период до 2 лет. В рамках лицензии должно добываться в среднем не более 15 барр. нефти или 90 тыс. фут ³ (~2,55 тыс. м ³) газа в сутки на скважину. После истечения 2-х летнего периода может быть произведено дополнительное сокращение налога. Эта скидка действует, когда средняя цена нефти ниже 25 долл./барр.

Аляска

Аляска является, прежде всего, нефтедобывающим штатом, тем не менее ее программы представляют особый интерес с точки зрения дифференцированного налогообложения. Данный штат считается относительно «молодым» (по сравнению, например, с Техасом) нефтегазовым регионом – добыча нефти на Аляске началась примерно в то же время, что и в Западной Сибири. В настоящее время Аляска является одним из основных нефтегазовых регионов Северной Америки. Аляска получает основную часть бюджетных доходов от разработки месторождений нефти и газа. Важнейшей составляющей бюджета штата являются налог на добычу при освоении ресурсов углеводородного сырья. На территории штата имеются перспективные неосвоенные и слабо изученные районы, для которых применимы специальные стимулы. Данные механизмы могут быть адаптированы и использованы при освоении новых районов в России, включая Ямал и Восточную Сибирь.

На Аляске осуществляется несколько программ по стимулированию разведки и разработки месторождений углеводородов⁵⁵. Например, программа налоговых скидок для разведки позволяет получить льготы при разведочном бурении и проведении геофизических работ в границах штата, независимо от того, в чьей собственно-

⁵⁵ *Exploration and Development Incentives* / Alaska Department of Natural Resources. URL: <http://www.state.al.us>.

сти находятся земли, на которых проводятся работы. Эта программа призвана поощрить ГРП и получить дополнительную геологическую информацию о недрах. Скидки могут быть применены для налога на добычу по нефти и газу, рентамс и даже для других налогов, поступающих в бюджет штата. Данные, полученные по результатам бурения, являются конфиденциальными в течение двух лет. Скидка не может превышать 50% соответствующих издержек на ГРП, если работы выполняются на землях штата, и 25%, если – на федеральных или частных землях. Аналогичные скидки предоставляет и федеральное правительство. Общая сумма скидок не может превышать 5 млн долл. на один проект. Главная цель региональной и федеральной программ состоит в поощрении ГРП на территории штата.

Налог на добычу. Для месторождений введенных в разработку после 1981 г. номинальная (базовая) ставка налога на добычу составляет 12,25% от стоимости продукции в месте добычи для первых 5 лет производства и 15% после этого. Ставка налога составляет 15% также и для всех месторождений, введенных в эксплуатацию до июня 1981 г. Минимальный уровень данного налога для нефти установлен в размере 0,8 долл./барр.⁵⁶ Ставка налога на добычу для газа составляет 10%, минимальный уровень налога – 0,064 долл./тыс. фут³ (около 63 руб./тыс. м³).

Правительство штата при формировании норм и правил ведения бизнеса в НГС исходит из того, что в течение жизни месторождения доходы от добычи нефти или газа (при фиксированном уровне цен) сокращаются, а текущие издержки остаются постоянными или растут. В некоторый момент времени (на поздних стадиях разработки) текущие издержки, включающие налог на добычу, начинают превышать величину валовых доходов, и месторождение становится нерентабельным – достигает предела экономической эффективности. Поскольку эффективность добычи сокращается, налоговые ставки для месторождения также должны снижаться. Разработанная на Аляске формула для расчета налога на добычу с учетом «фактора экономических ограничений» (*economic limit factor – ELF*), связанного с дебитами скважин и продуктивностью месторождений, обес-

⁵⁶ *Annual Report of Division Operations. Fiscal Year 2002. State of Alaska. – Department of Revenue: Tax Division. URL: www.tax.state.ak.us*

печивает гибкость системы налогообложения⁵⁷. В результате для небольших низкопродуктивных месторождений применяются пониженные ставки налога, а для крупных высокопродуктивных участков недр – высокие. В 2002 г. только 7 из 29 месторождений имели значения экономического фактора (ELF) более «0,1», при этом 5 крупнейших месторождений заплатили более 99% всего налога на добычу на территории Аляски (табл. 3.8).

Таблица 3.8

Ставка налога на добычу на крупнейших месторождениях Аляски

Месторождение	Экономический фактор (ELF)	Ставка налога, %
Prudhoe Bay	0,896	13,44
Appine	0,878	10,76
Nortstar	0,818	10,02
Kuparuk	0,353	5,30
Borealis	0,297	3,64

Аляскинский налог на добычу нефти и газа за свою историю (он был введен в 1955 г.) претерпел существенные изменения, которые представляют интерес с точки зрения формирования гибкой системы налогообложения. Например, в начале 1970-х годов применялась гибкая шкала налога в зависимости от дебитов скважин: ставка в размере 3% на первые 300 барр./сут. добычи на скважину, 5% – на следующие 700, 6% – на следующие 1500 и 8% на добычу, превышающую 2500 барр./сут. на скважину. Для экономического фактора применялось правило округления: если его расчетное значение превышало «0,7» в течение первых 10 лет добычи, то расчетное значение устанавливалось на максимальном уровне (равном «1») и соответственно скидки по данному налогу не применялись.

Поскольку средние уровни добычи и дебиты скважин в процессе разработки месторождений снижаются, средние ставки налога также сокращаются. В перспективе все меньшая доля добычи будет приходиться на старые крупные месторождения (с падающей динамикой), а новые перспективные месторождения являются относи-

⁵⁷ *Alaska Statutes and Regulations: Revenue and Taxation (Production Tax) / Alaska Department of Revenue. – Oil and Gas Audit Division, 1997.*

тельно небольшими. Следовательно, средняя ставка налога будет продолжать снижаться. Например, в 1994 г. средняя ставка составляла 13,5%, а в 2003 г. она снизилась до 7,7%.

Характеристики основных программ и механизмов стимулирования НГС (с акцентом на газодобычу) на Аляске представлены в табл. 3.9.

Таблица 3.9

Программы стимулирования НГС в штате Аляска

№	Программа стимулирования	Цель	Содержание / Условия
A-1	Скидки по роялти для слабо освоенных территорий (<i>Cook Inlet Royalty Reduction</i>)	Стимулирование добычи из неразрабатываемых и законсервированных месторождений на слабо освоенных территориях	Компании оплачивают роялти по ставке 5% на первые 25 млн барр. нефти и первые 35 млрд фут ³ (~1 млрд м ³) газа в течение 10 лет
A-2	«Фактор экономических ограничений» (<i>Economic limitation factor</i>)	Поддержка добычи на месторождениях (по мере ее снижения) и поощрение операторов бурить эксплуатационные скважины	Формула для расчета налога на добычу с учетом «фактора экономических ограничений» обеспечивает снижение ставок роялти, основываясь на дебитах скважин и продуктивности месторождений. На основе этой формулы большая группа мелких месторождений не платит данный налог. Крупные месторождения обычно не попадают под действие этой льготы
A-3	Налоговые скидки для разведки (<i>Exploration Incentive Credits</i>)	Поощрение ГРП на землях штата	Программа позволяет получить скидки при разведочном бурении на землях штата. Эта программа призвана поощрить ГРП и получить дополнительную геологическую информацию о недрах. Скидки могут быть применены для роялти по нефти и газу, рентаис и для других налогов, поступающих в бюджет штата

Следует отметить, что стимулирующие налоговые механизмы в США направлены на наиболее адекватный учет особенностей условий освоения запасов нефти и газа: зрелость нефтегазоносных провинций, уровень цен на УВС, эффективность добычи, влияние на социально-экономическое развитие конкретного региона.

3.3. Опыт стран Западной Европы в формировании гибкой системы налогообложения в НГС

3.3.1. Динамика методов налогового регулирования при освоении шельфа Северного моря

При формировании гибких систем налогообложения обязательным образом должна учитываться динамика освоения нефтегазовых провинций. С этой точки зрения особый интерес представляет опыт налогового регулирования при освоении ресурсов Северного моря и, прежде всего, в Норвегии и Великобритании – крупнейших нефтегазодобывающих странах Западной Европы.

Основные этапы развития нефтегазового сектора в Великобритании и Норвегии представлены в *табл. 3.10*.

Таблица 3.10

Динамика зрелости нефтяных провинций Северного моря: Великобритания и Норвегия

Этап развития	Великобритания	Норвегия
Первые ГРП	1965	1965
Первое открытие нефти	1968	1969
Специальное налогообложение	1975	1975
Прямое участие государства	1975	1969
Пик размера новых открытий	1979	1979
Первый пик добычи	1987	2001

Исторической точкой отсчета для специального налогообложения в Великобритании и Норвегии стал рост нефтяных цен в 1973–1974 гг., совпавший по времени со вступлением нефтегазовой провинции Северного моря в **фазу растущей добычи**. Это изменение обстоятельств обусловило необходимость изъятия рентных доходов с помощью новых фискальных инструментов. Если прежде в НГС

применялся обычный налог на прибыль, то после резкого повышения цен на УВС он перестал рассматриваться как действенный инструмент налогообложения НГС. Обычный налог на прибыль не гарантировал государству получение адекватной доли ренты, увеличение которой было связано с ростом цен на УВС⁵⁸. Перед Великобританией и Норвегией стояла задача построения такой налоговой системы, которая помогла бы изъять ренту в пользу государства, и в то же время создавала бы стимулы для разработки небольших месторождений и для повышения общей эффективности нефтегазовых операций в Северном море.

В каждой из названных стран были выбраны различные подходы к определению базы для специальных налогов. В Норвегии **специальный налог** стал взиматься с чистого дохода (после взимания налога на прибыль) нефтегазовых компаний. Специальный налог в норвежской системе стал налогом на сверхприбыль. В Великобритании правительство ввело **налог на нефтегазовые доходы (ННД)**, который сокращал базу налога на прибыль. Таким образом, структуры систем налогообложения в двух странах существенно различаются, но и в том и в другом случаях системы налогообложения НГС были модифицированы с целью более полного изъятия ренты, повышения гибкости и создания условий для получения нефтегазовыми компаниями определенного уровня прибыли.

3.3.2. Гибкое налоговое регулирование нефтегазового сектора в Великобритании

В структуре налогообложения НГС вплоть до введения в 1978 г. налога на нефтегазовые доходы главная роль принадлежала роялти, доля которых в общей сумме налоговых поступлений в период 1973–1977 гг. находилась на уровне 75–95% (рис. 3.7).

ННД (*Petroleum Revenue Tax*) – специальный налог с правилами, которые отражают особенности НГС. ННД – налог на сверхприбыли, взимается с отдельных месторождений (с учетом затрат на всю инфраструктуру для добычи УВС, которая может включать трубо-

⁵⁸ *Noreng O.* The concept of economic resource rent and its application in UK and Norwegian petroleum taxation. – Sandvika (Norway): Centre for Energy Studies; BI Norwegian School of Management, 1998.

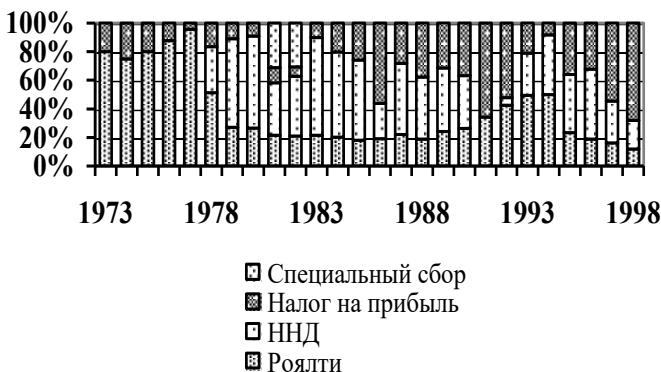


Рис. 3.7. Изменение структуры налоговых поступлений от добычи нефти в Великобритании

проводы и терминалы на суше). Издержки на других объектах не могут уменьшить налогооблагаемую базу для ННД. Этот налог в большей степени на денежные потоки (*cash flow*), а не на бухгалтерскую прибыль⁵⁹.

Сразу же после введения ННД стал играть важнейшую роль в налогообложении нефтегазового сектора. В 1979 г. ставка налога на нефтяные доходы была поднята с 45% до 60%, что в еще большей степени усилило его значение в период высоких цен на УВС. В 1980 г. последовало еще одно повышение налога – до 70%. В 1981–1982 гг. был введен дополнительный нефтегазовый сбор (*supplementary petroleum duty*), который взимался по ставке 20% от чистого дохода (предоставлялась скидка на первый миллион тонн добычи из месторождения). В 1983 г. правительство отменило дополнительный сбор, но ставка ННД была увеличена до 75%. Самой высокой доли в общем объеме налоговых платежей ННД достиг в 1983–1985 гг., когда его сумма находилась на уровне 6–7 млрд ф.ст. в год, что составляло 56–68% всей величины налоговых поступлений от нефтегазового сектора (рис. 3.7). Данное обстоятельство наглядно характеризует роль и значение дифференцированного налогообложения в период высоких цен на УВС.

В 1987 г. нефтегазодобыча в Великобритании достигла максимального уровня. Таким образом, можно считать, что в середине

⁵⁹URL: www.og.dti.gov.uk/taxation

1980-х годов нефтяная провинция континентального шельфа Великобритании вступила в стадию зрелости. После падения в 1985 г. цен на УВС, а также вступления НГС в **фазу стабильной добычи**, правительство Великобритании снизило ставки налогов и отрегулировало другие фискальные условия. Эти меры были связаны с необходимостью поддержания высокого уровня инвестиционной активности.

Главные изменения в условиях предоставления лицензий и в налоговой системе в начале 1990-х годов были вызваны сочетанием низких цен на УВС и высокой степени зрелости ресурсной базы. Изменения в процедуре лицензирования усилили гибкость регулирования НГС. Новые фискальные условия создали успешные стимулы для разработки относительно малых объектов. При добыче УВС из таких объектов не взимаются ни роялти, ни ННД. Как следствие, в настоящее время активно разрабатываются небольшие нефтегазовые месторождения.

Динамика структуры налоговых поступлений от добычи УВС в Великобритании свидетельствует о том, что:

- на стадии ранней добычи основным инструментом изъятия рентных доходов были роялти;
- на завершающей фазе растущей добычи и при переходе к стадии зрелости *большую* часть налоговых доходов приносил ННД;
- в настоящее время (на относительно ранней фазе стадии падающей добычи) роль специальных налогов ослабевает, и возрастает значение «обычного» налога на прибыль.

В целом за период 1964–1999 гг. структура налоговых поступлений выглядит следующим образом: ННД – 46,3%, налог на прибыль – 25,3%, роялти – 22,3%, специальный нефтегазовый сбор – 5,0%, лицензионные платежи – 1,2%. Преобладающая доля ННД в структуре налоговых доходов свидетельствует о большом значении специального прогрессивного налогообложения с точки зрения изъятия ренты (особенно в период зрелости нефтегазовой провинции и в условиях высоких цен на УВС). В настоящее время в Великобритании роялти не применяются при добыче УВС из месторождений, введенных в разработку после 1982 г.

Существенные изменения в налогообложение НГС в Великобритании произошли в 1993 г. Реформа была направлена на создание условий, которые стимулировали бы дальнейшее освоение ресурсов

шельфа, позволяя компаниям получать **большие** выгоды от разработки новых объектов или от технических инноваций или других форм снижения издержек (по сравнению с дополнительными инвестициями в существующие нефтяные и газовые месторождения). В результате, начиная с 1993 г., ставка ННД для «старых» месторождений была снижена с 75 до 50%; от уплаты налога были освобождены месторождения, добыча на которых началась после 15 марта 1993 г.

При взимании ННД также применялся ряд льгот и скидок.

– Добыча 250 тыс. т нефтяного эквивалента не облагается данным налогом (для всех месторождений, разработка которых началась до апреля 1982 г.).

– Определенные затраты, произведенные до момента окупаемости, квалифицируются для дополнительной скидки (*uplift*), равной 35% от соответствующих затрат.

– Гарантии минимальной рентабельности. Данные гарантии ограничивают уплату ННД, если ННД будет сокращать рентабельность проекта освоения месторождения ниже некоторого минимального уровня. Данные гарантии особенно важны в первые годы освоения месторождений. В общем виде данное условие требует, что если «посленалоговая» прибыль (в течение определенного периода) менее 15% от накопленных капитальных затрат, то ННД не взимается.

Таким образом, налоговый режим, применяемый к определенному месторождению, зависит от периода, в котором началась разработка. Так, например, в 1999 г. предельные уровни налогообложения НГС в Великобритании варьировались в довольно широких пределах: от 69,4% до 30% в зависимости от возраста месторождения и «налоговой позиции»:

– 69,4% – если платятся роялти, ННД и налог на прибыль (разработка месторождений началась до 1 апреля 1982 г.);

– 38,8% – если платятся роялти и налог на прибыль (начало разработки до 1 апреля 1982 г. и освобождение от ННД через различные скидки и льготы);

– 65% – если платятся ННД и налог на прибыль (разработка началась в период с 1 апреля 1982 г. по 15 марта 1993 г.);

– 30% – если платится только налог на прибыль (разработка началась в период с 1 апреля 1982 г. по 15 марта 1993 г. с освобождением от ННД или после 15 марта 1993 г.).

Одни из последних изменений в налогообложении НГС связаны с введением дополнительного сбора в размере 10% от прибыли НГС при работе на шельфе Северного моря (что отражает высокий уровень цен на УВС). Также была предоставлена возможность полного (100%-ого) списания капитальных затрат в первый год, что должно способствовать привлечению инвестиций в разработку новых месторождений. В последующем также были отменены роялти для всех месторождений (включая «старые» месторождения)⁶⁰.

Таким образом, система налогообложения НГС в Великобритании направлена на изъятие сверхприбыли, при этом дифференциация основывается на экономическом подходе.

3.3.3. Опыт гибкого налогообложения нефтегазового сектора в Норвегии

Во многом схожие тенденции (с точки зрения соответствия между стадиями зрелости нефтегазовой провинции и уровнями налогообложения) имели место и в Норвегии.

Высокий уровень активности на континентальном шельфе Великобритании был достигнут гораздо быстрее, чем в Норвегии. В обеих странах разведка на УВС началась почти одновременно (в 1965 г.), а первые открытия запасов углеводородного сырья были сделаны в 1968–1969 гг. Исходя из показателя средней величины новых открытий, можно считать, что стадия зрелости в НГС обеих стран наступила еще в 1980 г. Но основное различие состоит в том, что в 1980-е годы Великобритания более активно, чем Норвегия, вела нефтегазовые операции (было пробурено больше скважин и больше месторождений введено в разработку). Учитывая динамику добычи, можно утверждать, что стадия «пост-зрелости» в НГС Великобритании началась уже 1987–1988 гг., когда добыча стала снижаться.

Динамика объемов добычи в Норвегии свидетельствует о том, что снижение уровня налогообложения (связанное, в том числе, с изменением цен на УВС) позволило продлить фазу растущей добы-

⁶⁰ URL: www.og.dti.gov.uk/taxation. Данные на июнь 2005 г.

чи, хотя на несколько меньшем уровне, чем в Великобритании. В НГС Норвегии (также как и в Великобритании) максимальные уровни налогообложения имели место в 1982–1987 гг., а абсолютный пик пришелся на 1986 г., когда цены на УВС уже начали снижаться.

Иными словами, в обеих странах наблюдается некоторый временной лаг (длительностью в 1–2 года) между падением цен на УВС и ослаблением налогового режима, что свидетельствует о более сильной зависимости между уровнями налогообложения и динамикой добычи (степенью зрелости нефтегазовой провинции). После 1987 г. налоговая нагрузка в НГС Норвегии заметно снизилась и, прежде всего, по показателю суммы налогов, выраженной в местной валюте, в расчете на тонну нефтяного эквивалента.

Динамика структуры налоговых поступлений от добычи нефти (рис. 3.8) в Норвегии несколько отличается от британской. В Норвегии более значима роль налога на прибыль, который до 1993 г. вообще был доминирующим (в отдельные годы его доля в общей сумме налоговых поступлений превышала 50%). В 1979–1986 гг. роялти и специальный налог давали примерно одинаковую долю налоговых доходов.

В 1987–1990 гг., когда из-за падения цен на нефть резко снизилась прибыльность НГС, основным источником налоговых поступ-



Рис. 3.8. Изменение структуры налоговых поступлений от добычи углеводородов в Норвегии

лений стали роялти. Начиная с 1993 г., доминирующим в системе обложения НГС стал специальный налог, доля которого в общей величине налоговых поступлений в период с 1993 по 1998 г. колебалась вокруг отметки в 40% (значение роялти в это время устойчиво ослабевало). Лишь в 1999 г. удельный вес специального налога заметно снизился (до 33%). Вместе с ним упала и доля налога на прибыль, что объясняется, прежде всего, ростом других налогов (лицензионных платежей и платежей за загрязнение окружающей среды), уменьшающих прибыль нефтегазовых компаний.

В целом за период с 1979 по 1999 г. структура налоговых поступлений от добычи нефти в Норвегии выглядит следующим образом: налог на прибыль – более 41,4%, специальный налог – около 30%, роялти – 24,5%, лицензионные платежи и платежей за загрязнение окружающей среды (выбросы CO₂) – 4,5%.

Таким образом, сопоставление динамики добычи, цен на УВС и налоговой нагрузки свидетельствует о том, что в ведущих нефтегазодобывающих странах Западной Европы с помощью налоговых инструментов удалось либо продлить период растущей добычи (в Норвегии), либо на стадии «пост-зрелости» стабилизировать и увеличить уровень добычи УВС (в Великобритании). Этот опыт может быть весьма полезен для российских нефтегазовых провинций, находящихся на стадиях зрелости и падающей добычи.

Другой важный вывод состоит в том, что какого-то единого шаблона в вопросах налогового регулирования нефтегазового сектора не существует, а есть лишь более или менее общая схема, в рамках которой каждая страна (провинция, регион) может искать свои собственные подходы, соответствующие местным условиям и традициям. Вполне очевидно, что при формировании национальных систем налогообложения НГС Великобритания и Норвегия придерживаются очень близких подходов, но действующие в этих странах налоговые системы никак нельзя считать идентичными.

Еще один вывод заключается в том, что даже в странах с развитой рыночной экономикой между изменением условий функционирования НГС (в частности, ценовой конъюнктуры) и трансформацией налоговой системы существует определенный временной лаг. Судя по опыту Норвегии, для оценки происходящих изменений, принятия решений и адаптации нового налогового режима к изменившимся условиям может потребоваться 1–2 года.

3.3.4. Налогообложение газодобывающей промышленности в Нидерландах

На протяжении уже трех десятилетий Нидерланды являются одной из крупнейших газодобывающих стран мира. Голландский «газовый бум» начался с открытия и ввода в эксплуатацию (в 1963 г.) гигантского месторождения Гронинген, пик добычи на котором был достигнут в 1976 г. В начале 1970-х годов в разработку стали вовлекаться небольшие по запасам месторождения, в том числе находящиеся на шельфе Северного моря, что позволило со временем компенсировать падение добычи на Гронингене (рис. 3.9). Сегодня эксплуатация Гронингена играет в основном регулирующую роль в системе газообеспечения страны – месторождение используется в качестве естественного газохранилища⁶¹.

Пример Голландии интересен тем, что показывает (в уменьшенном масштабе) тот путь, по которому движется развитие газовой промышленности в России, включая уже пройденный этап – достижение пика и начало падения добычи на гигантских месторождениях, – и ту часть пути, которую нам еще предстоит пройти – замещение добычи на гигантских месторождениях за счет месторождений меньшего размера. Эксплуатация гигантских месторождений

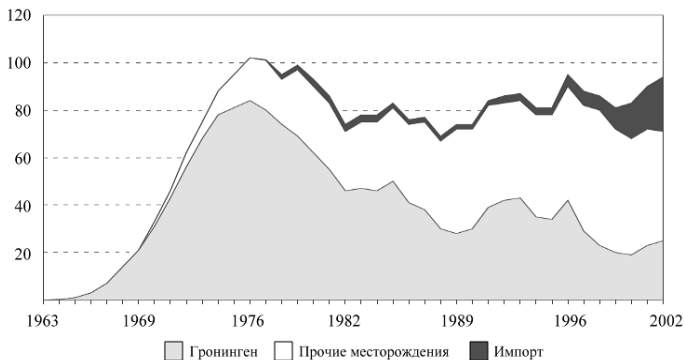


Рис. 3.9. Динамика объемов добычи и импорта природного газа в Нидерландах, млрд м³

⁶¹ Energy Policies of IEA Countries – Netherlands. Review – International Energy Agency. 2004.

(Гронингена – в Голландии; Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского и др. – в России) осуществляется на монопольной основе – в Голландии роль нашего «Газпрома» играет консорциум Shell/ExxonMobil. Ареал деятельности независимых добывающих компаний ограничивается относительно небольшими месторождениями. К тому же в Голландии (как и в России) на протяжении последних трех десятилетий доля природного газа в структуре потребления первичных энергоресурсов устойчиво держится на отметке, близкой к 50%. Можно сделать лишь поправку на то, что России в обозримом будущем вряд ли грозит стать газоимпортирующей страной.

Как и в других странах Западной Европы, освоение ресурсов природного газа в Голландии осуществляется на концессионной основе, а система налогообложения построена на принципах экономического подхода. Государство участвует в большинстве проектов по добыче газа с долей до 40–50%. Основными видами налогов являются специальный налог (доля государства в прибыли – *State Profit Share*) и налог на сверхприбыль от добычи газа (*табл. 3.11*). Налог на добычу (роялти) не играет существенной роли в голландской налоговой системе.

Для голландской налоговой системы в целом характерен незначительный уровень дифференциации ставок налогов, что объясняется сравнительно небольшими различиями в экономических показателях

Таблица 3.11

Показатели налоговой системы в газовой промышленности Нидерландов, %⁶²

Налог	Месторождения на шельфе	Месторождения на суше
Роялти	0	0 – 7
Специальный налог	50	50
Общий налог на прибыль	34,5	34,5
Налог на сверхприбыль	50	50
Доля государственного участия в проектах по добыче газа	0 / 40 / 50	0 / 40 / 50

⁶² Gas exploration and production at the Dutch Continental Shelf. – CPB Document. – №66. – Oct. 2004.

телях освоения месторождений: Гронинген находится в стадии затухающей добычи, что сближает его с большинством новых объектов освоения – мелкими месторождениями на суше и шельфе. Дополнительные издержки недропользователей, занятых разработкой шельфовых месторождений, компенсируются освобождением от уплаты роялти.

Гибкость системы регулирования газового сектора, ее стимулирующий характер обеспечиваются за счет:

- участия государства в проектах по добыче газа (государство принимает на себя до 40–50% расходов с адекватной долей в распределении первичного дохода, что снижает риски инвесторов);
- реализации специальной программы поддержки освоения малых месторождений (“*small-fields*” policy);
- применения метода ускоренной амортизации для шельфовых месторождений (7,2% против 5% для месторождений на суше);
- разрешения на консолидацию доходов и расходов недропользователя при одновременном осуществлении им нескольких небольших проектов (для целей налогообложения);
- специальных налоговых льгот (например, отсрочек по уплате налогов, которые действуют в период низких цен на природный газ) и проч.

Применение гибких подходов позволило, как видно на *рис. 3.9*, в течение 10–15 лет значительно нарастить добычу газа на небольших месторождениях, которые в своей совокупности сейчас играют главную роль в газовой промышленности Нидерландов.

В целом, опыт Великобритании, Норвегии и Голландии свидетельствует о том, что в современных условиях общей тенденцией развития налогообложения НГС является постепенный переход от непосредственного учета природных, географических и технологических особенностей месторождений к косвенному учету всех этих и многих других факторов через экономические показатели: прибыль, рентабельность, которые, в свою очередь, являются «производными» от таких показателей, как капитальные вложения, величина и структура затрат, стоимость добываемого и реализуемого УВС. Данный подход позволяет определить реальную создаваемую стои-

мость и выявить в ней долю ренты, подлежащей уплате государству⁶³.

3.4. Дифференциация в зависимости от глубины залежей (скважин)

В данном параграфе основное внимание будет уделено зарубежному опыту дифференциации налогообложения в газовом секторе в зависимости от глубины залежей (скважин).

Зависимость показателей издержек при добыче нефти и газа, а следовательно, и уровня рентабельности, от глубины залегания продуктивных пластов (глубины добывающих скважин) является едва ли не наиболее зримой, а корреляцию параметров «издержки» – «глубина скважин» можно считать наиболее устойчивой и легко поддающейся оценке. Поэтому, как показывает зарубежный опыт, во всех практически реализованных схемах гибкого налогообложения в НГС на основе производственного подхода в обязательном порядке присутствует элемент дифференциации роялти по признаку глубины скважин.

3.4.1. Зависимость издержек от глубины залежей (скважин)

Особый интерес представляют специальное законодательство и опыт стимулирования добычи нефти и газа в Северной Америке. Примеры США и Канады показывают, что система регулирования, направленная на более рациональное освоение ресурсов углеводородного сырья, играет важнейшую роль в развитии газодобычи. При этом в нормах действующего законодательства находят свое отражение объективные особенности и тенденции развития отрасли. Расчеты параметров налогообложения строятся на основе адекватной информации, детальным образом характеризующей состояние производства и активов, уровень и динамику издержек.

Например, в США государство владеет представительными базами данных, которые характеризуют развитие нефте- и газодобывающей промышленности. Формирование таких информационных систем является важнейшей предпосылкой разработки, принятия и последующего администрирования дифференцированных подходов

⁶³ Белов Ю.П., Макаркин Ю.Н. Рентный механизм дифференциации налогообложения в недропользовании// Минеральные ресурсы России. 2005. №1.

к налогообложению. В рамках Управления по энергетической информации Министерства энергетики США (*U.S. Department of Energy, EIA*) имеется обширная информация о нефтяных и газовых скважинах по целому ряду показателей, включая их глубины и соответствующие текущие и капитальные издержки (см. *табл. 3.12* и *табл. 3.13*). В представленных таблицах данные пересчитаны по отношению к показателям для глубины 4 тыс. футов (~1219 м), т.е. соответствует глубине скважин при разработке сеноманских газовых залежей.

Таблица 3.12

Агрегированные средние затраты на оборудование для газовых скважин в США (в зависимости от глубины скважин), по отношению к показателям для глубины 4 тыс. футов

Глубина, тыс. футов	Глубина, м	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
2	610	0,71	0,71	0,72	0,72	0,72	0,73	0,73	0,74
4	1219	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
8	2438	1,53	1,55	1,57	1,60	1,59	1,62	1,64	1,69
12	3658	2,19	2,23	2,29	2,34	2,34	2,37	2,40	2,42
16	4877	2,70	2,75	2,81	2,83	2,81	2,86	2,83	2,85

Сост. по: Costs and Indices for Domestic Oil and Gas Field Equipment and Production Operations: 1986 through 2002. – USA: U.S. Department of Energy, EIA. 2003.

Агрегированные данные, приведенные в *табл. 3.12*, свидетельствуют о том, что затраты на оборудование для газовых скважин существенно увеличиваются по мере роста глубин. Например, в рассматриваемом периоде (1995–2002 гг.) данные затраты для скважин глубиной 8 тыс. футов (~2438 м) были в 1,53–1,69 раза выше, чем для скважин глубиной 4 тыс. футов (~1219 м). Для скважин глубиной 8 тыс. футов (~3658 м) рост затрат на оборудование находится в диапазоне 2,19–2,42.

Аналогичные тенденции характерны и для соотношения текущих затрат на добычу газа в зависимости от глубины скважин (*табл. 3.13*). Так, в рассматриваемом периоде (1995–2002 гг.) текущие затраты для скважин глубиной 8 тыс. футов (~2438 м) были в 1,63–1,66 раза выше, чем для скважин глубиной 4 тыс. футов (~1219 м).

Для скважин глубиной 8 тыс. футов (~3658 м) рост затрат на оборудование находится в диапазоне 2,50–2,59.

Следует отметить, что агрегированные показатели, приведенные в *табл. 3.12* и *табл. 3.13*, могут существенно изменяться в зависимости от среднего уровня дебитов скважин по месторождениям и целым регионам (соответственно, стадии освоения определенной провинции).

Таблица 3.13

Агрегированные средние текущие затраты для газовых скважин в США (в зависимости от глубины скважин), по отношению к показателям для глубины 4 тыс. футов

Глубина, тыс. футов	Глубина, м	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
2	609,6	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,70	0,71
4	1219,2	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
8	2438,4	1,65	1,66	1,64	1,63	1,63	1,64	1,64	1,66
12	3657,6	2,06	2,10	2,07	2,05	2,05	2,08	2,07	2,06
16	4876,8	2,51	2,59	2,56	2,50	2,50	2,55	2,53	2,50

Сост. по: Costs and Indices for Domestic Oil and Gas Field Equipment and Production Operations: 1986 through 2002. – USA: U.S. Department of Energy, EIA. 2003.

Тенденции значительного роста издержек по мере увеличения глубины бурения скважин подтверждаются и российским опытом освоения нефтегазоконденсатных месторождений. Коэффициенты удорожания строительства скважин между сеноманом и валанжином для российских условий сопоставимы с соответствующими показателями для газовых скважин в США (см. *табл. 3.12*). Соответственно, можно сделать вывод о применимости схем дифференциации ставок налога на добычу газа по параметру глубины скважин и для российских условий.

3.4.2. Схемы дифференциации налогов на добычу газа в зависимости от глубины залежей (скважин): зарубежный опыт

В данном параграфе будут рассмотрены конкретные схемы дифференциации налогообложения в Канаде и США, а также при-

меры расчеты ставок роялти в добыче газа с учетом параметра глубины скважин (залежей).

Опыт канадской провинции Альберта

Канадские провинции, как уже отмечалось, реализуют целый ряд правительственных программ, направленных на стимулирование добычи углеводородного сырья. В провинции Альберта одной из таких программ, непосредственно затрагивающих газодобычу, является программа льгот по **роялти для глубоких газовых скважин** (*Deep Gas Royalty Holiday Program*)⁶⁴.

Правительство Альберты при реализации данной программы учитывает тот факт, что при бурении глубоких газовых скважин существенно увеличиваются затраты и, соответственно, снижается рентабельность последующей добычи газа. Программа позволяет часть добытого газа исключить из платежей по роялти с использованием гибкой шкалы. Данная шкала поставлена в зависимость от глубины добывающих скважин (*табл. 3.14*).

В Альберте льготы (скидки) по уплате роялти применяются для газовых скважин глубиной более 2500 м. Общий объем льгот ограничен определенной суммой в расчете на каждую глубокую скважину (максимальная сумма составляет 3,6 млн кан. долл. для скважин

Таблица 3.14

Зависимость льгот (скидок) по роялти для газовых скважин от их глубины

Глубина, м	Общий (накопленный) объем льгот, тыс. долл.	Приростные льготы, долл./м
2500	0	1000
3000	500	1000
3500	1000	1000
4000	1500	1300
4500	2150	1300
5000	2800	1600
5500	3600	–

⁶⁴ *Information* letter 85-29. Deep Gas Royalty Holiday Program. – Alberta Energy and Natural Resources. – Canada, 1985.

глубиной 5500 м). Указанную льготу можно использовать в течение 10 лет после окончания бурения.

Таблица 3.15

Пример действия скидки для глубоких скважин

Показатель	Ед. изм.	Годы				
		1	2	3	4	5
Глубина скважин	м	3000				
Скидка на скважину	тыс. долл.	500				
Фонд скважин	шт.	10	10	10	10	10
Сумма скидки, всего	млн долл.	5,00				
Дебит скважин	тыс. м ³ /сут.	20	20	20	20	20
Добыча в год	млн м ³	72	72	72	72	72
Цена газа	долл./тыс. м ³	100	100	100	100	100
Стоимость газа	млн долл.	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Ставка роялти номинальная	%	30	30	30	30	30
Роялти расчетные	млн долл.	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
Скидки фактические	млн долл.	2,16	2,16	0,68	0,00	0,00
Остаток скидки на начало года	млн долл.	5,00	2,84	0,68	0,00	0,00
Роялти фактические	млн долл.	0,00	0,00	1,48	2,16	2,16
Ставка роялти эффективная	%	0	0	21	30	30
Средняя ставка роялти за 5 лет	%	16,1				

В табл. 3.15 представлен пример расчета сумм налогообложения с учетом скидок по уплате роялти в динамике для первых пяти лет разработки лицензионного участка. Предполагается, что месторождение разрабатывается 10 скважинами, глубина которых составляет 3000 м. При этом предельная сумма льгот (скидки) по уплате роялти для каждой скважины составляет 500 тыс. долл. (см. табл. 3.15).

Данный пример показывает, что расчетная продолжительность действия льгот по уплате роялти составляет менее трех лет: в первые

два года недропользователь не уплачивает роялти, а в третий год – частично. В рамках принятых гипотез, начиная с четвертого года, недропользователь уплачивает роялти в полном объеме. Таким образом, весь объем предоставляемых скидок используется в течение первых трех лет. В результате эффективная ставка роялти в среднем за первые пять лет разработки составляет 16,1% при номинальной ставке на уровне 30%.

На *рис. 3.10* представлена расчетная продолжительность действия льгот по уплате роялти для объектов с различными глубинами скважин в соответствии принятой зависимостью (*табл. 3.14*). При этом приняты гипотезы, агрегировано характеризующие особенности функционирования НГС в Канаде: заданы фиксированные дебиты скважин (~30 тыс. м³/сут.), базовая ставка роялти (~30%), цены на газ (~100 долл./тыс. м³).

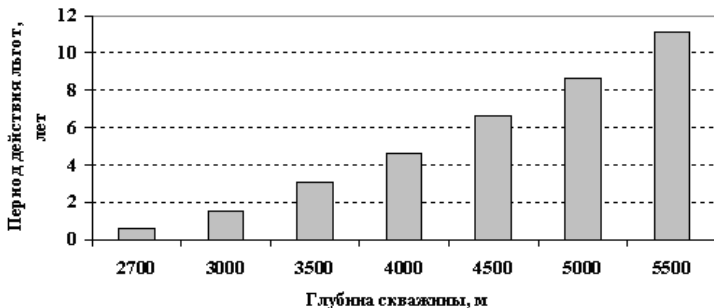


Рис. 3.10. Расчетная продолжительность действия скидки для глубоких скважин (условия Канады)

Таким образом, при фиксированных ценах на газ и производительности скважин по мере роста глубин увеличивается расчетная продолжительность действия льготы. Данное обстоятельство связано с тем, что возрастает сумма скидок по уплате налога (по мере роста глубин скважин).

Аналогичная ситуация будет наблюдаться, если мы попытаемся экстраполировать применение рассматриваемой схемы льгот по уплате налога на добычу газа и для российских условий (*рис. 3.11*). Но сама расчетная продолжительность действия данных льгот в абсолютном исчислении будет меньше (при шкале льгот, применяемой

в Альберте), поскольку при принятых гипотезах объем роялти (налога на добычу) в расчете на скважину в России будет выше, прежде всего, за счет более высокого уровня дебитов.

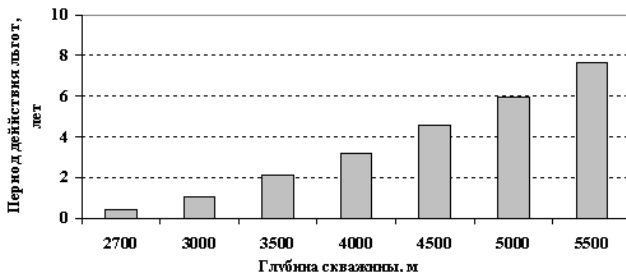


Рис. 3.11. Расчетная продолжительность действия льгот для глубоких скважин (условия России, формула для скидок Альберты)

Опыт канадской провинции Британская Колумбия

В других провинциях Канады при налогообложении нефтегазового сектора применяются подходы, во многом аналогичные тем, что разработаны в Альберте. В качестве примера приведем опыт налогового регулирования в провинции Британская Колумбия.

В провинции Британская Колумбия особое внимание уделяется программам стимулирования добычи из глубоких газовых скважин. Незарабатываемые ресурсы «глубокого» газа оцениваются на уровне 40% от остаточных запасов, залегающих в недрах данной провинции (что примерно соответствует ситуации в России). По мнению правительства провинции, хотя потенциальные выгоды разработки этих залежей высоки, их разработка также характеризуется повышенным уровнем издержек и риска. Скидки по роялти для глубоких скважин направлены на стимулирование геологоразведочных работ и максимизацию выгод от освоения уже открытых запасов⁶⁵.

При разработке данной программы правительством провинции были проанализированы затраты на бурение скважин. Были рассмотрены базы данных, характеризующие глубину скважин, динамику затрат на бурение, динамику объемов добычи газа, факторы,

⁶⁵ *Royalty Programs for Deep Gas Wells.* – Canada, British Columbia: Ministry of Provincial Revenue. – Bulletin PNG 001. – December 2003.

которые влияют на рост издержек. На основе этой информации были разработаны методики (таблицы и формулы) для скидок по роялти, целью которых являлась компенсация части дополнительных издержек для недропользователей (прежде всего, более высоких издержек бурения глубоких скважин).

В провинции реализуется несколько программ скидок по роялти для глубоких скважин (*Royalty Programs for Deep Gas Wells*):

- скидки (льготы) для обычных (вертикальных) глубоких скважин (*Deep Well Credit*);

- модифицированный порядок предоставления скидок для глубоких горизонтальных скважин (*Modified Deep Well Credit*);

- льготы для глубоких разведочных скважин в районах с неразвитой инфраструктурой (*Deep Discovery Well Exemption*). Новая скважина должна быть расположена на расстоянии не менее 20 км от любой другой скважины. Скидки по роялти для таких скважин предоставляются на период до трех лет или на объем добычи газа 283 млн м³ (какое из этих событий произойдет раньше);

- скидки при бурении вторых стволов (*Deep Re-entry Credit*).

Скидки по роялти (для обычных / вертикальных глубоких скважин) в Британской Колумбии разработаны для 4-х типов газа, которые определяются в зависимости от размещения скважин и от содержания серы, а также удаленности от населенных пунктов. По параметру «размещение скважин» выделяются две категории газа: «восточный» (*East*) и «западный» (*West*). Более высокий уровень скидок для категории «западный» отражает слабую геологическую изученность соответствующих районов провинции, большую удаленность скважин от уже созданной инфраструктуры (потенциальных потребителей).

По параметру содержания серы рассматриваются две категории газа: обычный (*Sweet*) и сернистый (*Special Sour*) газ. Причем категория «сернистый газ» учитывает и удаленность месторождений от населенных пунктов.

В результате на территории провинции с точки зрения налоговых скидок для глубоких скважин рассматриваются следующие типы газа:

- Тип газа 1. Западный сернистый газ (*West Special Sour*);

- Тип газа 2. Восточный сернистый газ (*East Special Sour*);

– Тип газа 3. Западный обычный (малосернистый) газ (*West Sweet*);

– Тип газа 4. Восточный обычный (малосернистый) газ (*East Sweet*).

Особенности порядка определения объема скидок в зависимости от глубины скважин для различных типов газа представлены в *табл. 3.16*. При этом следует отметить, что основной прирост скидки по роялти имеет место для глубин в диапазоне от 2500 до 3000 м.

Таблица 3.16

**Скидки по роялти в зависимости от глубины скважин
в провинции Британская Колумбия**

Глубина скважин, м	Тип газа 1		Тип газа 2		Тип газа 3		Тип газа 4	
	Накопл. тыс. долл.	Прирост долл./м	Накопл. тыс. долл.	Прирост долл./м	Накопл. тыс. долл.	Прирост долл./м	Накопл. тыс. долл.	Прирост долл./м
2500	0	4200	0	1500	0	3800	0	1400
3000	2100	600	750	650	1900	550	700	600
3500	2400	700	1075	750	2175	600	1000	700
4000	2750	800	1450	850	2475	700	1350	800
4500	3150	900	1875	1000	2825	800	1750	900
5000	3600	1000	2375	1100	3225	900	2200	1000
5500	4100	–	2925	–	3675	–	2700	–

В соответствии с данной методикой для скважин с глубиной, например 3100 м (тип газа 1) скидка по роялти составит:

$$2100 + (3100 - 3000) \times 0,600 = 2160 \text{ тыс. долл.}$$

Следует отметить, что наибольший объем скидок имеет место для типа газа 1 и типа газа 3 (*рис. 3.12*), т.е. важнейшее значение имеет место / район размещения скважин на территории провинции (что является хорошо администрируемым параметром).

В Британской Колумбии особые скидки предназначены для глубоких **горизонтальных** скважин. Для них скидки начинают использоваться с глубины 2300 м. Общая «эффективная» глубина для горизонтальных скважин рассчитывается по особой формуле с учетом фактора «длина горизонтального участка». При этом методика расчета скидок остается прежней (см. *табл. 3.16*).

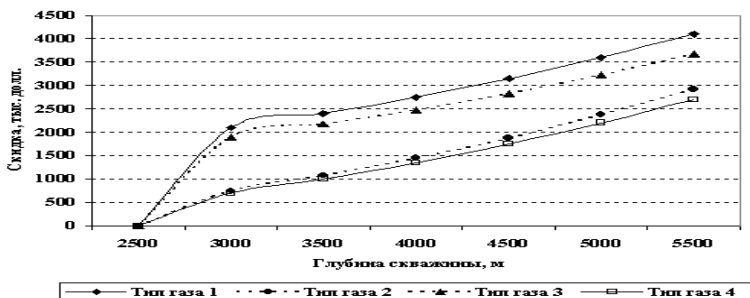


Рис. 3.12. Зависимость скидки по роялти (накопленной) от глубины скважин

Скидки для глубоких горизонтальных скважин представляются актуальными и в российских условиях. Например, при разработке Юрхаровского месторождения широко применялось бурение эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием.⁶⁶ Применялась также технология бурения пологих субгоризонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000–1500 м. Добыча газа из подобных объектов также должна быть предметом льготного налогообложения.

Стимулирование добычи углеводородного сырья в США (шельф)

На шельфе США применяются механизмы стимулирования, разрабатываемые федеральным правительством. В отличие от подходов, реализуемых в канадских провинциях, на шельфе США используются скидки для определенного объема добытого газа. Пример шкалы скидок для вертикальных скважин представлен в табл. 3.17.

Таблица 3.17

Скидки по роялти в зависимости глубины скважин (лицензионный участок на шельфе США, Мексиканский залив)

Глубина скважин		Льготный газ	
тыс. футов	м	млрд фут ³	млн м ³
От 15 до 18	От 4572 до 5486	15	425
Свыше 18	Свыше 5486	25	708

⁶⁶ Юрхаровский прирост: «НОВАТЭК» наращивает добычную базу // Нефть и капитал. – 2005. – № 1-2. – С. 18–21.

В табл. 3.18 представлен пример действия данной скидки (методика реализуется для шельфа США, Мексиканский залив) в динамике. Исходные данные (дебиты, глубины, цены, уровень роялти, параметры льготной схемы) приближены к реальным условиям разработки газовых месторождений. Предполагается, что месторождение разрабатывается 3 скважинами, пробуренными на глубину 5000 м. При этом льготный (по роялти) объем добычи для лицензионного участка составляет 425 млн м³ (см. табл. 3.17).

Таблица 3.18

Пример действия скидки для глубоких скважин в США (методика для шельфа)

Показатель	Ед. изм.	Годы				
		1	2	3	4	5
Глубина скважин	м	5000				
Лимит объема льготной добычи	млн м ³	425				
Фонд скважин	шт.	3	3	3	3	3
Дебит скважин	тыс.м ³ /сут.	250	250	250	250	250
Добыча в год	млн м ³	270	270	270	270	270
Цена газа	долл./ тыс.м ³	100	100	100	100	100
Стоимость газа	млн долл.	27	27	27	27	27
Ставка роялти номинальная	%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%
Роялти расчетные	млн долл.	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46
Остаток льготного лимита на нач. года	млн м ³	425	155	0	0	0
Объем льготной добычи	млн м ³	270	155	0	0	0
Роялти фактические	млн долл.	0,00	1,90	4,46	4,46	4,46
Ставка роялти эффективная	%	0,0%	7,0%	16,5%	16,5%	16,5%
Средняя ставка роялти за 5 лет	%	11,3%				

Данный пример свидетельствует о том, что в рамках принятых гипотез расчетная продолжительность действия скидки составляет

менее двух лет: первый год недропользователь не уплачивает роялти, а во второй год – частично. Начиная с третьего года недропользователь уплачивает роялти в полном объеме: фактический уровень роялти равняется расчетному, остаток скидки на начало года (третий год) равен нулю. Таким образом, весь объем предоставляемых скидок используется в течение первых двух лет. В результате эффективная ставка роялти в среднем за пять лет составляет 11,3% при номинальной ставке на уровне 16,5%.

3.4.3. Анализ применимости североамериканских схем дифференциации роялти в условиях России

Применяемые в США и Канаде схемы дифференцированного налогообложения газодобывающей отрасли имеют много общего. Основное различие между ними заключается в том, что в канадской схеме предельная сумма льгот определяется непосредственно в денежном выражении, а в американской – через установление лимитов на льготируемые объемы добычи газа. Обе схемы характеризуются высокой степенью прозрачности расчета сумм налоговых льгот, который, в свою очередь, опирается на прозрачные принципы отбора дифференцирующих параметров. Все это обуславливает и простоту администрирования в рамках действующей системы дифференцирования налогов.

Однако, как мы полагаем, отмеченная простота в значительной степени является кажущейся. Дело в том, что рассмотренные системы налогообложения формировались и отлаживались в течение длительного времени, а в основе их действия лежит исчерпывающая информационная база. США и Канада относятся к числу «старых» нефтегазодобывающих стран, где потребность в гибком налогообложении НГС возникла не сегодня и не вчера, а еще несколько десятилетий назад. За долгие годы не только сформировались сами системы гибкого налогообложения, параметры которых зачастую определялись эмпирическим путем, но и была накоплена огромная по объемам информация – геологическая, технико-экономическая, конъюнктурная и проч., – необходимая для расчета и обоснования рационального уровня налогообложения.

Следует обратить особое внимание на то, что ставки льгот в североамериканских схемах исчисляются непосредственно в денежных единицах, а предельные суммы льгот измеряются либо в стои-

мостном, либо в натуральном выражении (что легко пересчитывается в «живые» деньги). Применимость подобного подхода в условиях США и Канады обусловлена устоявшейся системой рыночных отношений – не только и не столько в газовой промышленности, сколько в экономике в целом. Наличие стабильно функционирующих рынков материально-технических ресурсов, труда и капитала является необходимой объективной предпосылкой работоспособности построенной системы дифференцированного налогообложения в НГС, ибо только в этих условиях возможно достоверное (в требуемой степени) прогнозирование издержек и доходов при освоении месторождений нефти и газа.

Североамериканские системы налогообложения нефте- и газодобычи имеют ярко выраженный стимулирующий характер, фискальная составляющая в них играет второстепенную роль. Так, в структуре доходов федерального бюджета США удельный вес нефтяной ренты составляет считанные доли процента, незначителен удельный вес налогов от добычи УВС и в бюджетах штатов (за исключением Аляски, где добыча нефти дает примерно половину налоговых поступлений). Поэтому у американских властей отсутствует сколько-нибудь заметная фискальная заинтересованность по отношению к НГС. В условиях США НГС выполняет прежде всего две функции:

– *во-первых*, является источником необходимых топливно-энергетических ресурсов;

– *во-вторых*, играет роль «локомотива экономики» – центра, генерирующего многомиллиардный спрос на продукцию и услуги других отраслей национальной экономики.

Поэтому и федеральные, и региональные интересы в США фокусируются, главным образом, на задачах стимулирования, поощрения хозяйственной активности в сфере нефте- и газодобычи. Но при этом меры стимулирования, включая применение гибкого налогообложения, не выходят за границы разумного. Из рассмотренных выше примеров льготирования платежей по роялти в газодобыче хорошо видно, что ограничение суммарных размеров льгот, по сути дела, лимитирует срок их действия. Фактически действие льгот распространяется только на начальный период разработки месторождений, когда недропользователи нуждаются в наибольшем притоке денежной наличности для возмещения понесенных затрат (инвестиций).

На стадии же нормальной эксплуатации – по завершении периода окупаемости капитальных вложений – льготы для большинства недропользователей отсутствуют, ибо полагается, что эти льготы просто не нужны при условии эффективной хозяйственной деятельности (что тоже является нормой).

В России же пока что складывается совершенно иная ситуация. Фискальная составляющая в процессе развития НГС играет едва ли не главную роль. Отсюда вытекает два важных обстоятельства:

– *во-первых*, нефте- и газодобывающие компании несут высокую налоговую нагрузку (прежде всего в форме платежей по налогу на добычу полезных ископаемых);

– *во-вторых*, принципиально невозможен переход к гибкой налоговой системе, если он повлечет за собой сколько-нибудь значительное сокращение бюджетных доходов.

Поэтому при формировании гибкой системы налогообложения – особенно в части налога на добычу нефти и газа – необходимо соблюдение определенного баланса между стимулирующим и фискальным началом. Соответственно, предоставление налоговых льгот одним недропользователям должно компенсироваться усилением налоговой нагрузки на других. Либо предоставление льгот должно четко увязываться с ситуациями альтернативного выбора: будет тот или иной объект введен в эксплуатацию в условиях обычного налогового режима или нет, т.е. получит ли государство хотя бы небольшой доход в виде налоговых платежей от дополнительной добычи УВС или не получит ничего.

Российская экономика в целом все еще находится на стадии трансформации, идет процесс становления рыночных отношений и экономической системы рыночного типа (в современном ее представлении, а не по образцам вековой давности). При этом с точки зрения анализа проблемы налогообложения в газовой промышленности важным является не только фактическое отсутствие рынка газа, но и неразвитость рынка оборудования и сервисных услуг (включая выполнение буровых и строительно-монтажных работ), а также соответствующей информационной инфраструктуры рынка. Отсюда вытекают проблемы с расчетом и прогнозированием экономических параметров разработки месторождений, а следовательно, и параметров налоговой системы. Характерно, что часто и при расчете технико-экономических показателей при проектировании разработки

месторождений в основном используются не показатели реальных рыночных цен на оборудование, материалы и пр., а цены базового года (например, 1991 г.), пересчитанные с одинаковым повышающим коэффициентом.

Отсутствие устоявшихся ценовых пропорций в настоящее время значительно усложняет возможность применения гибкой налоговой системы с исчислением льгот в абсолютном стоимостном выражении (т.е. по американско-канадскому образцу). Другое препятствие видится в государственном регулировании цен в газовом секторе. Постоянный пересмотр цен и тарифов неизбежно должен сопровождаться (как минимум ежегодно) и корректировкой параметров налоговой системы – ставок и предельных сумм льгот (что является процессом отнюдь не бесконфликтным). Иными словами, сложность администрирования налоговой системы североамериканского типа в условиях России окажется большей, чем в США или Канаде.

Поэтому в российских условиях при построении системы гибкого налогообложения в рамках производственного подхода следует отдать предпочтение иным формам предоставления льгот по уплате налога на добычу газа – не в абсолютном (например, определенная сумма в тысячах рублей на скважину), а в относительном исчислении, т.е. в процентном (долевом) отношении к основной ставке налога. Выраженная в долевом отношении скидка к основной ставке налога должна дифференцироваться по некоторой шкале в зависимости от глубины залежей (скважин). При этом не имеет принципиального значения: взимается ли сам налог по специфической (в руб./тыс. м³ добытого газа) или адвалорной (в процентах к стоимости добытой продукции) ставке.

При переходе к налоговой схеме, включающей льготы (скидки) в долевом выражении основная сложность будет заключаться в изначальном определении шкалы дифференцирующего показателя (глубины скважин) и обоснованных значений поправочного коэффициента (доли) к основной ставке налога на добычу. На стадии «эксплуатации» параметры подобной схемы не нуждаются в постоянной корректировке – поправки должны вноситься только в том случае, если первоначальные расчеты (на этапе разработки) оказались недостаточно обоснованными, либо в случае каких-либо радикальных изменений экономической ситуации (например, при резком изменении уровня цен на продукцию газодобывающей промышленности).

4. ПРАКТИЧЕСКАЯ МЕТОДИКА ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОГО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ: ВАРИАНТЫ ПОСТРОЕНИЯ И ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

В данной главе будут рассмотрены варианты построения **практической методики дифференцированного налогообложения в газовом секторе** с учетом одного из главных факторов, обуславливающих изменение уровня затрат на добычу газа, а именно: с учетом **глубины скважин (залежей)**. Указанные варианты методики построены исходя из критического анализа и обобщения зарубежного опыта гибкого налогообложения газодобычи, а также тех подходов, которые были разработаны применительно к условиям НГС России.

Гибкость налогообложения не является самоцелью, а должна служить стимулом для развития НГС. Собственно, в этом и заключается главная цель дифференциации налогообложения, и таковая цель неизменно образом должна учитываться при разработке практической методики.

Стимулирующая роль гибкого налогообложения, если не принимать в расчет факторы социально-экономического характера, а только производственные, включает две основные компоненты:

- стимулирование ввода в разработку новых месторождений и залежей;
- продление периода эксплуатации старых месторождений и залежей в условиях падения добычи и роста удельных издержек.

Определенные стимулы (в форме налоговых льгот) на начальном этапе разработки необходимы практически для любого месторождения. При этом должны учитываться не только текущие обстоятельства – необходимость осуществления инвестиций в соответствии с проектом разработки, но и предшествующие – ранее произведенные затраты, связанные с выполнением геологоразведочных работ. Но особое значение стимулы на начальном этапе разработки имеют для низкорентабельных и субрентабельных объектов – в отношении такого рода объектов с высокой степенью вероятности можно сказать, что они просто не будут вводиться в эксплуатацию в условиях применения общего налогового режима. Дифференциация налогообложения, применение специальных льгот в данном случае

является необходимым условием для ввода месторождений в разработку.

Почти то же самое можно сказать и о стимулирующей роли гибкого налогообложения на поздних стадиях разработки с той лишь разницей, что при этом возрастает значение точности оценок соотношения текущих выгод и издержек (текущей рентабельности). Уровень текущей рентабельности может значительно различаться на разных объектах, что предполагает необходимость введения некоторой шкалы льгот в зависимости от уровня рентабельности добычи, т.е. речь идет о необходимости применения элементов экономического подхода при построении гибкой системы налогообложения.

Говоря о целевых установках и стимулирующей роли гибкого налогообложения, следует отметить объективное совпадение интересов государства (собственника недр), компаний-недропользователей и потенциальных инвесторов. Можно сказать, что государство даже в большей степени должно быть заинтересовано в применении гибких налоговых схем, поскольку располагает меньшей свободой действий по сравнению с частными компаниями и финансовыми институтами. Последние могут просто отказаться от осуществления невыгодных или слишком рискованных проектов по разработке месторождений нефти и газа, переместить свою активность в другие регионы и другие сферы деятельности. Государство же понесет прямые финансовые потери в связи с сокращением налоговых платежей, что, в свою очередь, будет обусловлено снижением хозяйственной активности в НГС.

4.1. Варианты методики дифференциации налогообложения

Экспериментальные расчеты были проведены на основе объектов четырех типов:

Объект 1 – высокорентабельная сеноманская залежь;

Объект 2 – высокорентабельная валанжинская залежь;

Объект 3 – валанжинская залежь со средним уровнем рентабельности освоения;

Объект 4 – низкорентабельная валанжинская залежь.

Указанный набор объектов является достаточно представительным для анализа условий налогообложения и оценки возможных

вариантов дифференциации ставок налога на добычу газа, по крайней мере, на стадии разработки методики. Важно, что в составленном наборе присутствуют объекты с различным уровнем рентабельности, включая объекты с относительно низкой рентабельностью разработки, которые являются первоочередными для применения льгот.

В процессе обработки имеющиеся исходные данные по ценам, затратам и режиму налогообложения были приведены к сопоставимому виду по условиям 2004 г. Например, базовые ставки налога на добычу приняты на уровне: по газу – 107 руб./тыс. м³; по конденсату – 17,5%.

4.1.1. Простая дифференциация

Вариант 1. Применение пониженных ставок налога на добычу газа, дифференцированных в зависимости от глубины скважин для всех месторождений на весь период разработки и без учета показателей рентабельности производства.

В данном варианте дифференциация ставок может быть осуществлена путем введения поправочных коэффициентов к общей ставке налога при добыче газа из глубоких скважин. Для определения конкретных ставок НДС по газу применима простая формула:

$$R_s = R \cdot K_s$$

где:

R – базовая ставка налога на добычу для природного газа, руб./тыс. м³ (107 руб./тыс. м³ – расчетная, 135 руб./тыс. м³ – текущая, 147 руб./тыс. м³ – в 2006 г.);

R_s – конкретная ставка налога на добычу для скважин определенной глубины, руб./тыс. м³;

K_s – поправочный коэффициент для скважин определенной глубины.

Это самый простой из возможных подходов, для отражения которого в налоговом законодательстве следует ввести соответствующую поправку в главу 26 Налогового кодекса РФ «Налог на добычу полезных ископаемых», ст. 342 «Налоговая ставка».

В первом приближении шкалу глубин добывающих скважин и поправочных коэффициентов можно представить в следующем виде.

Приведенные в *табл. 4.1* диапазоны глубин скважин и значения поправочного коэффициента (**K_s**) являются предварительными и

Таблица 4.1

Примерные диапазоны глубин скважин и значений поправочного коэффициента при простой дифференциации налога на добычу газа

Глубина скважин, м	Значение K_s	Обоснование выбора диапазона глубин
Менее 1700	1,0	Предел глубин залегания «сеноманских» отложений
1700 – 3200	0,7 – 0,8	Укрупненные пределы глубин залегания неокомских («валанжинских») залежей
3200 – 4000	0,5 – 0,7	Укрупненные пределы глубин залегания («ачимовских») залежей
Более 4000	менее 0,5	Сверхглубокие газоносные залежи (пример – Астраханское месторождение)

подлежат уточнению путем проведения экспериментальных оценочных расчетов по большому числу объектов (газоносных залежей, месторождений).

Главным **достоинством** рассматриваемого варианта является его **абсолютная простота с точки зрения администрирования**. Данный подход практически в неизменном виде может использоваться в условиях применения и специфических, и адвалорных ставок налога на добычу газа.

Однако указанная простота имеет обратную сторону в виде **целого ряда недостатков**, связанных с тем, что нивелируется множество различий в условиях эксплуатации разных месторождений, что в конечном счете ведет к относительному **сокращению налоговых доходов государства**.

Для решения данной проблемы при введении простой дифференциации НДС по газу следует осуществить дополнительные меры (выборочно или вместе):

- повысить базовую (общую ставку налога на добычу газа);
- ограничить перечень объектов (месторождений), в отношении которых может применяться дифференциация ставок налога.

Повышение общей ставки налога на добычу газа представляется мерой труднореализуемой и весьма непопулярной, так как прежде всего она затронет текущие интересы «Газпрома» – наиболее крупного производителя природного газа (в основном сеноманского) и налогоплательщика.

Более разумным и практически оправданным представляется использование пообъектных ограничений, определенных таким образом, чтобы они распространялись на месторождения, по которым действительно необходимо применение льгот. При этом может быть использован опыт зарубежных стран, в которых применяются дифференцированные (пониженные) ставки роялти для месторождений, введенных в эксплуатацию в разные периоды времени⁶⁷. Возможные диапазоны ограничений:

– в самом простом случае – для месторождений, вводимых в разработку после принятия поправок к налоговому законодательству.

– более рационально – для месторождений, введенных в разработку начиная с 2003 г.

При этом льготы автоматически не будут распространяться на наиболее крупные и высокопродуктивные месторождения (Уренгой, Ямбург), а затронут лишь новые и относительно менее эффективные месторождения. Тем самым удастся соблюсти текущие фискальные интересы государства, а также избежать увеличения налоговой нагрузки на «Газпром», который в противном случае может стать реальным оппонентом перехода к дифференцированному налогообложению добычи газа.

4.1.2. Простая дифференциация с временными ограничениями

Вариант 2. Применение пониженных ставок налога на добычу газа, дифференцированных в зависимости от глубины скважин на определенных этапах разработки месторождений и без учета показателей рентабельности производства.

По формуле расчета дифференцированных ставок налога на добычу данный вариант ничем не отличается от предыдущего. Принципиальное его отличие состоит в том, что применение дифференцированных (пониженных) ставок допускается только на определен-

⁶⁷ При этом учитывается естественная динамика освоения ресурсов нефтегазоносных провинций, когда в первую очередь вовлекаются в разработку наиболее крупные и высокопродуктивные месторождения (не нуждаются в льготах), а небольшие и относительно менее эффективные – в последнюю.

ных этапах разработки месторождений, например, на начальной (в первые 5–7 лет разработки) и на завершающей (после 20-го года). Кроме того, при данном подходе возможно применение льгот и для месторождений (залежей) сеноманского газа.

Выбор временных диапазонов применения пониженных ставок может основываться на динамике различных показателей рентабельности производства и, в частности, показателя текущей рентабельности затрат (коэффициента выгоды/затраты без дисконтирования), который является наиболее простым и прозрачным с точки зрения подсчета. На *рис. 4.1* показана динамика показателя текущей рентабельности затрат по добывающим объектам 4-х типов, средневзвешенного показателя и аппроксимированного тренда полиномиального типа.

Как видно по динамике тренда, общий график показателя рентабельности затрат довольно четко разделяется на 3 участка:

– 1-й (с 1-го по 7-й год разработки) – устойчивое повышение рентабельности, рост объемов добычи, период осуществления и окупаемости инвестиций;

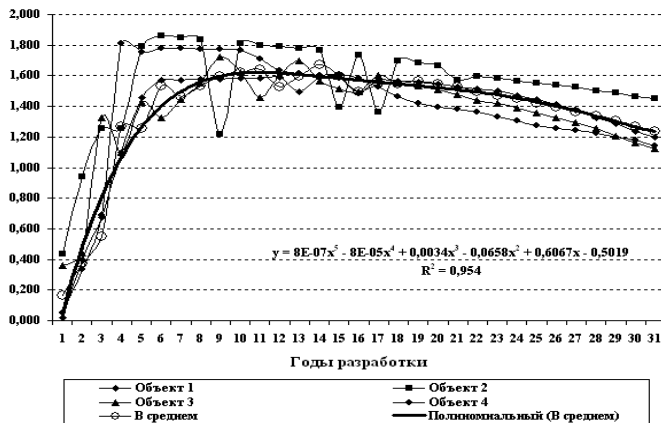


Рис. 4.1. Динамика показателя текущей рентабельности затрат при добыче газа

– 2-й (с 8-го по 20-й год разработки) – достижение максимума рентабельности и сохранение ее на стабильно высоком уровне, период получения наибольших выгод;

– 3-й (после 20-го года разработки) – устойчивое снижение рентабельности, падение добычи, завершающий период разработки.

Соответственно с этим можно определить и рамки периодов разработки для применения пониженных ставок налога на добычу (табл. 4.2), исчисляемых по формуле $R_s = R \cdot K_s$.

Таблица 4.2

Примерные значения поправочного коэффициента при простой дифференциации налога на добычу газа с разбивкой по периодам разработки месторождений

Глубина скважин, м	Значение K_s		
	С 1-го по 7-й год разработки	С 8-го по 20-й год разработки	С 21-го года разработки
Менее 1700	0,7 – 1,0	1,0	0,7 – 1,0
1700 – 3200	0,5 – 0,8	0,8 – 1,0	0,5 – 0,8
3200 – 4000	0,3 – 0,7	0,7 – 1,0	0,5 – 0,7
Более 4000	менее 0,3	0,5–0,7	менее 0,5

Продолжительность первого этапа в приведенной выше периодизации хорошо коррелируется со сроками окупаемости инвестиционных проектов, имеющих нормальный уровень внутренней нормы рентабельности (значения В.Н.Р. в диапазоне от 15 до 20%). Этот срок обычно составляет 7–8 лет. Тем не менее, построенную периодизацию разработки следует уточнить при проведении экспериментальных расчетов. В частности, представляется возможным сокращение расчетного времени начального этапа разработки до 4–5 лет с соответствующей сдвижкой по временной шкале 2-го и 3-го этапов. Такое сжатие длительности начального периода обуславливается вероятным повышением эффективности проектов и сокращением сроков окупаемости инвестиций вследствие применения налоговых льгот.

Возможна и более простая модификация рассматриваемой схемы, при которой действие льгот (скидок по налогу на добычу газа)

прямо ограничивается определенным числом лет (к примеру, от четырех до семи) с момента начала разработки.

Заметим, что при данном подходе возможно применение пониженных ставок налога на добычу и для месторождений (залей) сеноманского газа. Однако целесообразность такой меры должна быть обоснована путем анализа данных об ожидаемой эффективности освоения достаточно представительного набора новых месторождений.

4.1.3. Гибкая дифференциация с учетом уровня рентабельности

Вариант 3. Применение пониженных ставок налога на добычу газа, дифференцированных в зависимости от уровня рентабельности добычи.

Данный вариант методики дифференциации налогообложения основывается на принципах экономического подхода либо сочетания экономического и производственного подходов.

При формировании варианта прежде всего стоял вопрос о выборе показателя экономической эффективности, который стал бы основой для дифференциации ставок налога на добычу.

Например, в практике соглашений о разделе продукции (СРП) для дифференциации ставок роялти обычно применяется показатель «Р-фактора», т.е. соотношения накопленных с начала разработки месторождения дисконтированных затрат и выгод. Этот же принцип предлагалось использовать и при исчислении ставок налога на дополнительный доход от добычи нефти (положение, не вошедшее в принятый Налоговый кодекс). С точки зрения экономической теории это было бы наиболее правильно, но использование дисконтированных показателей на практике сопряжено с определенными методологическими и техническими трудностями.

Кроме того, показатель соотношения дисконтированных выгод и затрат никак не характеризует уровень эффективности производства на поздних стадиях освоения месторождений, что хорошо видно по графикам на *рис. 4.2*. Дифференциация ставки роялти на основе «Р-фактора», по сути, имеет смысл только на начальной стадии разработки, т.е. на период окупаемости инвестиций.

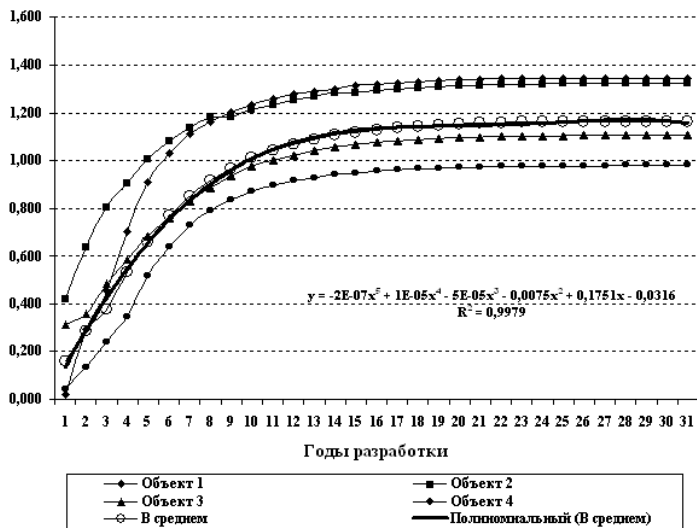


Рис. 4.2. Динамика показателя соотношения накопленных дисконтированных выгод и затрат при добыче газа

Поэтому в рассматриваемом варианте методики в качестве дифференцирующего параметра был выбран показатель простой (недисконтированной) рентабельности накопленных затрат

$$P(t) = V(t) / C(t)$$

где:

$P(t)$ – уровень рентабельности (коэффициент выгоды/затраты) в момент времени t (год, месяц);

$V(t)$ – общая сумма накопленных выгод от реализации продукции к моменту времени t ;

$C(t)$ – полная сумма капитальных и текущих затрат, включая уплаченные налоги к моменту времени t .

Сама же дифференциация ставок налога на добычу для каждого налогового периода может быть построена с использованием набора поправочных коэффициентов к общей ставке, увязанных со ступенчатой шкалой показателя рентабельности затрат (см. табл. 4.3) по формуле:

$$Rs(t) = R(t) * Ks(t),$$

где:

$R(t)$ – базовая ставка налога на добычу для природного газа, руб./тыс. м³;

$R_s(t)$ – конкретная ставка налога на добычу, зависящая от уровня рентабельности;

$K_s(t)$ – поправочный коэффициент соответственно ступени в шкале рентабельности, зависящий от уровня рентабельности за предшествующий налоговый период – $R(t-1)$.

Таблица 4.3

Примерная шкала показателя рентабельности затрат и значений поправочного коэффициента для дифференциации налога на добычу газа

Рентабельность	Значение $K_s(t)$	Пояснения
Менее 1,0	менее 0,2	На самой ранней стадии разработки в течение инвестиционного периода, на самой поздней стадии разработки («затухающая» добыча), в периоды конъюнктурных кризисов
От 1,0 до 1,1	0,2 – 0,4	В период наиболее эффективного функционирования на субрентабельных месторождениях
От 1,1 до 1,2	0,4 – 0,6	В период наиболее эффективного функционирования на низкорентабельных месторождениях
От 1,2 до 1,3	0,6 – 0,8	На ранней стадии ближе к моменту окупаемости инвестиций, на начальной фазе позднего периода разработки
От 1,3 и выше	1,0	В период наиболее эффективного функционирования на высокорентабельных месторождениях

Попутно заметим, что различие между использованием дисконтированных и недисконтированных стоимостных показателей в практическом аспекте сводится лишь к изменению абсолютных значений и «крутизны» ступенек дифференцирующей шкалы.

Рассмотренный подход к дифференциации ставок налога на добычу газа может быть применен к следующим **объектам**:

– ко всем месторождениям независимо от прочих условий разработки (глубины скважин/залежей, состава продукции, времени ввода в эксплуатацию);

– только к новым месторождениям независимо от глубины залежей/скважин и состава продукции;

– ко всем месторождениям с глубокозалегающими продуктивными пластами (валанжинские и ачимовские залежи), т.е. в сочетании с условием, что средняя глубина скважин должна быть не менее 1700 м;

– к новым месторождениям с глубокозалегающими продуктивными пластами (валанжинские и ачимовские залежи), т.е. в сочетании с условием, что средняя глубина скважин должна быть не менее 1700 м.

При этом расчет показателей рентабельности для газоконденсатных месторождений и залежей должен осуществляться с учетом стоимости всей добываемой продукции и полной суммы затрат на производство.

Вопрос о **периоде действия** льгот для данного варианта методики не имеет принципиального значения. Другое дело, что на разных этапах разработки (по аналогии с вариантом 2) возможно применение различных ступеней шкалы уровня рентабельности и различных поправочных коэффициентов к базовой ставке налога (см. *табл. 4.4*).

Таблица 4.4

Примерная шкала показателя рентабельности затрат и значений поправочного коэффициента для дифференциации налога на добычу газа с разбивкой по периодам разработки месторождений

Рентабельность	Значение $K_s(t)$		
	С 1-го по 7-й год разработки	С 8-го по 20-й год разработки	С 21-го года разработки
Менее 1,0	менее 0,2	менее 0,2	менее 0,2
От 1,0 до 1,1	0,2 – 0,3	0,2 – 0,5	0,2 – 0,4
От 1,1 до 1,2	0,3 – 0,5	0,5 – 0,8	0,4 – 0,6
От 1,2 до 1,3	0,5 – 0,7	0,8 – 1,0	0,6 – 0,8
От 1,3 и выше	0,7 – 1,0	1,0	0,8 – 1,0

Как альтернатива, возможно использование единой шкалы и общего набора поправочных коэффициентов для дифференциации налогообложения, но при этом следует рассмотреть возможность применения **различных базовых ставок налога на добычу для разных периодов разработки месторождений** (либо специального поправочного коэффициента). Тогда формула для расчетов ставки налога примет вид:

$$R_s(t) = R(t) * K_p * K_s(t)$$

где:

K_p – поправочный коэффициент к базовой ставке, зависящий от периода разработки и меньший 1 для начального и позднего периодов разработки (общий для всех месторождений, к которым применяется дифференцированное налогообложение).

В этом случае, например, базовая ставка налога (по условиям 2005 г.) для месторождений разного «возраста» может составить:

– 120 руб./тыс. м³ (коэффициент = 0,89) – для месторождений на 1–7 году разработки;

– 135 руб./тыс. м³ (коэффициент = 1,00) – для месторождений на 8–20 году разработки;

– 110 руб./тыс. м³ (коэффициент = 0,81) – для месторождений на 21 году разработки и далее.

Подобная дифференциация уместна и при переходе к адвалорным ставкам налога на добычу газа.

4.1.4. Сравнительный анализ вариантов методики и возможностей их реализации

Разработанные варианты методики дифференциации налога на добычу газа имеют более или менее существенные взаимные различия, а следовательно, в большей или меньшей степени соответствуют целям и требованиям, предъявляемым у гибким схемам налогообложения. В *табл. 4.5–4.7* приведены сводные характеристики вариантов.

Достаточно очевидно, что наиболее гибким по учету условий освоения месторождений, а следовательно, и наиболее адекватным с точки зрения целевых задач дифференциации налогообложения, является Вариант 3 методики в модификации, включающей периодизацию разработки. Вместе с тем указанный вариант является и наиболее сложным, требующим разработки наиболее обширной

нормативной базы. Но сказанное в основном относится к стадии аналитической работы, предшествующей принятию поправок к действующему налоговому законодательству.

Таблица 4.5

Сводные характеристики Варианта 1 методики дифференциации налога на добычу газа

Модификация	Применение		Плюсы	Минусы и вопросы
	Сфера	Условия		
Общая схема	Все месторождения	Обязательно необходимо повышение базовой ставки налога	Наибольшая простота по сравнению с другими вариантами	Дифференциация ставок налога только по одному признаку (глубина скважин). Требуется уточнить шкалу глубин скважин и соответствующих им поправочных коэффициентов
	Месторождения, введенные в разработку начиная с некоторого года (например, с 2003 г.)	Необходимо повышение базовой ставки налога, если общая сумма налоговых льгот окажется слишком большой		
	Новые месторождения, которые будут вводиться в разработку после изменения налогового законодательства	Нет дополнительных условий		

Наиболее простым для подготовки, но и наименее гибким является Вариант 1. Вместе с тем преимущество простоты в данном случае нельзя считать достаточным аргументом, чтобы назвать Вариант 1 в целом более удачным по сравнению с другими. Например, обязательным условием применения методики дифференциации налога на добычу газа для всех месторождений является повышение базовой ставки налога – в противном случае будет иметь место значительное сокращение налоговых поступлений в федеральный бюджет. Таким образом, действие данной схемы дифференциации может быть распространено только на новые месторождения либо, в лучшем случае, на месторождения, введенные в разработку после некоторого опре-

деленного года (но и выбор этого года тоже может быть предметом дискуссий).

Таблица 4.6

Сводные характеристики Варианта 2 методики дифференциации налога на добычу газа

Модификация	Применение		Плюсы	Минусы и вопросы
	Сфера	Условия		
Общая схема	Все месторождения	Необходимо повышение базовой ставки налога, если общая сумма налоговых льгот окажется слишком большой	Простота. Усложнение по сравнению с 1-м вариантом связано лишь с расчетом набора поправочных коэффициентов для разных стадий разработки. Углубление дифференциации в сравнении с 1-м вариантом. Возможность более гибкого налогообложения всех месторождений	Периодизация разработки не является достаточно надежным показателем различий в уровне экономической эффективности. Требуется уточнить параметры продолжительности для каждого из периодов разработки и соответствующие им поправочные коэффициенты
	Месторождения, введенные в разработку начиная с некоторого года (например, с 2003г.)	Нет дополнительных условий		
Новые месторождения, которые будут вводиться в разработку после изменения налогового законодательства				
Прямое ограничение периода действия льгот	Характеристики аналогичны варианту 1 с той лишь разницей, что речь идет только о периоде действия льгот			

В вопросе изменения действующего налогового законодательства все варианты примерно сопоставимы. Ни один из вариантов методики не предполагает каких-либо радикальных его изменений, но для практической реализации любого из вариантов потребуется внесение изменений в Ст. 342 Главы 26 Налогового кодекса по ана-

логии с определением порядка исчисления ставок налога на добычу нефти.

Что касается текущего администрирования, то Вариант 1 выглядит несколько более предпочтительным, но и реализация Варианта 3 не должна быть сопряжена со значительными трудностями, обусловленными необходимостью контроля издержек производства. Аналогичный контроль необходим и при исчислении облагаемой базы налога на прибыль, соответственно, при расчетах показателей рентабельности затрат могут использоваться те же самые нормы и правила, что применяются при расчетах, связанных с налогообложением прибыли.

В действительности самым серьезным недостатком Варианта 3 методики является то, что наиболее корректное его применение возможно лишь в условиях ведения **раздельного экономического учета по объектам разработки** (на уровне месторождений и залежей). В противном случае – при усреднении показателей выгод и затрат в рамках хозяйствующего субъекта-налогоплательщика – будет нивелироваться действие фактора дифференциации. Данное обстоятельство наиболее серьезное значение имеет для крупных компаний-недропользователей, разрабатывающих несколько месторождений. Но де-факто, учитывая складывающуюся в независимом сегменте газовой промышленности организационную структуру, под разработку едва ли не каждого месторождения создается своя формально самостоятельная компания, являющаяся дочерней компанией более крупной корпорации. Поэтому более серьезную роль играет фактор дифференциации показателей по объектам разработки внутри месторождений (т.е. по залежам и участкам). Внутрипромысловая дифференциация может быть весьма значительной, в результате чего одни залежи и участки месторождений будут вводиться в эксплуатацию, а другие – нет. В конечно счете это негативно отражается на общих показателях эффективности использования нефтегазовых ресурсов и уровне извлечения запасов.

Таблица 4.7

**Сводные характеристики варианта 3 методики
дифференциации налога на добычу газа**

Модификация	Применение		Плюсы	Минусы и вопросы
	Сфера	Условия		
Общая схема	Все месторождения	Необходимо повышение базовой ставки налога, если общая сумма налоговых льгот окажется слишком большой	Универсальность. Достаточно корректный учет фактора экономической эффективности разработки месторождений при дифференциации ставок налога на добычу	Усложнение методики по сравнению с вариантами 1 и 2. Требуется уточнить параметры шкалы рентабельности затрат и соответствующие им поправочные коэффициенты
	Месторождения, введенные в разработку начиная с некоторого года	Нет дополнительных условий		
	Новые месторождения, которые будут вводиться в разработку после изменения налогового законодательства			
Для месторождений с глубиной скважин свыше 1700 м	Все месторождения указанного типа	Нет дополнительных условий (вероятно)	Достаточно корректный учет фактора экономической эффективности разработки месторождений при дифференциации ставок налога на до-	Усложнение методики по сравнению с вариантами 1 и 2. Требуется уточнить параметры шкалы рентабельности затрат и соот-
	Месторождения, введенные в разработку начиная с некоторого года	Нет дополнительных условий		

Модификация	Применение		Плюсы	Минусы и вопросы
	Сфера	Условия		
	Новые месторождения, которые будут вводиться в разработку после изменения налогового законодательства	Нет дополнительных условий	бычу	ветствующие им поправочные коэффициенты. Требуется уточнить параметр глубины скважин, начиная с которой могут применяться льготы
С учетом периодизации разработки месторождений	Все месторождения	Необходимо повышение базовой ставки налога, если общая сумма налоговых льгот окажется слишком большой	Достаточно корректный учет фактора экономической эффективности разработки месторождений при дифференциации ставок налога на добычу.	Усложнение методики по сравнению с вариантами 1 и 2. Требуется уточнить параметры продолжительности для каждого из периодов разработки. Требуется уточнить параметры шкалы рентабельности затрат для каждого периода разработки и соответствующие им поправочные коэффициенты
	Месторождения, введенные в разработку начиная с некоторого года	Нет дополнительных условий	Дальнейшее усиление гибкости налогообложения с учетом «возраста» месторождений	
	Новые месторождения, которые будут вводиться в разработку после изменения налогового законодательства			

Следует признать, что с точки зрения целей дифференциации – достижения максимальной гибкости – наиболее предпочтительным представляется Вариант 3 методики. Но если считать требование простоты администрирования более весомым, тогда Вариант 2 (простая дифференциация с временными ограничениями действия льгот) выходит на первое место в рейтинге вариантов. Вместе с тем мы не исключаем возможность поэтапного внедрения гибкой налоговой системы по пути движения от простого к сложному:

1-й этап – простая дифференциация с временными ограничениями действия льгот в соответствии с Вариантом 2 (для всех месторождений, введенных в разработку к моменту принятия данной нормы, либо для месторождений, введенных в разработку начиная с некоторого года);

2-й этап – переход к дифференциации налога на добычу газа по Варианту 3 с учетом периодизации разработки месторождений (по мере формирования необходимых предпосылок в части администрирования).

При этом на втором этапе важно будет сохранить преемственность действия ранее принятых параметров дифференциации, т.е. не допустить ухудшения экономических условий разработки месторождений.

4.2. Оценка параметров налогообложения для отдельных объектов

Для проведения проверочных расчетов по методике была построена модель, имитирующая динамику технико-экономических показателей разработки месторождений (объектов) всех четырех сформированных типов (сеноманская залежь и три валанжинских с различной рентабельностью освоения) на 30-летний период. Модель позволяет рассчитывать показатели каждого объекта в отдельности, а также наборов, состоящих из произвольного числа объектов каждого типа. Последнее позволяет в агрегированном виде смоделировать структуру «приростного» сегмента газодобывающей отрасли в целом (т.е. всех новых объектов, которые могут быть введены в разработку) с учетом качественных характеристик остаточных запасов газа, т.е. соотношения запасов сеноманского и валанжинского газа, высоко- и низкорентабельных запасов.

4.2.1. Простая дифференциация налога на добычу газа

Простая дифференциация предполагает применение понижающих поправочных коэффициентов (**Ks**) к общей ставке (**R**) налога на добычу газа для месторождений со скважинами, имеющими глубину боле 1700 м по формуле, приведенной в п. 4.1.1:

$$R_s = R \cdot K_s.$$

Прежде всего отметим, что все объекты с газоконденсатными залежами (объекты 2–3) находятся на одной и той же ступени шкалы по глубине скважин (залежей), т.е. в диапазоне значений от 1700 до 3200 м – следовательно, в рамках простой дифференциации налога на добычу газа для всех этих объектов должна применяться одинаковая скидка к основной ставке.

Учитывая уровень экономической эффективности разработки объектов №2 и №3 в условиях обычного налогового режима, следует признать, что применение льготного режима налогообложения для этих объектов на весь период разработки нецелесообразно. Поэтому изменение показателей эффективности по указанным объектам в случае снижения ставки налога на добычу газа не может служить критерием для выбора значения поправочного коэффициента. Для этого можно использовать только показатели объекта №4, рентабельность разработки которого в обычных условиях ниже нормального уровня (15% – В.Н.Р.). Расчеты показали, что требуемое значение рентабельности по объекту №4 может быть достигнуто лишь при условии принятия поправочного коэффициента к общей ставке налога равным **0,4 (эффективная ставка налога = 14,0%)** – см. *табл. 4.8.*

Но поскольку при простой дифференциации это же правило должно распространяться и на другие месторождения с глубокозалегающего газа, по рентабельным объектам №2 и №3 будет иметь место необоснованное снижение налоговой нагрузки и сокращение сумм налогов, подлежащих уплате в федеральный бюджет:

- по объекту №2 за период разработки – на 32,2%;
- по объекту №3 за период разработки – на 43,1%.

Расчетное сокращение налоговых поступлений от объекта №4 можно не принимать во внимание, так как с высокой степенью вероятности он вообще не будет разрабатываться при обычных налоговых условиях.

Таким образом, высвечиваются весьма очевидные недостатки простой дифференциации, и сам собой встает вопрос о необходимости дифференциации налоговых льгот либо по отдельным периодам разработки, либо с учетом показателей экономической эффективности.

Таблица 4.8

Сводные показатели эффективности по объектам разработки при простой дифференциации ставок налога на добычу газа

	Объект 1	Объект 2	Объект 3	Объект 4
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	25,6%	49,0%	25,0%	15,0%
Индекс доходности затрат (В/З)	1,545	1,837	1,728	1,485
Индекс доходности инвестиций (PI)	6,214	8,019	4,898	3,501
Срок окупаемости, лет (округл.)	6	4	7	6
Индекс доходности затрат (В/З) дисконт.	1,339	1,610	1,413	1,153
Индекс доходности инвестиций (PI) дисконт.	2,721	3,867	2,385	1,578
Срок окупаемости дисконт., лет (округл.)	7	5	8	9
Средняя эффективная ставка НДС для газа, %	35,0	14,0	14,0	14,0
Доходы государства, % к базе	100,0	80,4	72,3	80,6
- федеральный бюджет и фонды	100,0	67,8	56,9	69,0
- территориальные бюджеты и фонды	100,0	116,6	127,6	117,5

4.2.2. Простая дифференциация налога на добычу газа с временными ограничениями действия льгот

Простая дифференциация с временными ограничениями предполагает применение понижающих поправочных коэффициентов к общей ставке налога на добычу газа, значения которых различаются для отдельных периодов разработки месторождений, а именно:

- для первых 7-ми лет разработки – $K(7) = 0,2$;
- для периода с 8-го по 20-й год разработки – $K(8/20) = 0,6$;
- для периода с 21-го года и до окончания разработки – $K(21+) =$

0,5.

При таком подборе значений коэффициентов рентабельность разработки критического объекта №4 достигает нормального уровня в 15% (см. табл. 4.9). Основная часть льгот приходится на начальную и позднюю стадии разработки, тогда как в период с 8-го по 20-й год для всех месторождений применяется более жесткий режим налогообложения.

Таблица 4.9

Сводные показатели эффективности по объектам разработки при простой дифференциации налога на добычу газа с временными ограничениями

	Объект 1	Объект 2	Объект 3	Объект 4
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	25,6 %	51,3 %	25,4 %	15,0 %
Индекс доходности затрат (В/З)	1,545	1,797	1,667	1,461
Индекс доходности инвестиций (PI)	6,214	7,835	4,704	3,421
Срок окупаемости, лет (округл.)	6	4	6	6
Индекс доходности затрат (В/З) дисконт.	1,339	1,603	1,394	1,148
Индекс доходности инвестиций (PI) дисконт.	2,721	3,850	2,345	1,566
Срок окупаемости дисконт., лет (округл.)	7	4	7	9
Средняя эффективная ставка НДС для газа, %	35,0	17,2	17,7	17,1
Доходы государства, % к базе	100,0	83,3	77,2	83,5
- федеральный бюджет и фонды	100,0	72,7	64,6	73,6
- территориальные бюджеты и фонды	100,0	114,1	122,7	114,8

Но и в этом случае будет иметь место значительное и не вполне обоснованное сокращение налоговых поступлений в федеральный бюджет при разработке рентабельных объектов №2 и №3 на 27,3% и 35,4% соответственно, по сравнению с базисным вариантом (т.е. вариантом обычного налогообложения).

4.2.3. Гибкая дифференциация налога на добычу газа с учетом рентабельности разработки месторождений

Фактором, дифференцирующим ставки налога на добычу газа, в данном случае является показатель простой рентабельности накопленных затрат (коэффициент «выгоды/затраты») – см. п. 4.1.3. Допустим при этом, что налоговые льготы распространяются на все типы месторождений независимо от глубины скважин.

В ходе проведения расчетов эмпирическим путем были подобраны коэффициенты дифференциации налога на добычу газа (для простоты шкала значений дифференцирующего параметра принята одинаковой на весь период разработки), которые показаны в *табл. 4.10*. Результаты расчетов показателей экономической эффективности по объектам разработки в соответствии с названными выше гипотезами представлены в *табл. 4.11*.

Таблица 4.10

Значения поправочных коэффициентов и ставок налога на добычу в условиях гибкой дифференциации

	С 1-го по 7-й год разработки		С 8-го по 20-й год разработки		С 21-го года разработки	
	Ks(t)	Ставка налога на добычу, руб./тыс.м ³	Ks(t)	Ставка налога на добычу, руб./тыс.м ³	Ks(t)	Ставка налога на добычу, руб./тыс.м ³
Менее 1,0	0,0	0	0,2	21	0,0	0
От 1,0 до 1,1	0,2	21	0,4	42	0,2	21
От 1,1 до 1,2	0,4	42	0,6	53	0,4	42
От 1,2 до 1,3	0,7	74	0,8	84	0,6	63
От 1,3 и выше	1,0	107	1,0	107	0,8	84

Расчеты показывают, что в условиях гибкой дифференциации налога на добычу показатели экономической эффективности по всем объектам разработки заметно улучшаются не только по сравнению с базисным вариантом, но и по сравнению с рассмотренными выше вариантами простой дифференциации. Но этот вывод, в общем-то, вполне очевиден. Интересно другое: по сравнению с вариантами простой дифференциации рост эффективности сопровождается уси-

лением общей налоговой нагрузки по объектам №3 и №4 (см. табл. 4.12). Естественно, что при этом происходит перераспределение платежей во времени – они сокращаются в начале периода разработки, но затем резко увеличиваются на стадии нормального функционирования объектов.

Таблица 4.11

Сводные показатели эффективности по объектам разработки в условиях гибкой дифференциации налога на добычу газа

	Объект 1	Объект 2	Объект 3	Объект 4
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	37,0 %	52,4 %	26,7 %	15,1 %
Индекс доходности затрат (В/З)	1,738	1,682	1,595	1,435
Индекс доходности инвестиций (PI)	7,280	7,256	4,454	3,329
Срок окупаемости, лет (округл.)	5	4	6	6
Индекс доходности затрат (В/З) дисконт.	1,597	1,540	1,391	1,149
Индекс доходности инвестиций (PI) дисконт.	3,474	3,668	2,340	1,568
Срок окупаемости дисконт., лет (округл.)	5	4	7	9
Средняя эффективная ставка НДС для газа	25,5 %	27,2 %	22,5 %	20,8 %
Доходы государства, % к базе	100,0	92,7	83,5	86,9
- федеральный бюджет и фонды	100,0	88,0	74,4	79,0
- территориальные бюджеты и фонды	100,0	106,2	116,4	111,8

Полученный результат позволил выдвинуть гипотезу о возможности повышения в таком случае общей ставки налога на добычу газа. Эмпирическим путем было установлено, что при заданных параметрах дифференциации **допустимой является общая ставка налога на добычу в размере 140 руб./тыс. м³** (см. табл. 4.12). Результаты расчетов показывают (см. табл. 4.13, 4.14), что при таком уровне общей ставки налога на добычу газа показатели экономической эффективности разработки всех без исключения объектов практически не ухудшаются, но одновременно увеличиваются суммы налоговых платежей.

Таблица 4.12

**Сводные показатели эффективности по объектам разработки
в условиях гибкой дифференциации налога на добычу газа**

	Объект 1	Объект 2	Объект 3	Объект 4
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %				
- простая дифференциация	25,6	49,0	25,0	15,0
- простая дифференциация с времен. огран.	25,6	51,6	25,6	15,0
- гибкая дифференциация	37,0	52,4	26,7	15,1
Средняя эффективная ставка НДПИ для газа, %				
- простая дифференциация	35,0	14,0	14,0	14,0
- простая дифференциация с времен. огран.	35,0	20,9	21,7	19,9
- гибкая дифференциация	25,5	27,2	22,5	20,8
Доходы федерального бюджета, % к базе				
- простая дифференциация	100,0	67,8	56,9	69,0
- простая дифференциация с времен. огранич.	100,0	78,4	72,7	77,7
- гибкая дифференциация	77,4	88,0	74,4	79,0

Таблица 4.13

**Значения поправочных коэффициентов и ставок налога на добычу
в условиях гибкой дифференциации при повышении основной
ставки до 140 руб./тыс. м³**

	С 1-го по 7-й год разработки		С 8-го по 20-й год разработки		С 21-го года разработки	
	Ks(t)	Ставка налога на добычу, руб./тыс.м ³	Ks(t)	Ставка налога на добычу, руб./тыс.м ³	Ks(t)	Ставка налога на добычу, руб./тыс.м ³
Менее 1,0	0,0	0	0,2	28	0,0	0
От 1,0 до 1,1	0,2	28	0,4	56	0,2	28
От 1,1 до 1,2	0,4	56	0,6	84	0,4	56
От 1,2 до 1,3	0,7	98	0,8	112	0,6	84
От 1,3 и выше	1,0	140	1,0	140	0,8	112

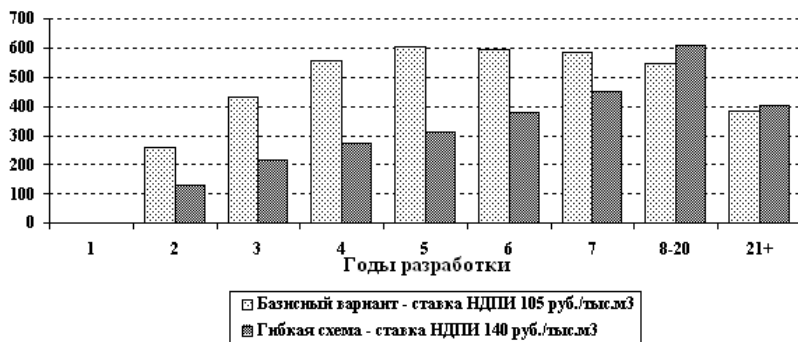
Таблица 4.14

**Сводные показатели эффективности по объектам разработки
в условиях гибкой дифференциации налога на добычу газа
при повышении основной ставки до 140 руб./тыс. м³**

	Объект 1	Объект 2	Объект 3	Объект 4
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	37,3 %	52,4 %	26,5 %	15,0 %
Индекс доходности затрат (В/З)	1,663	1,605	1,555	1,423
Индекс доходности инвестиций (PI)	6,895	6,825	4,310	3,284
Срок окупаемости, лет (округл.)	5	4	6	6
Индекс доходности затрат (В/З) дисконт.	1,578	1,500	1,376	1,143
Индекс доходности инвестиций (PI) дисконт.	3,425	3,547	2,307	1,553
Срок окупаемости дисконт., лет (округл.)	5	4	7	9
Средняя эффективная ставка НДСПИ - газ	28,9 %	34,6 %	25,3 %	22,5 %
Доходы государства, % к базе	90,2	99,7	87,2	88,5
- федеральный бюджет и фонды	85,5	99,5	80,1	81,5
- территориальные бюджеты и фонды	111,9	100,3	112,8	110,4

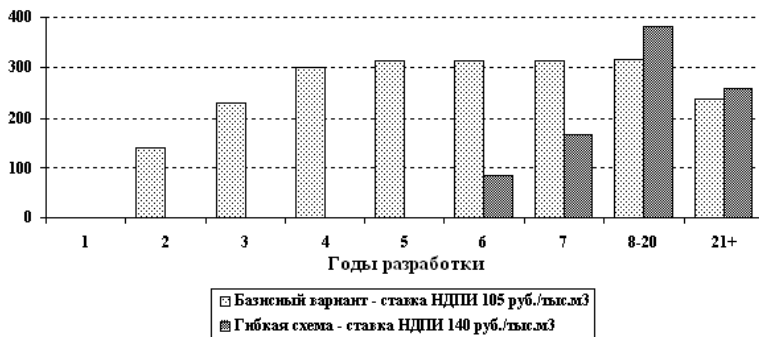
В условиях гибкой схемы налогообложения изменяется структура распределения налоговых платежей во времени: в начале разработки они резко сокращаются по сравнению с базисным вариантом (без дифференциации), а основная масса платежей переносится на более поздние этапы разработки (см. рис. 4.3А и 4.3Б на примере объекта №2).

Общий вывод, который можно сделать на основании расчетов по отдельным объектам, состоит в том, что при использовании гибких подходов к дифференциации налога на добычу газа с учетом фактора экономической эффективности можно значительно повысить общую маневренность налоговой системы. Т.е. речь идет не только о возможности более рационального определения льгот (скидок), но и основной ставки налога на добычу газа.



Примечание: для периодов с 8-го по 20-й год и начиная с 21-го года разработки отражены среднегодовые показатели

Рис. 4.3А. Динамика сумм налоговых поступлений в федеральный бюджет при недифференцированном и гибком налогообложении на примере объекта №2, млн руб.



Примечание: для периодов с 8-го по 20-й год и начиная с 21-го года разработки отражены среднегодовые показатели

Рис. 4.3Б. Динамика сумм налоговых поступлений в федеральный бюджет при недифференцированном и гибком налогообложении на примере объекта №2, млн руб.

4.3. Оценка параметров налогообложения по газодобывающей отрасли

Модель «приростного» сегмента газодобывающей отрасли (совокупности новых месторождений, которые могут быть введены в

разработку) построена в виде комбинации, включающей различное количество объектов каждого типа:

- 10 месторождений (объектов) 1-го типа;
- 1 месторождение (объект) 2-го типа;
- 5 месторождений (объектов) 3-го типа;
- 10 месторождения (объектов) 4-го типа.

Указанная комбинация подобрана таким образом, чтобы структура добычи газа (сухого и конденсатосодержащего) примерно соответствовала структуре запасов, т.е. 46% и 54%. В общем числе объектов типа «валанжин» преобладают объекты с нормальным уровнем рентабельности (85% добычи), доля высокорентабельных объектов составляет 3%, низкорентабельных – 12%. При этом суммарный среднегодовой объем добычи по всем объектам может составлять (максимально) до 173 млрд м³.

При проведении модельных расчетов по оценке схем налогообложения были приняты 2 гипотезы:

- при любой из оцениваемых налоговых схем объекты с уровнем рентабельности (В.Н.Р.) ниже 15% не будут вводиться в разработку вследствие недостаточной эффективности;
- все остальные месторождения вводятся в разработку одновременно.

Таким образом, в базисном варианте функционирования отрасли (т.е. в условиях недифференцированного налогообложения) в разработку вводятся только объекты 1-го, 2-го и 3-го типов.

Цель построения дифференцированной схемы налогообложения состоит в том, чтобы создать необходимые условия для освоения объектов 4-го типа и обеспечить (по возможности) рост налоговых платежей по сравнению с базисным вариантом.

4.3.1. Простая дифференциация налога на добычу газа

Параметры дифференциации налога на добычу газа (**0,4 к общей ставке**) в модели отрасли определены в точности таким же образом, как и для расчетов по отдельным объектам в п. 3.1.1, т.е. чтобы создать условия для повышения рентабельности объектов 4-го типа до нормального уровня. В этом случае указанные объекты, согласно гипотезе модели, тоже будут введены в разработку. Результаты расчетов по варианту приведены в *табл. 4.15*.

Таблица 4.15

Сводные технико-экономические показатели развития газодобывающей отрасли (простая дифференциация налога на добычу)

	Объекты				Всего
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	
Товарный газ, % к базе	100,0	100,0	100,0	7,0	107,0
Дезтанизированный конденсат, % к базе	100,0	100,0	100,0	47,7	147,7
Налог на добычу, % к базе	100,0	59,9	48,7	9,0	78,9
Средняя эффективная ставка НДС: газ, %	35,0	14,0	14,0	14,0	23,8
Доходы государства, % к базе	100,0	80,4	72,3	10,5	93,7
- федеральный бюджет и фонды	100,0	67,8	56,9	9,4	84,1
- территориальные бюджеты и фонды	100,0	116,6	127,6	13,3	131,8

Примечание. Для объектов типа №4 в таблице представлен прирост по сравнению с суммой соответствующего показателя по объектам №1, №2 и №3, поскольку в базовом сценарии (без дифференциации) эти объекты не разрабатываются. Данное примечание верно и для таблиц (по объекту №4), представленных ниже (4.16–4.20).

Полученные оценки показывают, что ввод в разработку объектов 4-го типа при заданных параметрах дифференциации не может компенсировать сокращение налоговых поступлений (прежде всего по платежам в федеральный бюджет – около 16% за период разработки) по другим объектам отрасли. Обращает на себя внимание рост налоговых поступлений в региональные бюджеты (около 32%), что объясняется расширением базы налога на прибыль вследствие уменьшения ресурсных платежей, которые включаются в себестоимость добычи.

«Дефицит» платежей в федеральный бюджет может быть в значительной степени компенсирован только при условии повышения ставки налога на добычу газа по объектам сеномана до 143 руб./тыс. м³ (см. табл. 4.16). При этом уровень эффективной ставки налога составит 47,6%, а уровень рентабельности разработки объектов 1-го типа снизится до 20%. Тем не менее, и в данном случае федеральный

бюджет не досчитается почти 2,1% доходов. Однако общий рост суммы налоговых поступлений (за счет налогов в региональные бюджеты) составит 2,8%.

Таблица 4.16

**Изменение сумм налоговых платежей
при повышении основной ставки налога на добычу газа
для сеноманских залежей до 143 руб./тыс. м³**

	Объекты				Всего
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	
Доходы государства, % к базе	120,3	80,4	72,3	9,5	102,8
- федеральный бюджет и фонды	130,1	67,8	56,9	8,0	97,9
- территориальные бюджеты и фонды	75,3	116,6	127,6	14,5	122,1

4.3.2. Простая дифференциация налога на добычу газа с временными ограничениями действия льгот

Параметры дифференциации налога на добычу определены исходя из результатов расчетов по объектам разработки. Понижающие поправочные коэффициенты к общей ставке налога на добычу газа имеют следующие значения:

- для первых 7-ми лет разработки – $K(7) = 0,2$;
- для периода с 8-го по 20-й год разработки – $K(8/20) = 0,6$;
- для периода с 21-го года и до окончания разработки – $K(21+) = 0,5$.

В рассматриваемом варианте (табл. 4.17) при сохранении ставки налога на добычу газа для объектов сеномана на уровне 107 руб./тыс. м³ будет иметь место значительное сокращение налогов, подлежащих уплате в федеральный бюджет, и расширение налоговой доходной базы региональных бюджетов (хотя и в меньших масштабах, чем в предыдущем варианте).

Для того чтобы «выровнять» показатели доходов федерального бюджета с базисным вариантом, необходимо повысить ставку налога на добычу «сухого» газа до 137 руб./тыс. м³ (см. табл. 4.18). Общий рост бюджетных доходов составит при этом около 4%. Эффек-

тивная ставка налога на добычу газа по объектам 1-го типа равна 45,5%, а рентабельность разработки – 20,9%.

На *рис. 4.4* показано, как изменяется динамика налоговых платежей во времени – происходит плавное смещение налоговой нагрузки с начального на более поздние этапы разработки.

Таблица 4.17

Сводные технико-экономические показатели развития газодобывающей отрасли (простая дифференциация с временным ограничением)

	Объекты				Всего
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	
Товарный газ, % к базе	100,0	100,0	100,0	7,0	107,0
Дезтанизированный конденсат, % к базе	100,0	100,0	100,0	47,7	147,7
Налог на добычу, % к базе	100,0	66,0	57,8	9,2	84,4
Средняя эффективная ставка НДСИ - газ	35,0 %	17,2 %	17,7 %	17,1 %	25,7%
Доходы государства, % к базе	100,0	83,3	77,2	10,5	96,7
- федеральный бюджет и фонды	100,0	72,7	64,6	9,5	88,7
- территориальные бюджеты и фонды	100,0	114,1	122,7	13,3	128,6

Таблица 4.18

Изменение сумм налоговых платежей при повышении основной ставки налога на добычу газа для сеноманских залежей до 137 руб./тыс. м³

	Объекты				Всего
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	
Доходы государства, % к базе	116,9	83,3	77,2	9,7	104,3
- федеральный бюджет и фонды	125,1	72,7	64,6	8,3	100,2
- территориальные бюджеты и фонды	79,4	114,1	122,7	14,4	120,5

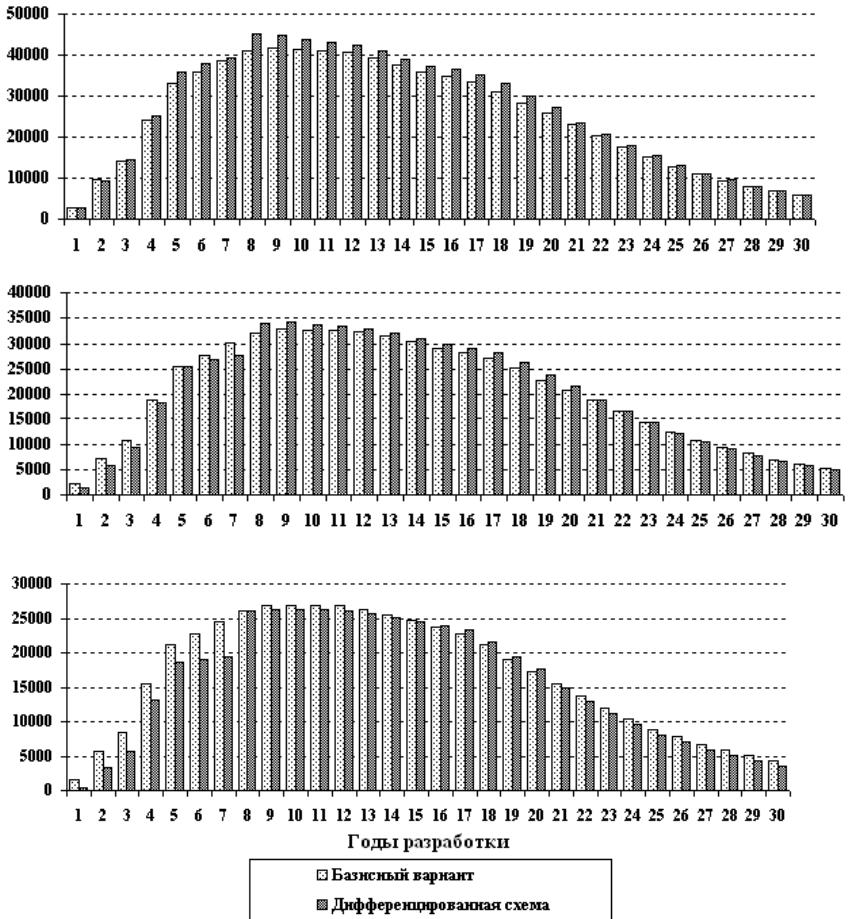


Рис. 4.4. Динамика сумм налоговых поступлений при недифференцированном и дифференцированном налогообложении по годам разработки, млрд руб.

Опираясь на результаты расчетов, можно с уверенностью сказать, что данный вариант по всем своим характеристикам имеет вполне осязаемые преимущества по сравнению со схемой простой дифференциации с неизменными во времени коэффициентами.

4.3.3. Гибкая дифференциация налога на добычу газа с учетом рентабельности разработки месторождений

Фактором, дифференцирующим ставки налога на добычу газа, в данном случае является показатель простой рентабельности накопленных затрат (коэффициент «выгоды/затраты»). При проведении расчетов были использованы коэффициенты дифференциации налога на добычу газа, приведенные в *табл. 4.3*.

Обобщающие результаты расчетов по варианту представлены в *табл. 4.19*.

Таблица 4.19

Сводные технико-экономические показатели развития газодобывающей отрасли (гибкая дифференциация)

	Объекты				Всего
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	
Товарный газ, % к базе	100,0	100,0	100,0	7,0	107,0
Дезтанизованный конденсат, % к базе	100,0	100,0	100,0	47,7	147,7
Налог на добычу, % к базе	72,9	85,1	69,5	10,9	79,2
Средняя эффективная ставка НДС – газ, %	25,5	27,2	22,5	20,8	23,9
Доходы государства, % к базе	84,7	92,7	83,5	11,3	93,9
- федеральный бюджет и фонды	77,4	88,0	74,4	10,9	84,3
- территориальные бюджеты и фонды	118,6	106,2	116,4	12,6	131,7

По показателям изменения сумм налоговых платежей данный вариант сопоставим с вариантом простой дифференциации налога на добычу газа: общая сумма налогов сокращается на 6,1%, а в федеральный бюджет – на 15,7%.

В качестве компенсирующих мер были оценены следующие:

- повышение основной ставки налога на добычу газа для всех объектов до 142 руб./тыс. м³,
- повышение основной ставки налога для сеноманского газа – до 170 руб./тыс. м³.

Результаты полученных оценок приведены в *табл. 4.20*. Отметим, что параметры компенсирующих мер подбирались эмпириче-

ским путем с тем, чтобы по возможности полностью восстановить базисную сумму налогов в федеральный бюджет, не допустить резкого увеличения налоговой нагрузки и снижения рентабельности (по сравнению с базисным вариантом) ни по одному из объектов, включенных в «план» разработки.

Таблица 4.20

Изменение сумм налоговых платежей при повышении основной ставки налога на добычу газа до 142 руб./тыс. м³ и ставки налога для сеноманских залежей до 170 руб./тыс. м³

	Объекты				Всего
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	
Доходы государства, % к базе	102,6	100,1	87,0	10,4	104,1
- федеральный бюджет и фонды	103,9	100,2	79,8	9,4	99,9
- территориальные бюджеты и фонды	96,8	99,9	113,0	13,7	120,7
Средняя эффективная ставка НДПИ – газ, %	36,6	35,1	25,1	22,8	30,5

Расчеты показали, что система способна выдержать высокие средние нагрузки по налогам при условии предоставления серьезных льгот на начальном этапе разработки месторождений. Фактически речь идет о «налоговых каникулах», т.е. о полном освобождении от уплаты налога на добычу газа в период до полной окупаемости инвестиций. Полный набор поправочных коэффициентов, дифференцирующих ставку налога на добычу приведен в *табл. 4.21*. Из нее видно, что значение коэффициента для первых 7-ми лет разработки по всем объектам (включая сеноманские залежи) равно 0.

На *рис. 4.5* показано, что при этом происходит резкое увеличение налоговой нагрузки на втором этапе разработки – основная масса налогов должна быть уплачена в период с 8-го по 20-й год. В этом заключается принципиальное отличие количественных показателей данного варианта от рассмотренного выше (*табл. 4.17, рис. 4.4*), в котором наблюдается плавное смещение налоговой нагрузки. Вари-

ант гибкого дифференцирования ставок налога на добычу с учетом уровня рентабельности представляется более лояльным к интересам добывающих компаний. Тогда как вариант простой дифференциации с повышенной ставкой налога на добычу сеноманского газа в большей степени соответствует фискальным интересам государства.

Таблица 4.21

Значения поправочных коэффициентов и ставок налога на добычу в условиях гибкой дифференциации при повышении основной ставки до 142 руб./тыс. м³

	С 1-го по 7-й год разработки		С 8-го по 20-й год разработки		С 21-го года разработки	
	Ks(t)	Ставка налога на добычу, руб./тыс.м ³	Ks(t)	Ставка налога на добычу, руб./тыс.м ³	Ks(t)	Ставка налога на добычу, руб./тыс.м ³
Для скважин глубиной до 1700 м						
Менее 1,0	0,00	0	0,24	34	0,0	0
От 1,0 до 1,1	0,24	34	0,48	68	0,3	43
От 1,1 до 1,2	0,48	68	0,72	102	0,6	85
От 1,2 до 1,3	0,84	119	0,96	136	0,9	128
От 1,3 и выше	1,20	170	1,20	170	1,2	170
Для скважин глубиной более 1700 м						
Менее 1,0	0,0	0	0,2	28	0,0	0
От 1,0 до 1,1	0,2	28	0,4	57	0,2	28
От 1,1 до 1,2	0,4	57	0,6	85	0,4	57
От 1,2 до 1,3	0,7	99	0,8	114	0,6	85
От 1,3 и выше	1,0	142	1,0	142	0,8	114

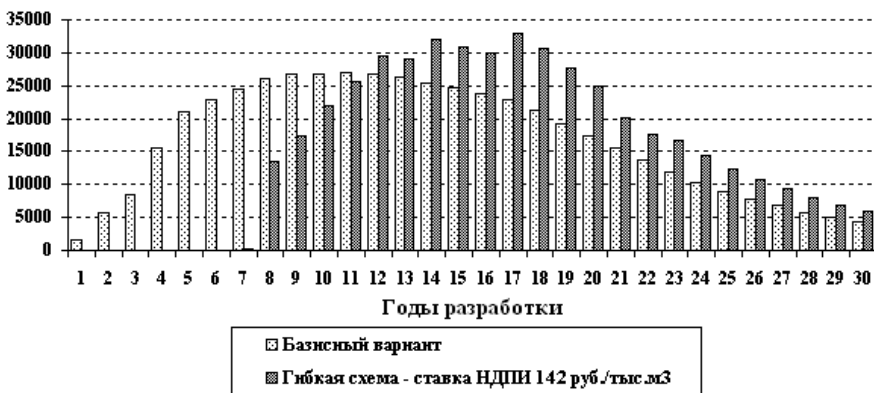
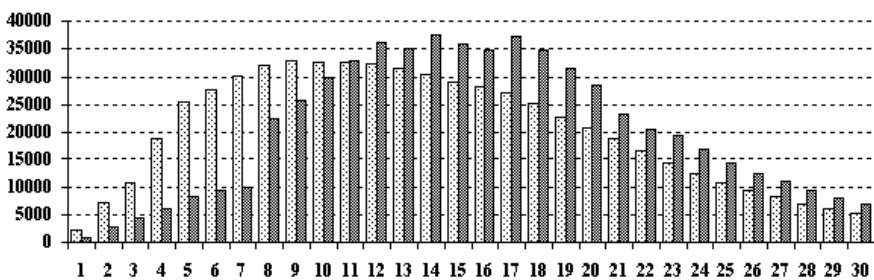
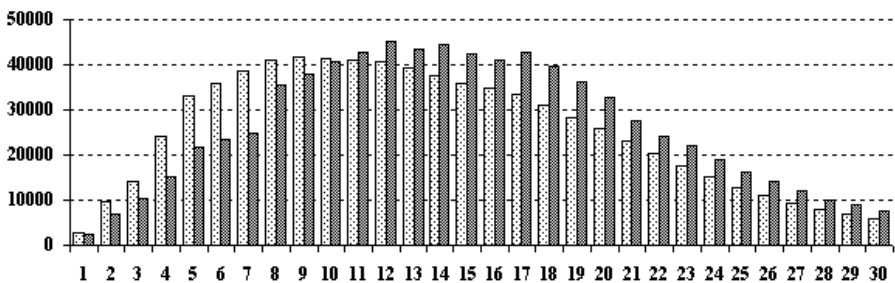


Рис. 4.5. Динамика сумм налоговых поступлений при недифференцированном и гибком налогообложении по годам разработки, млрд руб.

5. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

5.1. О принципах дифференциации налогообложения в нефтегазовом секторе

5.1.1. Необходимость и выгоды дифференциации

Месторождения нефти и газа существенно различаются по многим характеристикам, включая производительность и глубину скважин (продуктивных залежей), величину запасов, состав добываемой продукции, расстояние до основных потребителей. Поэтому решение двуединой задачи, заключающейся, с одной стороны, в более **рациональном изъятии государством доходов рентного характера**, а с другой – в **стимулировании освоения ресурсов УВС** (с привлечением соответствующих инвестиций), **возможно только при условии применения дифференцированных (гибких) подходов к налогообложению** нефтегазового сектора.

Налоговое регулирование газового сектора должно быть направлено на стимулирование добычи газа: его стабилизацию и рост. Для этого оно должно учитывать особенности освоения и разработки газовых месторождений. Одной из важнейших особенностей современного этапа развития газовой промышленности является нарастающая диспропорция между структурой запасов газа в России, которая более чем на половину представлена трудноизвлекаемым газом газоконденсатных (глубоких) залежей валанжинских и ачимовских пластов («жирный газ»), и текущей структурой добычи, которая почти на 80% обеспечивается сравнительно «легкими» для разработки сеноманскими месторождениями («сухой» газ). Отсюда следует, что переход от преимущественной добычи сеноманского газа к добыче продукции газоконденсатных залежей неизбежен. Относительно «легкий» для разработки и доведения до потребителя «сухой» газ объективно заканчивается.

С точки зрения долгосрочных перспектив (определяемых в том числе завершением эпохи относительно дешевого газа) дифференцированное налогообложение является одним из ключевых элементов системы регулирования, способных привлечь инвестиции в газовый сектор, способствовать росту добычи как в рамках ОАО «Газпром», так и независимыми производителями. Таким образом, гиб-

кий подход к налоговому регулированию будет способствовать выполнению параметров Энергетической стратегии России, сохранению и упрочению геополитических интересов и положения России в мире.

Дифференцированные схемы налогообложения НГС применяются во всех без исключения нефтегазодобывающих странах с развитой рыночной экономикой. Об этом свидетельствуют примеры США, Канады, Великобритании, Норвегии, Голландии. То же самое можно сказать и о ряде других стран – таких как Австралия, Мексика, Венесуэла, Бразилия. Относительно небольшое внимание вопросам дифференциации налогообложения НГС уделяется лишь в наиболее богатых по запасам нефти и газа странах (Саудовская Аравия, Кувейт, Арабские Эмираты), которые к настоящему времени еще всерьез не столкнулись с проблемой различий в эффективности освоения отдельных объектов и, тем более, истощения ресурсной базы.

Дифференциация налогообложения НГС носит обоюдовыгодный характер – она нужна и **добывающим компаниям, и государству**, которое обычно является собственником природных ресурсов. **Выгоды компаний нефтегазового сектора**, обусловленные применением дифференцированного налогообложения, вполне очевидны: они заключаются в **возможности увеличения массы и нормы прибыли**. При этом оцениваются не статические аспекты получения прибыли в какой-то отдельный момент времени, а в динамике – с учетом естественного изменения рентабельности освоения месторождений. **Дифференцированные подходы нацелены на изъятие рентных доходов в пользу государства.** В идеальном варианте гибкая налоговая система позволяет изъять более высокую долю рентных доходов с высокорентабельных объектов и стимулировать разработку низкорентабельных участков недр.

Дифференциация налогообложения НГС во всех странах, опыт которых был рассмотрен выше, связана не только с решением фискальных задач, но и с **решением задач социально-экономического характера**. Расширение нефтегазовых операций, обусловленное стимулирующей ролью налоговой системы, везде и всегда рассматривается как важнейшая предпосылка для общего экономического роста, повышения активности в сопряженных отраслях экономики, увеличения уровня занятости. Такого рода сти-

мулирующая роль гибкого налогообложения в НГС проявляется прежде всего по отношению к «старым» (низкорентабельным, или в западной терминологии – «маргинальным») добывающим объектам. Государство сознательно идет на применение щадящих налоговых режимов (вплоть до почти полной отмены всяких налогов), понимая, что в противном случае разработка указанных объектов прекратится. При этом продление «жизни» низкорентабельных объектов приносит колоссальные косвенные эффекты, несоизмеримые по величине с прямыми фискальными доходами государства, которые **теоретически** могли бы иметь место при ужесточении налогового режима.

Дифференциация налогообложения в НГС является неотъемлемым элементом политики поддержки национального предпринимательства и развития конкуренции. Объектами льгот прежде всего являются мелкие и низкорентабельные месторождения, залежи и даже отдельные скважины, эксплуатацией которых, как правило, занимаются малые и средние независимые добывающие компании. Без обширного слоя подобного рода компаний и фирм, создающих естественный противовес крупным вертикально-интегрированным структурам, невозможно себе представить нефтегазовый сектор в современных рыночных условиях.

5.1.2. Издержки дифференциации

Разработка и применение гибких систем налогообложения нефтегазового сектора связаны с определенными **издержками для государства и недропользователей.**

В общем случае можно назвать **три типа издержек государства:**

- 1) издержки администрирования;
- 2) издержки перестройки;
- 3) издержки, связанные с риском принятия ошибочных решений.

Издержки администрирования выходят на первый план для государства **в условиях уже действующей гибкой налоговой системы.** Как правило, это прямые расходы, связанные с разработкой и принятием необходимых нормативно-правовых актов, разносторонним мониторингом ситуации в НГС и содержанием управляющих органов, которые выполняют функции контроля, учета и сбора налогов с недропользователей. И хотя по своей абсолютной вели-

чине издержки администрирования могут быть весьма значительными (многое в данном случае зависит от масштабов нефтегазового сектора), они не идут ни в какое сравнение с той выгодой, которую получает государство в результате применения гибкой налоговой системы.

На **стадии формирования дифференцированной системы налогообложения** к издержкам администрирования добавляются **издержки перестройки и издержки, связанные с риском ошибочных решений.**

Издержки перестройки носят в большей степени **«моральный» характер**: государство всегда неохотно признает недостатки созданной системы управления и что существующие административно-управленческие органы не в состоянии адекватно решать задачи, которые выдвигаются жизнью. Перестройка системы управления – процесс весьма болезненный и требующий значительных усилий и времени. Причем зачастую больше времени уходит на то, чтобы решиться на проведение перестройки, нежели на саму перестройку.

При разработке и внедрении новой налоговой системы (тем более – системы, более сложной по сравнению с действующей) всегда существует **риск принятия ошибочных решений**, вследствие которых новая система может оказаться не столь эффективной, как ожидалось. Это относится и к фискальному, и к стимулирующему элементам налоговой системы. Вероятность ошибки возрастает при недостатке опыта и в стремлении выстроить чересчур сложную всеобъемлющую систему, которая отражала бы все нюансы функционирования нефтегазового сектора. Возможна ситуация, когда созданная система окажется достаточно эффективной в смысле выполнения своих функций, но слишком сложной и дорогой в «эксплуатации». В данном случае издержки риска ошибочных решений, связанных с внутренним механизмом действия системы, трансформируются в дополнительные административные издержки.

При разработке и применении гибкой налоговой системы **издержки недропользователей** включают:

- технические издержки;
- издержки администрирования;
- издержки, вызванные усилением государственного контроля.

Технические издержки, как таковые, связаны с установкой и эксплуатацией дополнительного оборудования, например контроль-

но-измерительного, что является необходимой материальной предпосылкой для организации раздельного учета объемов производимой продукции и затрат по объектам разработки: месторождениям, залежам, скважинам.

Издержки администрирования выражаются, главным образом, в усложнении функций учета и отчетности (бухгалтерской, финансовой, налоговой) в рамках добывающих компаний. При переходе к гибкой схеме налогообложения в компаниях НГС может возникнуть необходимость развертывания дополнительных систем учета, изменения структуры управления, переподготовки кадров и т.п.

Издержки, связанные с усилением государственного контроля (мониторинга), могут быть прямыми и косвенными. **Прямые издержки (расходы)** могут обуславливаться необходимостью более жесткого соблюдения требований лицензионных соглашений, технологической дисциплины, экологических нормативов и пр., а соответственно – необходимостью применения дополнительного или более дорогостоящего оборудования и повышения квалификации персонала. **Косвенные издержки (вычеты из дохода)** могут выражаться в некотором сокращении прибыли в результате перераспределения рентного дохода и увеличения доли государства в присвоении ренты. Такого рода издержки более вероятны в случае разработки высокорентабельных месторождений, отдача от которой для государства при «простой» налоговой системе может быть не вполне адекватной.

Но в любом случае применение гибких систем налогообложения НГС, как показывает опыт многих стран, в целом является выгодным и для государства, и для недропользователей – и та, и другая сторона полностью окупает свои издержки за счет получения дополнительных доходов.

5.1.3. Основные подходы к построению гибких налоговых систем

Мировой опыт показывает, что при всем разнообразии конкретных вариантов построения гибких налоговых систем в НГС в тех или иных странах существует всего лишь **два принципиально различающихся подхода к дифференциации налогообложения**: производственный и экономический. На практике – в разных странах –

имеет место модификация того или иного подхода, обусловленная местными особенностями, историческими или иными причинами.

Производственный подход характеризуется тем, что в основу дифференциации налогообложения положены **факторы, относящиеся к производственно-технологическим или технико-экономическим аспектам функционирования НГС** и, прежде всего, геолого-промысловые. Обычно в качестве факторов дифференциации выступают следующие:

- глубина залегания продуктивных пластов;
- «возраст» объекта разработки (период открытия и ввода в эксплуатацию) – обычно характеризует стадию, в которой находится процесс освоения (растущая, стабильная, падающая или затухающая добыча) самого объекта или даже целого добывающего района;
- дебиты скважин;
- качественные характеристики продукции – наличие или отсутствие вредных примесей (например, соединений серы), теплотворная способность (для газа), плотность, фракционный состав (для нефти);
- состав добываемой продукции – нефть, газ (метан), гелий, этановая фракция, сжиженные газы (пропан-бутаны), стабильный газовый конденсат (C_{5+} выше) – в отношении каждой компоненты могут применяться специальные ставки налогов (прежде всего, налога на добычу или роялти);
- применение (фактическое или предполагаемое) новых или нетрадиционных технологических методов добычи (например, поддержания пластового давления с целью повышения степени извлечения запасов);
- фактор отказа от разработки, который означает, что разработка объекта будет прекращена при отсутствии налоговых льгот.

Перечисленные факторы самым непосредственным образом связаны с показателями экономической эффективности (рентабельности, прибыльности) освоения ресурсов УВС, а точнее говоря, являются естественной первопричиной вариации экономических показателей. Поэтому дифференциация по производственным признакам и отражает в конечном счете различия в уровне экономической эффективности. Применительно к каждому дифференцирующему фактору определяются специальные поправочные коэффициенты к ба-

зисной ставке налога, а итоговая ставка представляет собой некую средневзвешенную величину.

Экономический подход характеризуется тем, что в основе дифференциации налогов лежат непосредственно финансово-экономические факторы – выраженные в той или иной форме **соотношения между доходами и издержками** недропользователей. Обычно в качестве дифференцирующего фактора используется так называемый «Р-фактор», показывающий накопленную рентабельность разработки месторождения или участка, т.е. отношение суммы накопленных доходов к накопленным капитальным и текущим расходам. Если в рамках производственного подхода главным является налог на добычу (роялти), то при экономическом подходе такую роль играет **специальный налог на доходы от добычи нефти и газа**. При этом в рамках экономического подхода возможна дифференциация ставок налогообложения и с учетом «возрастного» фактора (длительности эксплуатации и периода открытия месторождений).

При использовании любого из названных подходов допускается дифференциация ставок налогообложения, учитывающая динамику изменения рыночной конъюнктуры.

В современных условиях при построении гибкой системы налогообложения НГС в целом **более предпочтительным можно считать экономический подход**, поскольку он напрямую связан с параметрами экономической эффективности, а не «транзитом» через совокупность производственных показателей. Однако при реализации экономического подхода выдвигаются **более жесткие требования к системе государственного мониторинга**, которая должна охватывать большой спектр финансово-экономических и производственных показателей. Кроме того, как нам представляется, система налогообложения, основанная на экономическом подходе, более чувствительна к влиянию «человеческого фактора».

Сказанное отчасти объясняет, почему в одних странах применяется производственный, а в других – экономический подход к дифференциации налогообложения НГС. Производственный подход более распространен в старых нефтегазодобывающих странах (США, Канада), где он формировался и «оттачивался» на протяжении многих десятилетий. В свою очередь, экономический подход применяется в странах, где добыча нефти и газа началась сравнительно недавно (Великобритания, Норвегия, Нидерланды).

5.2. Обобщение зарубежного опыта в вопросах гибкого налогообложения газовой промышленности

Зарубежный опыт показывает, что **дифференциация налогообложения в газодобывающей промышленности столь же актуальна, как и в нефтедобывающей.**

Однако обращает на себя внимание то обстоятельство, что **признак многокомпонентности продукции газовых месторождений сам по себе не является дифференцирующим фактором в налогообложении.** Понятие «жирный газ», т.е. газ, содержащий наряду с метаном углеводороды $C_{2+выше}$, вообще не употребляется в связи с вопросами налогообложения. Продукция газовой залежи является «жирной» (многокомпонентной, смесью газообразных и жидких углеводородов) на устье скважины, тогда как объектом налогообложения выступают конечные продукты, образующиеся в результате переработки газожидкостной смеси: сухой газ (метан), этановая фракция, пропан-бутаны, пентаны, стабильный конденсат и другие продукты (например, гелий). В отношении каждого из названных продуктов в рамках производственного подхода к налогообложению применяются специальные ставки налога на добычу (роялти), а при экономическом подходе в расчет принимается суммарный доход от реализации всех произведенных продуктов.

Содержание в газе компонентов $C_{2+выше}$ в общем случае служит предпосылкой для увеличения сумм налогообложения, поскольку данные компоненты имеют более высокую по сравнению с метаном (сухим газом) экономическую ценность, более высокую рыночную цену. В зарубежной практике не актуализируется вопрос о целесообразности переработки газа и определении минимально допустимых концентраций углеводородов $C_{2+выше}$, при которых переработка газ становится эффективной (как это было в СССР с его плановой экономикой). Переработке подвергается практически весь добываемый газ, а дополнительные затраты на извлечение тяжелых компонентов полностью окупаются за счет более высоких рыночных цен (в сравнении с метаном).

При дифференциации налогообложения в расчет принимаются условия (издержки) производства сухого газа (метана). А роль дифференцирующих играют естественные факторы, которые обычно отличают газоконденсатные месторождения от «чисто» газовых:

- большая глубина залегания продуктивных пластов (глубина скважин);
- меньшие дебиты скважин;
- меньшие размеры запасов (если это имеет место).

Перечисленные факторы учитываются в рамках **производственного подхода**. В зависимости от значений тех или иных параметров, определяются **поправочные (понижающие) коэффициенты к базисной ставке налога на добычу** для сухого газа либо (в «маргинальных» случаях) объект разработки полностью освобождается от уплаты налога.

Кроме того, и при **производственном**, и при **экономическом подходе** могут дополнительно приниматься в расчет следующие факторы:

- период открытия месторождения, стадия разработки.
- уровень цен на газ;
- применение специальных технологических схем разработки (например, методов поддержания пластового давления).

В рамках **экономического подхода** при налогообложении недропользователей, ведущих разработку газоконденсатных месторождений и залежей (как и в случае освоения «чисто» газовых или нефтяных месторождений), в качестве основного дифференцирующего фактора выступает **соотношение показателей доходов и расходов** (в виде, например, «Р-фактора»).

Необходимо добавить, что **влияние дифференцирующих факторов при налогообложении оценивается динамическим образом**, т.е. с учетом изменения степени их воздействия (значений конкретных параметров) во времени.

Дифференциация на основе перечисленных выше факторов, безразлично – в условиях применения производственного или экономического подхода – позволяет для газоконденсатных месторождений выстраивать **гибкие схемы налогообложения, при которых уровень обложения варьируется в зависимости от конечных показателей экономической эффективности**. Иными словами, с точки зрения налогообложения «жирный» газ, или газ газоконденсатных месторождений, не рассматривается в качестве особого вида минерального сырья. И если мы попытаемся разработать схему налогообложения исходя из принципа эксклюзивности газоконден-

сатных месторождений, то не найдем аналогичных примеров из зарубежной практики и будем вынуждены идти своим «особым» путем.

5.3. О возможности построения гибкой налоговой системы в газовой промышленности России

Главной предпосылкой для перехода к гибкой налоговой системе в газовой промышленности России является **значительное усиление различий в условиях разработки месторождений**, вызванное истощением ресурсной базы – и, в особенности, наиболее продуктивных и легкодоступных сеноманских залежей – уникальных месторождений (Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского), которые вступили в стадию падающей добычи. Компенсировать падение добычи на этих месторождениях и обеспечить дальнейший рост общей добычи природного газа в стране можно только за счет ввода в эксплуатацию:

- новых относительно небольших месторождений, находящихся в сравнительно доступных районах (например, на территории ЯНАО на уже освоенных широтах);

- новых крупных месторождений, находящихся в арктической зоне и других труднодоступных регионах страны (например, на пове Ямал);

- глубоких горизонтов, нефтегазоконденсатных участков и оторочек на эксплуатируемых месторождениях.

Но при любом из вариантов развития событий **в разработку будет вводиться все большее и большее число месторождений с многокомпонентным составом сырья**. Соответственно **будут расширяться масштабы деятельности и возрастать роль независимых газодобывающих компаний**. Данное обстоятельство обязательным образом должно учитываться при реформировании системы налогообложения газовой промышленности.

Действующая налоговая система не соответствует условиям и задачам дальнейшего развития газодобычи – она адаптирована к условиям разработки гигантских высокопродуктивных месторождений. Есть основания полагать, что ставки нынешнего налога на добычу неадекватны даже применительно к эксплуатации наиболее «старых» сеноманских залежей того же Уренгойского или Медвежьего месторождений. Но данное обстоятельство нивелируется вслед-

ствии консолидации и усреднения финансово-экономических показателей в рамках монопольного оператора, каковым является ОАО «Газпром».

Несмотря на целесообразность и необходимость повышения гибкости налоговой системы существует ряд факторов, препятствующих переходу к гибкому налогообложению газовой промышленности:

- высокий уровень монополизации в сфере добычи и (особенно!) транспортировки газа;
- неразвитость рынка УВС (природного газа, нефтехимического сырья, сжиженных газов);
- слабость государственной системы управления природными ресурсами (недрами).

Высокий уровень монополизации добычи при освоении крупных месторождений искусственно сглаживает различия в условиях разработки и тем самым, якобы, снижает актуальность перехода к дифференцированным схемам налогообложения.

Практически полная монополизация газотранспортной системы создает дополнительные **барьеры входа в отрасль для независимых компаний**, специализирующихся на освоении небольших и сложных газовых месторождений, и объективно снижает стимулирующую роль налогообложения. Если недропользователь не сможет свободно продавать свою продукцию потребителям, то никакими налоговыми льготами ситуацию не исправишь.

Неразвитость рынка УВС имеет двоякого рода последствия. *Во-первых*, для всех без исключения недропользователей задаются искаженные нормативы экономической эффективности, привязанные к регулируемым ценам. *Во-вторых*, в значительной степени утрачивается сам смысл существования и деятельности независимых «рыночно-ориентированных» добывающих компаний.

Слабость государственного управления недрами создает дополнительные сложности в организации системы мониторинга и контроля в сфере недропользования, усиливает «субъективные» проблемы реформирования налоговой системы.

Перечисленные обстоятельства значительно затрудняют переход к гибкому налогообложению в газодобывающей промышленности России и, в особенности, с применением экономического подхода, который теоретически считается более предпочтительным. Глав-

ным препятствием для реализации экономического подхода при реформировании налоговой системы является неразвитость рыночных отношений в газовом секторе России. Между тем зарубежный опыт показывает, что формирование гибких систем налогообложения на экономической основе происходило и происходит в настоящее время в сочетании с либерализацией рынка природного газа.

Поэтому **создание гибкой налоговой системы в газодобывающей промышленности России следует начать на основе элементов производственного подхода**, отражающих естественную (геолого-промысловую, географическую) дифференциацию условий разработки месторождений. Учитывая реалии сегодняшнего дня, следует признать, что **отечественная система управления недрами в целом (и налогообложения – в частности) в большей степени подготовлена именно к такому пути развития**. При построении гибкой схемы налогообложения на основе производственного подхода могут быть использованы уже существующие элементы системы государственного мониторинга и контроля геолого-промысловых параметров разработки месторождений и состояния запасов, знания и опыт российских компаний, а также может быть применен зарубежный опыт (прежде всего, Канады, США). В дальнейшем – по мере становления полноценного рынка УВС – сложатся необходимые предпосылки для трансформации гибкой налоговой системы в сторону усиления элементов экономического подхода.

При формировании дифференцированной системы налогообложения на основе производственного подхода газодобывающая отрасль имеет определенные преимущества перед нефтяной промышленностью в силу значительно меньшего числа объектов (месторождений, залежей, скважин), что уменьшает издержки перехода и для государства, и для недропользователей.

5.4. О практических шагах по реформированию системы налогообложения газодобывающей отрасли

Процесс формирования гибкой системы налогообложения должен рассматриваться как важнейшая часть общей системы государственного регулирования газового сектора, включая регулирова-

ние процессов разработки и добычи, цен, доступа к транспортной инфраструктуре. Этот процесс должен происходить поэтапно, а каждый его шаг должен синхронизироваться с мероприятиями по реформированию других элементов системы регулирования, с развитием рынка УВС, либерализацией рынка природного газа.

В стратегии перехода к гибкой системе налогообложения газодобычи представляется целесообразным выделить следующие последовательные этапы.

1. Введение дифференцированных ставок налога на добычу газа в дополнение к базисной ставке (в рублях на 1000 м³), относимой к добыче газа из высокопродуктивных сеноманских залежей. Для каждого объекта разработки базисная ставка должна корректироваться с помощью понижающих коэффициентов, учитывающих:

- глубину скважин (залежей);
- период ввода в разработку (для новых месторождений).

Применение первого коэффициента должно быть направлено прежде всего на создание равноконкурентных условий для недропользователей, занятых освоением газоконденсатных месторождений. Применение временных поправок (льгот) должно стимулировать ввод новых месторождений.

Необходимые условия для реализации этапа 1:

- подготовка и принятие поправок к нормативно-правовым актам, определяющим порядок налогообложения и недропользования;
- формирование адекватной системы государственного мониторинга и контроля геолого-промысловых и других производственных параметров газодобычи;
- формирование адекватной системы учета производственных и финансово-экономических показателей в газодобывающих компаниях.

В дальнейшем будет необходима корректировка дифференцированных ставок налога на добычу газа параллельно с реформированием системы регулирования цен на природный газ и другие виды УВС, а также созданием основ газового рынка.

2. Расширение рамок дифференциации налогообложения с учетом фактора запасов – размеров и степени истощения. Введе-

ние специальных льгот при разработке объектов, которые могут быть отнесены к категории «маргинальных».

Необходимые условия для реализации этапа 2:

- определение и формализация критериев классификации запасов по размерам для целей налогообложения;

- паспортизация месторождений по параметру времени ввода в разработку для выявления целесообразности предоставления налоговых льгот;

- определения перечня возможных специальных льгот и условий для их применения.

3. Введение прогрессивного налога на доходы от добычи УВС и одновременное сокращение ставок налога на добычу.

4. Отмена налога на добычу для «зрелых» и малорентабельных месторождений.

Необходимые условия для реализации этапов 3 и 4:

- формирование комплексной системы государственного мониторинга ситуации в газовом секторе;

- достижение высокого уровня развития рынка природного газа и других видов УВС;

- подготовка и принятие поправок к нормативно-правовым актам, определяющим порядок налогообложения и недропользования.

Таким образом, как нам представляется, может быть выстроена **стратегия перехода к гибкой системе налогообложения** газовой промышленности с постепенной ее переориентацией от производственного к экономическому подходу.

Представленные выше шаги и меры по реформированию системы налогообложения газовой промышленности в том виде, как они сформулированы, образуют лишь общую схему, или каркас, возможной стратегии.

5.5. Основные выводы на основе экспериментальных расчетов

На основании выполненной аналитической работы и проведенных расчетов можно сделать следующие основные выводы по проблемам формирования гибкой (дифференцированной) системы нало-

гообложения в газовом секторе, а точнее – в газодобывающей отрасли.

1. В российских условиях **при построении системы дифференцированного налогообложения газодобычи целесообразно ориентироваться на применение производственного подхода**, который отличается большей простотой администрирования. Переход к гибкому налогообложению на основе экономического подхода следует рассматривать как долговременную стратегическую задачу, решение которой станет возможным по мере развития информационной инфраструктуры, создания адекватных поставленной задаче систем мониторинга и контроля всей совокупности финансово-экономических показателей работы предприятий газового сектора.

2. При построении системы дифференцированного налогообложения по производственному принципу **следует прежде всего учесть различия в глубине скважин** (залегания продуктивных пластов на месторождениях). Данный показатель является одним из основных факторов, определяющих различия в уровне издержек на добычу газа (инвестиций и эксплуатационных затрат).

3. При разработке принципов предоставления налоговых льгот необходимо учесть опыт применения гибких схем налогообложения в газовой промышленности США и Канады, в соответствии с которыми льготы предоставляется в ограниченном объеме и, фактически, на ограниченное время. Действие льготного режима налогообложения не может в равной степени распространяться на весь период разработки. Учитывая интересы добывающих компаний, **применение льгот по налогу на добычу для газа в основном должно быть отнесено к начальному этапу разработки месторождений и ограничиваться периодом окупаемости инвестиций**. Тем самым будет достигнута одна из главных целей перехода к дифференцированной системе налогообложения, связанная со стимулированием ввода в разработку новых месторождений.

4. Учитывая особенности современного этапа развития российской экономики, ее в значительной степени переходный характер, отсутствие устоявшихся (стабильных) рыночных пропорций и ценовых соотношений, не следует напрямую копировать какую-либо из зарубежных схем гибкого налогообложения. В частности, в России в настоящее время нельзя применять такие же подходы к определению ставок и предельных размеров льгот (скидок) по налогу на добычу,

как это практикуется в странах Северной Америки, т.е. в стоимостном или натуральном выражении. Представляется более **целесообразным устанавливать размеры льгот в долевом отношении к общей ставке налога (с помощью дифференцирующих коэффициентов), а срок действия льгот – непосредственным образом на определенный промежуток времени.** Указанный подход может быть использован и в условиях применения как специфических, так и в условиях адвалорных ставок налога на добычу газа.

5. На основе имитационной модели была апробирована разработанная **схема расчетов (практическая методика) дифференциации ставок налога на добычу газа с учетом глубины скважин (продуктивных залежей) и показателей экономической эффективности разработки месторождений.**

6. Выполненные расчеты подтвердили **возможность и целесообразность применения пониженных ставок налога на добычу газа при разработке месторождений с глубокозалегающими продуктивными горизонтами на период времени, соответствующий сроку окупаемости инвестиций.** Предоставление указанной льготы особенно необходимо при освоении объектов, ввод в эксплуатацию которых в условиях действия обычного налогового режима представляется маловероятным.

7. Выполненные расчеты подтвердили остроту противоречий между стимулирующими целями гибкого налогообложения и фискальными интересами государства. В рамках действующих общих правил налогообложения и межбюджетного распределения налогов трудно подобрать параметры дифференциации ставок налога на добычу газа (понижающие коэффициенты), которые в равной степени подходили бы для объектов, однотипных по глубине скважин, но различающихся по уровню эффективности разработки. При использовании одинаковых понижающих коэффициентов (т.е. без учета экономических факторов дифференциации) рентабельные и высоко-рентабельные объекты получают необоснованные налоговые преференции, что ведет к значительному сокращению доходов федерального бюджета. Оценить допустимость сокращения государственных доходов можно лишь при условии, если будут учтены все значимые факторы, связанные с развитием газодобычи – мультипликативные эффекты в экономике, социально-экономические факторы.

8. Проблема ввода в разработку низкорентабельных и субрентабельных месторождений требует специальных подходов. Стимулирование освоения такого рода объектов в рамках общей схемы дифференциации налогообложения на производственных принципах представляется весьма затруднительным, поскольку придется необоснованно занижать поправочные коэффициенты к общей ставке налога, действие которых распространяется и на все другие объекты. В этом случае, чтобы компенсировать сокращение общей суммы налоговых платежей, придется повышать основную ставку налога на добычу газа для месторождений с глубиной скважин менее 1700 м.

9. Противоречия между стимулирующими целями гибкого налогообложения и фискальными интересами государства могут быть в значительной степени ослаблены при условии, что **дифференцированные ставки налога на добычу газа будут применяться только для новых месторождений, предполагаемых к вводу в разработку**. Т.е. в тех случаях, когда вопрос стоит «или – или»: или месторождение будет введено в эксплуатацию благодаря предоставлению льгот (а государство получит меньший объем налоговых платежей), или месторождение вообще не будет разрабатываться, а государство не получит от него никаких налогов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. СОВРЕМЕННЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОГО СЕКТОРА РОССИИ.....	7
1.1. Состояние минерально-сырьевой базы газового сектора России.....	7
1.2. Соотношение добычи и прироста запасов газа.....	10
1.3. Освоение ресурсов газа газоконденсатных залежей: повышенные издержки для недропользователей.....	13
1.3.1. Дополнительные затраты на добычу, подготовку и транспортировку «жирного» газа.....	13
1.3.2. Необходимость инвестиций в переработку конденсата.....	16
1.4. Роль и место независимых производителей газа.....	19
1.4.1. Энергетическая стратегия и независимые производители газа..	19
1.4.2. Привлечение инвестиций в газовый сектор.....	20
1.4.3. Основные барьеры и риски для развития независимых газовых компаний.....	23
2. ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ГИБКОЙ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ РОССИИ.....	25
2.1. Необходимость дифференцированных подходов при налогообложении.....	25
2.2. Принципиальные подходы к дифференциации налогообложения..	28
2.3. Возможные подходы к дифференциации налогообложения в нефтегазовом секторе России.....	32
2.3.1. Производственный подход к дифференциации.....	33
<i>Налог на добычу полезных ископаемых.....</i>	<i>34</i>

<i>Дифференциация налога на добычу для нефти: современное состояние</i>	37
<i>Выработанность месторождений как фактор дифференциации</i>	38
<i>Проблемы применения производственного подхода</i>	40
<i>Уровень администрируемости дифференцирующих факторов</i>	42
2.3.2. Экономический подход к дифференциации налогообложения в России.....	43
2.3.3. Сравнительная характеристика подходов.....	47
2.4. Оценка перспектив внедрения дифференцированной налоговой системы.....	49
3. ПОДХОДЫ К ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ: ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ.....	53
3.1. Опыт Канады в применении дифференцированных подходов к налогообложению добычи нефти и газа.....	53
3.1.1. Особенности системы управления ресурсами недр в Канаде....	53
<i>Мониторинг процессов освоения месторождений и добычи углеводородов</i>	54
<i>Основные черты налогового режима</i>	56
3.1.2. Управление ресурсами недр в провинции Альберта.....	58
<i>Нефтегазовый сектор в экономике Альберты</i>	58
3.1.3. Особенности взимания роялти для природного газа.....	60
<i>Формулы и ставки для расчета роялти по компонентам C_1-C_4</i>	63
<i>Скидки (льготы) для низкодебитных скважин</i>	64
<i>Формулы и ставки для расчета роялти для компонентов C_{5+} выше</i>	65

3.1.4. Программы стимулирования нефтегазового сектора в Альберте.....	66
3.1.5. Британская Колумбия: особенности взимания роялти в газовой промышленности.....	67
<i>Льготная ставка для малодебитных скважин.....</i>	<i>69</i>
<i>Программа для маргинальных скважин (Marginal Royalty Program).....</i>	<i>70</i>
3.2. Опыт США в применении дифференцированных подходов к налогообложению нефтегазового сектора.....	71
3.2.1. Малорентабельные объекты и независимые компании в нефтегазовом секторе США.....	71
3.2.2. Федеральные программы стимулирования добычи углеводородного сырья.....	73
3.2.3. Особенности региональной налоговой политики в основных нефтегазодобывающих штатах.....	74
<i>Оклахома.....</i>	<i>75</i>
<i>Луизиана.....</i>	<i>77</i>
<i>Техас.....</i>	<i>78</i>
<i>Аляска.....</i>	<i>81</i>
3.3. Опыт стран западной Европы в формировании гибкой системы налогообложения в НГС.....	85
3.3.1. Динамика методов налогового регулирования при освоении шельфа северного моря.....	85
3.3.2. Гибкое налоговое регулирование нефтегазового сектора в Великобритании.....	86
3.3.3. Опыт гибкого налогообложения нефтегазового сектора в Норвегии.....	90

3.3.4. Налогообложение газодобывающей промышленности в Нидерландах.....	93
3.4. Дифференциация в зависимости от глубины залежей (скважин)....	96
3.4.1. Зависимость издержек от глубины залежей (скважин).....	96
3.4.2. Схемы дифференциации налогов на добычу газа в зависимости от глубины залежей (скважин): зарубежный опыт.....	98
<i>Опыт канадской провинции Альберта</i>	99
<i>Опыт канадской провинции Британская Колумбия</i>	102
<i>Стимулирование добычи углеводородного сырья в США (шельф)</i>	105
3.4.3. Анализ применимости североамериканских схем дифференциации роялти в условиях России.....	107
4. ПРАКТИЧЕСКАЯ МЕТОДИКА ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОГО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ: ВАРИАНТЫ ПОСТРОЕНИЯ И ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ.....	111
4.1. Варианты методики дифференциации налогообложения.....	112
4.1.1. Простая дифференциация.....	113
4.1.2. Простая дифференциация с временными ограничениями.....	115
4.1.3. Гибкая дифференциация с учетом уровня рентабельности.....	118
4.1.4. Сравнительный анализ вариантов методики и возможностей их реализации.....	122
4.2. Оценка параметров налогообложения для отдельных объектов...	128
4.2.1. Простая дифференциация налога на добычу газа.....	129
4.2.2. Простая дифференциация налога на добычу газа с временными ограничениями действия льгот.....	130
4.2.3. Гибкая дифференциация налога на добычу газа с учетом рентабельности разработки месторождений.....	132

4.3. Оценка параметров налогообложения по газодобывающей отрасли.....	136
4.3.1. Простая дифференциация налога на добычу газа.....	137
4.3.2. Простая дифференциация налога на добычу газа с временными ограничениями действия льгот.....	139
4.3.3. Гибкая дифференциация налога на добычу газа с учетом рентабельности разработки месторождений.....	142
5. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ.....	147
5.1. О принципах дифференциации налогообложения в нефтегазовом секторе.....	147
5.1.1. Необходимость и выгоды дифференциации.....	147
5.1.2. Издержки дифференциации.....	149
5.1.3. Основные подходы к построению гибких налоговых систем.....	151
5.2. Обобщение зарубежного опыта в вопросах гибкого налогообложения газовой промышленности.....	154
5.3. О возможности построения гибкой налоговой системы в газовой промышленности России.....	156
5.4. О практических шагах по реформированию системы налогообложения газодобывающей отрасли.....	158
5.5. Основные выводы на основе экспериментальных расчетов.....	160

В. А. Крюков, В. Ю. Силкин,
А. Н. Токарев, В. В. Шмат

ПОДХОДЫ К ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Корректоры *Леготина Н. Н., Шишулина И. А.*
Технический редактор *Войчук М. Т.*

Подписано в печать 03.04.2006. Формат 60x80^{1/16}
Гарнитура Petersburg СТТ. Уч.-изд. л. 9,9. Усл. печ. л. 7,2.
Тираж 500 экз. Заказ № 35-06.

Издательский дом «Сова»
630060, Новосибирск, 60, а/я 58.
Тел./факс: (383) 332-48-45
E-mail: id_sova@mail.ru

Типография ИД «Сова»
630060, Новосибирск, Зеленая горка,1

