

А.И. Перчик

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

ЭКОНОМИКА * ПРАВО

*Допущено учебно-методическим объединением
вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию
в качестве учебного пособия*

Москва
2004

УДК /622.276+622.279/.003
ББК 67.99(28)5
П 27

Перчик А.И. Налогообложение нефтегазодобычи. Пра-
П 27 во. Экономика. — М.: ООО «Нестор Академик Паблн-
шерз», 2004. — 464 с.
ISBN 5-7246-0211-3

Монография посвящена теоретическим, методологическим и практическим вопросам налогообложения нефтегазодобычи в России, иностранных федеративных государствах и странах СНГ. Рассматривается действующая налоговая система, специальные налоговые режимы — соглашения о разделе продукции, концессии. Предложена концессия и основные направления совершенствования налогообложения нефтегазодобычи.

Книга предназначена для широкого круга специалистов в области нефтегазодобычи, студентов, аспирантов и преподавателей вузов.

УДК /622.276+622.279/.003
ББК 67.99(28)5

Остап Бендер знал четыреста
сравнительно честных способов
отъема денег у граждан.
Государство установило один,
но **абсолютно** честный — налоги.

Мнение автора

Содержание

Введение	11
Часть I. Теоретические и методические вопросы налогообложения нефтегазодобычи	
Глава 1. Теоретические аспекты формирования налоговой системы нефтегазодобычи	14
1.1. Принцип построения системы налогообложения нефтегазодобычи	14
1.2. Философия налогообложения нефтегазодобычи	22
Глава 2. История налогообложения нефтегазодобычи в России	35
Глава 3. Система налогообложения нефтегазодобычи	42
3.1. Правомерность введения и взимания платежей при пользовании недрами	42
3.2. Структура системы налогообложения нефтегазодобычи	45
3.3. Налоги нефтегазодобывающих организаций в бюджетной системе	57
3.4. Права и обязанности налогоплательщиков в нефтегазодобыче ..	67
3.5. Налоговый кадастр организаций НГК	72
3.6. Показатели оценки эффективности системы налогообложения нефтегазодобычи	79
3.7. Учет потерь при налогообложении организаций по добыче нефти и газа	83
Глава 4. Налоговая терминология в нефтегазодобыче	87
4.1. Значимость терминологии и основные понятия в налого- обложении	87
4.2. Налоги, сборы, платежи	89
4.3. Недра, участки недр	93
4.4. Углеводное сырье, нефть, газ	94
4.5. Налогоплательщики — пользователи недр	98
4.6. Горный отвод, геологический отвод	101
4.7. Континентальный шельф, экономическая зона, террито- риальное море	103

4.8. Виды пользования недрами	109
4.9. Конкурс, аукцион, торги	114
4.10. Рента (горная рента) в нефтегазодобыче	122
4.11. Доход, прибыль	131
4.12. Консорциум — простое товарищество	135

Часть II. Система налогообложения нефтегазодобычи

Глава 5. Нефтегазодобыча в налоговой системе России	144
5.1. Правовой статус налогового законодательства	144
5.2. Виды налогов и сборов	146
5.3. Особенности ценообразования в нефтегазодобыче	150
Глава 6. Налог на прибыль нефтегазодобывающих организаций	152
6.1. Налогооблагаемая прибыль	152
6.2. Доходы: понятие, виды, структура	154
6.3. Расходы: понятие, виды, структура	157
6.4. Расходы на освоение природных ресурсов	159
6.4.1. Виды и структура расходов	159
6.4.2. Рыночная цена работ по освоению нефтегазовых месторождений	165
6.4.3. Порядок учета расходов	166
6.5. Амортизационные отчисления	171
6.6. Прочие расходы на производство и реализацию	181
6.7. Внерезидентные расходы	182
6.8. Расчет налога	185
Глава 7. Налог на добавленную стоимость	192
Глава 8. Акциз	197
8.1. Природа акциза в нефтегазодобыче	197
8.2. Взимание акциза на природный газ	203
Глава 9. Таможенная пошлина	209
Глава 10. Система платежей при пользовании недрами	214
10.1. Формирование системы	214
10.2. Виды платежей при пользовании недрами	217
10.3. Порядок исчисления сроков начала и окончания уплаты налогов, сборов и платежей	218
10.4. Разовые платежи за пользование недрами	221
10.5. Регулярные платежи за пользование недрами	223
10.5.1. Правовая природа регулярных платежей за пользование недрами	223
10.5.2. Порядок уплаты и ставки регулярных платежей	228

10.5.3. Порядок расчета регулярных платежей	232
10.5.4. Освобождение от платежей за пользование недрами	235
10.5.5. Неправомерность взимания платежей за пользование недрами в целях разведки полезных ископаемых	238
10.6. Плата за геологическую информацию о недрах	243
10.7. Сборы за участие в конкурсе (аукционе) и выдачу лицензий	248
10.8. Распределение платежей за пользование недрами между бюджетами различных уровней	249
Глава 11. Налог на добычу полезных ископаемых	255
11.1. Введение налога на добычу полезных ископаемых	255
11.2. Субъекты и объекты налога	256
11.3. Добытое полезное ископаемое	258
11.4. Налоговая база	260
11.5. Оценка стоимости добытых полезных ископаемых (нефти, газа)	263
11.6. Порядок исчисления налога	267
Глава 12. Налогообложение нефтегазодобычи в условиях корпоративного ценообразования	275
Глава 13. Налоговые законопроекты	283
13.1. Направления законоотвочества в сфере налогообложения нефтегазодобычи	283
13.2. Законопроект о концессиях	285
13.3. Законопроект о налоге на дополнительный доход при добыче углеводородов	287
13.4. Законопроект о рентных платежах	293

Часть III. Специальные налоговые режимы в нефтегазодобыче

Глава 14. Специальные налоговые режимы	299
Глава 15. Налогообложение в режиме раздела продукции	306
15.1. Фискальная природа раздела продукции	306
15.2. Порядок возмещения налогов, сборов и платежей	309
15.3. Особенности уплаты налогов, сборов и платежей при выполнении СРП	312
15.3.1. Общие положения	312
15.3.2. Налог на прибыль организаций	313
15.3.3. Налог на добавленную стоимость	317
15.3.4. Налог на добычу полезных ископаемых	322

15.3.5. Платежи при пользовании недрами	324
15.3.6. Регулирование заключения и исполнения СРП в акваториальных зонах	327
15.4. Схема и параметры раздела продукции	328
15.4.1. Двухступенчатая схема раздела продукции	328
15.4.2. Прямой раздел продукции	331
15.5. Возмещение затрат	332
15.5.1. Основные принципы возмещения затрат	332
15.5.2. Лимит компенсационной продукции	335
15.5.3. Состав возмещаемых затрат	338
15.6. Аплифт	343
15.7. Критерии раздела прибыльной продукции	345
15.7.1. Разновидности критериев	345
15.7.2. Внутренняя норма прибыли	346
15.7.3. Р-фактор	348
15.8. Ликвидационный фонд	349
15.8.1. Обязанность ликвидации промысловых объектов	349
15.8.2. Формирование и использование ликвидационного фонда	356

Часть IV. Налогообложение нефтегазодобычи за рубежом

Глава 16. Система налогообложения нефтегазодобычи за рубежом	362
16.1. Этапы и направления развития	362
16.1. Виды налогов и налоговых режимов	365
16.3. Налогообложение при поиске месторождений нефти и газа	367
16.3.1. Кэш-бонус	367
16.3.2. Арендная плата (ренталс)	369
16.3.3. Налогообложение продукции, добытой в период поисковых работ	370
16.4. Налогообложение добычи нефти и газа	370
16.4.1. Бонусы при добыче нефти и газа	371
16.4.2. Арендная плата при добыче	371
16.4.3. Роялти	372
16.4.4. Налог на прибыль	378
16.5. Налоговые режимы в нефтегазодобыче за рубежом	381

Глава 17. Налогообложение нефтегазодобычи в федеративных государствах	385
Глава 18. СРП за рубежом	392
18.1. История возникновения и развития СРП	392
18.2. Соглашения индонезийского типа	392
18.3. Соглашения перуанского типа	398
18.4. Другие примеры СРП («прямой раздел»)	402
18.5. Элементы налогового режима СРП	404
18.5.1. Основные элементы налогового режима СРП	404
18.5.2. Заключение СРП	405
18.5.3. Возмещение затрат	408
18.5.4. Распределение прибыльной продукции и налоги	409
18.6. Особенности «газовых» СРП	411
Глава 19. Налогообложение нефтегазодобычи в странах СНГ	413
19.1. Системы налогообложения нефтегазодобычи	413
19.1.1. Общий налоговый режим	413
19.1.2. Концессионный режим	415
19.2. Налогообложение нефтегазодобычи в Казахстане	419
19.3. Налогообложение нефтегазодобычи в Азербайджане	424
19.4. Налогообложение нефтегазодобычи в Украине	429
19.5. Налогообложение нефтегазодобычи в Узбекистане	437
19.6. Налогообложение нефтегазодобычи в Туркменистане	441
Заключение	443
1. Общие положения	443
2. Выводы и рекомендации	444
Перечень законодательных актов и литературных источников	447
I. Законодательные акты (в хронологическом порядке)	447
II. Монографии, учебные пособия (в алфавитном порядке)	454

Введение

Под нефтегазодобычей в данной работе понимается интегрированный комплекс производственных процессов поиска месторождений нефти и газа, разведки, обустройства и разработки открытых месторождений и, наконец, реализации добытой продукции. С точки зрения налогообложения, в широком понимании этого термина, этот сектор нефтегазового комплекса (НГК) регулируется, в силу тех или иных объективных и субъективных условий, как налоговыми, так и неналоговыми платежами. Здесь действуют одновременно общий и специальные налоговые режимы (СРП, концессии). Все это обусловило необходимость широкого и комплексного подхода при постановке проблемы и особенно при ее решении.

В работе наряду с аналитическим и информационным материалом по действующему законодательству рассматриваются некоторые теоретические аспекты налогообложения в данной сфере. Большое внимание уделяется вопросам мотивации тенденций развития налогообложения как подотрасли экономики и подотрасли права. Экономические, финансовые аспекты налогообложения тесно смыкаются с правовыми вопросами. Следовательно, с практической точки зрения при рассмотрении вопросов налогообложения организаций нефтегазового комплекса правомерно и целесообразно исследовать и разрабатывать методологию его формирования комплексно.

Следует отметить, что российская система налогообложения предприятий нефтегазового комплекса имеет более лояльный характер по сравнению с мировыми системами налогообложения. Например, в Венесуэле государственная компания «Петролиус Венесуэла» уплачивает налог на добычу (роялти) в размере 30% и налог на прибыль — 67%.

Концептуальные подходы, которые использовал автор, базируются на изучении опыта налогообложения организаций нефтегазового комплекса, коллизий развития теоретических воззрений и их воплощения в законодательной и нормативной практике,

выявлении противоречий в налоговых актах, нестыковок норм налогового регулирования с нормами, регулирующими другие виды производственно-хозяйственной деятельности. Изучение действующей налоговой системы и ее функционирования в сфере экономических, финансовых и производственных отношений позволяет определить и охарактеризовать направления развития регулятивных возможностей отдельных видов налогов, сборов и платежей, оценить их эффективность.

Действие любой налоговой системы в конечном итоге определяется теми приоритетами, которые провозглашает правительство, поскольку сама налоговая система является одним из действенных инструментов реализации государственной политики. При этом необходимо не втягиваться в полемику по вопросу установления того или иного налога, ставок, порядка уплаты и т.п., вначале определиться с приоритетом, сформулировать концепцию, причем не концепцию налогообложения вообще, а **концепцию налогообложения добывающих отраслей** с учетом их организационно-технологической специфики. В концепции должно быть четко сформулировано отношение государства к своим минеральным ресурсам. Вариантов здесь всего два: если ресурсов много, следует интенсивно их добывать и продавать, если мало — всемерно экономить, добывать только необходимое количество. Третьего, промежуточного варианта быть не должно. Иначе концепция работать не будет.

Можно с полным основанием утверждать, что никакого универсального решения, обеспечивающего создание эффективно функционирующей налоговой системы в сфере нефтегазового комплекса, нет. Отечественный опыт, опыт различных стран может служить лишь информацией, некой базой знаний, дающей толчок к поиску решений, удовлетворяющих требованиям и условиям современной российской действительности.

Первая попытка разработки специальной налоговой системы в сфере нефтегазового комплекса применительно к лицензионному порядку недропользования была осуществлена еще в конце 1992 г. Н.А. Волынской и М.К. Клубничкиным, которые подготовили в развитие раздела V «Платежи при пользовании недрами» Закона Российской Федерации «О недрах» законопроект под названием «О налогообложении в нефтегазодобывающей промышленности». С тех пор эта проблема не утратила актуальности.

В периодической печати постоянно публикуется большое число статей, содержащих главным образом критику действующей системы налогообложения или изложение положений новых законопроектов, предлагающих те или иные частные решения.

В обобщенном виде вопросы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса рассматривались в 1999–2000 гг. в монографиях С.С. Ежова [106] и А.И. Токарева [156], которые, естественно, тогда еще не могли учесть положения Налогового кодекса Российской Федерации, касающиеся нового порядка налогообложения предприятий данной отрасли.

В предлагаемой читателю работе проблема исследуется комплексно: экономические аспекты дополнены организационно-правовыми вопросами. Таким образом, настоящее издание, по существу, является первым широкомасштабным исследованием современной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса; при этом в книге сделана попытка обоснования концепции построения этой системы и определения главных направлений ее развития на ближайшие годы.

В работе использованы законодательные акты по состоянию на июль 2003 г.

ЧАСТЬ I. Теоретические и методические вопросы налогообложения нефтегазодобычи

Глава 1. Теоретические аспекты формирования налоговой системы нефтегазодобычи

1.1. Принцип построения системы налогообложения нефтегазодобычи

При рассмотрении налогов как научной категории необходимо, во-первых, понять их сущность, природу возникновения и, во-вторых, определить их место в экономической системе общества. Все эти вопросы всегда занимали умы ученых. Научный подход к проблеме налогообложения предприятий нефтедобычи начал формироваться в виде теорий и учений в XVII в. Следует отметить, что такой глубокий экскурс в историю при рассмотрении сравнительно узкой проблемы, которой посвящено данное исследование, не только оправдан, но и весьма необходим. Именно такой подход позволил сформулировать доктрину налогообложения предприятий нефтегазодобычи, не диссонирующую с общими теоретическими представлениями о принципах построения налоговой системы, с одной стороны, и обосновать необходимость выделения ее в относительно самостоятельный блок в системе налогообложения — с другой.

Первые теоретические представления о налогах основывались на возмездном характере налогообложения. На этом принципе была построена теория обмена, в соответствии с которой граждане «обменивали» часть своих доходов на услуги государства по охране их безопасности, поддержанию порядка и т.п. Аналогичная идея лежала в основе теории «общественного договора» французского просветителя С. Вобана (1633–1707) и теории «публичного договора» французского философа Ш. Монтескье (1689–1755). Однако речь в этих теориях шла уже не об «обмене», а о

взаимовыгодном договоре, поскольку государство предоставляет свои услуги дешевле, чем если бы гражданин защищал себя самостоятельно. Налог выступал здесь как инструмент выгодной сделки между гражданином и государством. По существу, тех же взглядов придерживались такие философы того времени, как Т. Гоббс (1588–1679), Вольтер (1694–1778), Мирабо (1749–1791), А. Тьер (1797–1877), Дж. Мак-Куллох (1789–1864). Все они основное внимание уделяли объяснению сущности налогов и взаимоотношениям граждан и государства.

Роль налогов в функционировании государства, и в первую очередь их народнохозяйственной значимости, была сформулирована в трудах английских экономистов А. Смита (1723–1790), Д. Рикардо (1772–1823), несколько позднее Дж. М. Кейнса (1883–1946) и их достаточно многочисленных последователей в Германии и Франции.

При этом А. Смит рассматривал налоги лишь как один из видов государственных доходов, не признавая их обратного воздействия на экономику. Регулятивную функцию налогов впервые серьезно разработал и обосновал Дж. Кейнс. Позднее различные аспекты этого направления изучали авторы теорий монитаризма (М. Фридмен) и экономики предложения (М. Бернс и др.).

Все эти теории в конечном итоге доказывают, что неоправданно тяжелое налоговое бремя отрицательно сказывается на бизнесе и инвестиционной активности, а следовательно, приводит к уменьшению налоговых поступлений. Утверждается, что снижение налоговых ставок и введение льготных режимов налогообложения для корпорации приводит к бурному экономическому росту и соответственно к увеличению массы налоговых поступлений. Такой подход очень близок воззрениям современных российских законодателей, установивших одну из самых низких ставок налога на доходы физических лиц и осуществляющих политику снижения налоговой нагрузки в промышленности.

Основным направлением исследований в сфере налогообложения в настоящее время является разработка теории переложения налогов, в соответствии с которой распределение налогового бремени должно происходить в процессе обмена, через механизм ценообразования.

В теориях налогообложения речь всегда идет об общей массе налогов, представляющих собой, по сути, некоторую долю раз-

ницы между выручкой (рыночной ценой) и затратами на производство. Об эффективности налоговой системы судят, исходя из результата воздействия всего комплекса механизмов, определяющих величину и порядок изъятия этой доли общего дохода [147].

Несколько упрощенно под доходом применительно к нефтегазодобыче понимается выручка от реализации добытой продукции.

За счет выручки предприниматель:

- компенсирует свои расходы на приобретение материалов, оплату услуг, зарплату персонала и другие расходы материального характера, связанные с производственной деятельностью;
- возмещает в форме амортизационных отчислений ранее произведенные расходы на приобретение и создание основных фондов.

Оставшуюся часть предприниматель расходует на оплату целого ряда разнообразных прав, которыми он должен обладать, чтобы эффективно и в рамках установленных правил осуществлять производство. После этого у него должна остаться сумма, достаточная, по его мнению, для компенсации его усилий, т.е. чистая прибыль.

Права, которыми должен обладать предприниматель, достаточно разнообразны и разнохарактерны. В первую очередь, это права, гарантированные ему государством как гражданину и закрепленные в основном в Конституции Российской Федерации. Предприниматель уплачивает установленные налоги за право осуществлять свою предпринимательскую деятельность (налог на прибыль, НДС, таможенные и государственные пошлины и др.). За право пользоваться наемным трудом предприниматель уплачивает единый социальный налог. Он получает право пользоваться имуществом, к которому по ГК РФ относятся различные виды движимого и недвижимого имущества, включая земельные участки, участки недр, обособленные водные объекты и т.п. (ст. 128–130). За право пользования имуществом, природными ресурсами и т.п. предусмотрены соответствующие налоги.

Порядок и размеры платежей за перечисленные права регулируются либо государством посредством законодательных и иных

нормативных правовых актов, либо путем заключения договоров предпринимателями с носителями тех или иных прав.

Основным законом, регламентирующим единый порядок уплаты платежей (налогов, сборов) за те или иные права, является Налоговый кодекс Российской Федерации (далее — НК РФ). Порядок уплаты иных платежей регламентируется иными федеральными законами о налогах и сборах, в частности Законом Российской Федерации «О недрах».

Виды налоговых платежей, уплачиваемых предпринимателем за *право* осуществлять ту или иную деятельность, позволяют объединить их на единой теоретической основе. Это важно в первую очередь с практической точки зрения, поскольку позволяет унифицировать механизмы регулирования таких платежей, реализовать принцип *удобности*¹ осуществления платежей и устранить теоретизирование по этой проблеме. Такое теоретизирование часто дает основания необъективно оценивать происходящие процессы и вводит в заблуждение общественность. Подтверждение этому легко найти в практике построения российской налоговой системы. Рассмотрим лишь два примера: один из практики советского периода, второй — 2001 г.

Рассматривая советский период, следует иметь в виду, что речь идет всегда о его конечной стадии: конец 70-х — 80-е годы. До этого вплоть до середины 60-х годов в экономике отсутствовало даже понятие «прибыль». Существовали лишь отдельные «отчисления» целевого характера («начисления» на зарплату и т.п.). Лишь в 70-х годах стала формироваться современная система налогообложения.

В советский период к популизму налоговой системы относились очень серьезно. Действовал принцип: «Все для человека, все во имя человека», которому должна была соответствовать и налоговая система, призванная продемонстрировать, что советские люди платят по сравнению с Западом небольшие налоги. Одним

¹ Принцип удобства налогообложения был сформулирован А. Смитом [154] в 1776 г. в работе «Исследование о природе и причинах богатства народов» в составе пяти принципов налогообложения. Согласно этому принципу, налог должен взиматься наиболее удобным для налогоплательщика способом. Мы предлагаем трактовать его как принцип, в соответствии с которым налог устанавливается в целях наиболее удобного взимания для налогоплательателя — государства.

из методических приемов доказательства этого тезиса было деление платежей, осуществляемых предприятиями (в тот период все они были государственными), на налоговые и так называемые неналоговые, внебюджетные. Это деление сохранилось и в настоящее время, поскольку популистские мотивы не утратили своего значения.

Термин «неналоговые платежи», очевидно, подразумевает, что они не относятся к сфере налогообложения и поэтому должны регулироваться другими федеральными законами и иными нормативными правовыми актами. НК РФ о них не упоминает. Однако реальный налогоплательщик относится к этой проблеме иначе. И те, и другие платежи уменьшают его доход, и налогоплательщику, по существу, безразлично, как их будет трактовать законодатель, тем более что и под этой проблемой нет никакой теоретической базы, да и законодатель тут не всегда последователен. В начале 70-х годов существовал так называемый лесной доход, который относился к неналоговым платежам. НК РФ ввел лесной налог и даже отнес его к категории федеральных налогов.

Наиболее ярким примером, демонстрирующим отсутствие какой-либо теоретической базы при построении современной налоговой системы, являются решения, принятые в сфере налогообложения недропользования.

До введения НК РФ недропользователь уплачивал две группы налоговых отчислений: общие, для предпринимателей, и платежи при пользовании недрами. Первые устанавливались и регулировались налоговым законодательством, вторые — законодательством о недрах. Создавалась видимость стройной логической системы. Утверждалось, что платежи при пользовании недрами носят природоресурсный характер, т.е. должны быть индивидуализированы по месторождениям в зависимости от уровня эффективности их разработки. Для этого закон определялвилку ставок, в пределах которой устанавливались конкретные ставки применительно к каждому месторождению. Этот принцип действовал в отношении двух видов платежей: так называемых ренталс (платежи за право поиска и за право разведки) и роялти (платеж за право добычи). Следует отметить, что теоретически эти платежи нельзя относить к платежам природоресурсного характера. Это платежи за право осуществлять ту или иную деятельность. Задача изъятия сверхприбыли — рентного дохода, обусловленного

различиями природного характера, возлагалась на так называемый акциз. В соответствии с Законом РФ «О недрах» акциз должен был устанавливаться по месторождениям в зависимости от геолого-экономических и технических условий их освоения. Однако на практике по чисто техническим причинам этот налог устанавливался по организациям, т.е. в среднем по группе месторождений, которые в данный момент ими разрабатывались. Отсутствие индивидуального учета затрат по месторождениям было обусловлено не какими-либо объективными, специфическими для недропользования условиями техники и методологии учета затрат, а исключительно соображениями экономии за счет заработной платы учетных работников. Возникла эта система в период социализма, когда такой подход еще можно было считать оправданным. Сохранилась и бережно сохраняется она и в настоящее время, поскольку позволяет компаниям, тем более в условиях корпоративного ценообразования, более «эффективно» вести учет для целей налогообложения. Таким образом, акциз на практике не имел ничего общего с так называемым рентным характером налога. Здесь явно действовал принцип *удобности* установления контроля и взимания налога. *Удобство* это было обоюдным. Оно устраивало и государство, и недропользователя. При этом, однако, сохранялась хотя бы видимость научной, теоретической обоснованности природы этого налога.

Фундаментальным подтверждением определяющей роли принципа *удобности* при построении налоговой системы явилось принятие в 2001 г. главы 26 НК РФ, которая ввела так называемый налог на добычу полезных ископаемых [70]. Детально этот налог будет рассмотрен ниже. Здесь же следует отметить лишь одно обстоятельство. Налог на добычу полезных ископаемых заменил, по существу, три ранее действовавших абсолютно разнохарактерных по своей идеологии и природе налога: роялти, акциз и отчисления в фонд воспроизводства материально-сырьевой базы. При этом была установлена единая ставка этого налога для нефтяных и газовых месторождений России, включая месторождения континентального шельфа. Никаких законных возможностей для установления индивидуальных ставок по месторождениям или введения льготного режима предусмотрено не было.

Роялти — платеж за право осуществлять добычу — первоначально устанавливался во всем мире по единой ставке — 12,5%,

т.е. одна восьмая выручки на промысле. Аналогично в России взималась так называемая церковная десятина. Это был в чистом виде платеж за *право*. Позднее ставку стали дифференцировать в зависимости от условий освоения, хотя и очень укрупненно: для суши — одна, для континентального шельфа — другая. В настоящее время роялти в большинстве стран законодательно устанавливаются в форме вилки значений, вплоть до нулевого. При этом по конкретным месторождениям величина ставки является предметом лицензионного соглашения, она индивидуализирована. Это придало ей так называемый рентный характер.

Акциз, как уже отмечалось выше, представлял собой, по существу, налог на сверхприбыль компании.

Отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы по форме имели целевое назначение, вытекающее из наименования платежа. Однако на практике это был просто дополнительный налог. При этом принцип его уплаты был чрезвычайно неэффективен, несмотря на принятие специального закона и пакета других нормативных правовых актов.

Объединение этих трех налогов, которые реально носили характер принудительного дополнительного изъятия прибыли (помимо налога на прибыль нефтегазодобывающей компании) было *удобно* и в общем-то целесообразно.

Последним аргументом, подтверждающим отсутствие сколь-нибудь научной базы при формировании налоговой системы, явилось решение об отмене акциза на нефть и о сохранении его при добыче газа, а затем отмена акциза и на газ. Эти решения носят целиком конъюнктурный характер.

Стремление построить *удобную* систему налогообложения ни в коей мере не следует рассматривать как недостаток. Именно это стремление является подтекстом попыток «научно обосновать» любые налоговые системы. Судить об эффективности налоговой системы можно только в целом, а не по результатам действия каких-либо отдельных налогов. Применительно к нефтегазодобыче это общее утверждение следует конкретизировать в форме следующего положения, несколько видоизменяющего конструкцию российской системы налогообложения.

В силу природных особенностей добывающие отрасли выделяются в самостоятельную систему в структуре отраслей народного хозяйства. Эта проблема достаточно изучена. Менее оче-

видной и, как ни парадоксально это звучит, хорошо известной, но абсолютно неучитываемой в практике экономического регулирования является такая специфика разработки нефтегазовых ресурсов, как отсутствие общепринятого понятия «проектная мощность».

Следует напомнить, что фундаментально эту проблему в рамках социалистической плановой экономики разрабатывал еще в 70-х годах С.Ф. Горкин. Роль этого фактора многократно усилилась в современных рыночных условиях, и именно это диктует необходимость выделения налогообложения нефтегазодобычи в самостоятельный блок налоговой системы.

Общими мотивами такого предложения являются:

- природные и организационно-технические, объективно обусловленные особенности освоения нефтяных и газовых месторождений;
- значимость налоговых поступлений от реализации добытых нефти и газа при формировании бюджетов различных уровней, особенно федерального бюджета;
- кризисное состояние ресурсной базы нефтегазодобычи и, как следствие, обострение проблемы сырьевой безопасности государства.

Безусловно, нельзя сводить все мероприятия государства по совершенствованию и регулированию налоговой системы к желанию только *упростить* ее. Такой взгляд был бы весьма упрощенным. Однако именно такая обостренная трактовка действий в системе налогообложения нефтегазодобычи позволяет привлечь внимание к этой проблеме.

В зависимости от конкретной ситуации, которая складывается в нефтегазодобыче, и намечаемых путей ее развития правительство может ставить перед отраслевой налоговой системой различные задачи. В основном это:

- привлечение инвестиций в поиски и освоение новых месторождений в целях поддержания уровня добычи и ее обеспеченности запасами на длительную перспективу;
- получение устойчивых налоговых поступлений;
- сохранение и рациональное использование запасов разрабатываемых месторождений;
- изъятие сверхприбыли и регулирование доли прибыли, остающейся у нефтегазодобывающих компаний.

Некоторые из этих задач в определенной мере являются взаимоисключающими. Так, трудно представить себе устойчивое поступление налогов при обеспечении жестких требований, направленных на рациональную разработку месторождений, регулирование отбора нефти и газа из скважины и т.п.

В этих условиях задачей налоговой политики должно быть ранжирование значимости и установление очередности достижения поставленных целей.

1.2. Философия налогообложения нефтегазодобычи

Философия налогообложения освоения природных ресурсов и добычи полезных ископаемых достаточно своеобразна.

Объективной особенностью освоения месторождений полезных ископаемых является тесная взаимная зависимость затрат и количества извлеченного сырья. Для различных видов полезных ископаемых эта зависимость, очевидно, различна и характеризуется определенными особенностями. Для месторождений нефти и газа она проявляется очень четко: чем больше затрачено средств, тем больший их объем можно извлечь из пласта. Однако с определенного момента, по мере снижения вследствие естественного падения дебитов и объемов добычи, увеличение расходов приводит к снижению эффективности добычи. Ее себестоимость приближается к цене. В момент, когда общие расходы на добычу становятся равными выручке, производство теряет смысл и в дальнейшем становится убыточным. Отсюда очевидно: чем больше общие расходы, тем меньше можно извлечь нефти и газа из пласта. И наоборот: чем меньше общие расходы недропользователя, тем дольше он может рентабельно разрабатывать месторождение, тем больше будет извлечено (а следовательно, меньше потеряно) из пласта нефти и газа. Следует подчеркнуть, что все это имеет место на конечной стадии разработки месторождений.

Таким образом, чтобы продлить период добычи и извлечь большую долю содержащегося в пласте полезного ископаемого, необходимо снижать расходы недропользователя. Но в данном случае эти расходы подразделяются на две принципиально различные по своей природе части: расходы, необходимые для осу-

шествления технологического процесса добычи нефти и газа, и выплаты, которые недропользователь должен произвести по другим основаниям. Эти выплаты в принципе можно также подразделить на две группы. Одна — различные налоговые выплаты, которые недропользователь обязан производить в соответствии с налоговым законодательством; это любые виды налогов, сборов, платежей, отчислений и т.п., уплата которых обязательна, но никак не связана с технологией разработки нефтяных и газовых месторождений. Вторая — некоторая доля выручки, которая для недропользователя является чистой прибылью, ради которой он, собственно, и трудится.

Обе эти группы с философской и особенно с социальной точки зрения весьма различны. Вторая группа, по существу, представляет собой вознаграждение недропользователя за его *личный* труд. Можно говорить о сокращении этой доли, но не о полном отказе от нее. В отношении первой части — обязательных выплат, устанавливаемых государством, — дело обстоит иначе. Конституционные нормы и законодательство о недрах требуют, чтобы освоение природных ресурсов осуществлялось «в интересах нынешнего и будущих поколений народов Российской Федерации» (ст. 35.2 Закона Российской Федерации от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах»; далее — Закон «О недрах»).

Нефть и газ относятся к так называемым невозобновляемым природным ресурсам, их количество ограничено. Может настать время, когда буквально *вся* нефть будет добыта.

До последнего времени запасы нефти и газа в России увеличивались за счет открытия новых месторождений. Интересно отметить парадоксальную ситуацию. Пока в России происходил прирост разведанных запасов нефти и газа за счет открытия новых месторождений, государство осуществляло меры по стимулированию увеличения так называемого коэффициента извлечения нефти (КИН). По мере снижения темпов прироста запасов, а затем наступления периода их «проедания» — периода, когда добыча опережала прирост запасов, — государство стало проводить политику отказа от стимулирования увеличения объемов извлекаемой нефти. Рассмотрим, как это происходило.

Проблема увеличения нефтеотдачи родилась в России и получила активное развитие в 50–60-х годах. В этот период народное хозяйство базировалось на принципах социалистической плано-

вой экономики. В нефтегазодобыче действовали расчетные цены, которые периодически пересматривались и устанавливались по регионам вплоть до месторождений таким образом, чтобы обеспечить извлечение «технологически возможного» количества нефти из пласта. В один и тот же момент времени цена для одного месторождения могла быть 5 руб./т (Татария), а для другого — 150 руб. (Грузия). По мере истощения месторождения эти цены возрастали.

Это был законодательно введенный экономический механизм, обеспечивающий достижение установленного в проекте разработки коэффициента нефтеотдачи.

На основе предпроектных оценок определялись извлекаемые запасы. Государственная комиссия по запасам при Совете Министров СССР (ГКЗ) утверждала коэффициент нефтеотдачи, затем под него составляла проект разработки месторождения, который предусматривал динамику добычи, строго соответствующую заданному КИН. В принципе действовавший порядок допускал возможность пересмотра утвержденного КИН на основе проектных расчетов, но такие случаи были исключением. Экономическая система позволяла реализовать проект практически с *любым* утвержденным КИН.

С переходом на рыночные отношения, приватизацией основной массы нефте- и газодобывающих организаций старая система подсчета запасов и проектирования разработки месторождений потеряла смысл, стала анахронизмом, но, как ни странно, продолжает действовать. ГКЗ, как и прежде, на базе предпроектных (т.е. менее точных и достоверных) расчетов устанавливает коэффициент нефтеизвлечения, под него делается проект разработки, обеспечивающий заданный объем добычи. По расчетам, этот объем, например, достигается на 23-й год. Инвестор, не вступая в полемику, начинает добычу. На 18-м году он принимает решение по тем или иным соображениям прекратить работы. Заданный КИН, естественно, еще не достигнут. Но ни один закон не может никак воздействовать на инвестора и заставить его работать себе в убыток. Единственная возможность у государства в этой ситуации — снизить налоговую нагрузку, предоставить некие льготы, которые позволили бы инвестору продолжить добычу и тем самым увеличить нефтеотдачу. Принятый в начале становления рыночных отношений, в 1992 г., Закон «О недрах» содержал ст. 48 «Скидки за истощение недр» (в редакции, действовавшей до

01.01.2002 г.). Она позволяла в ряде случаев уменьшить налоги. По сравнению с советским плановым периодом это были весьма ограниченные меры, но они все-таки позволяли получить некоторое сокращение потерь нефти в пласте и прирост добычи.

С 1994 г. возникла проблема обеспеченности добычи разведанными запасами. Запасов стали открывать меньше, чем добывали нефти. Это продолжается уже десять лет, и изменений пока не предвидится. Логично было бы ожидать от государства, что оно примет меры по стимулированию нефтеизвлечения, однако практика показывает обратное.

С философской и социальной точек зрения государству целесообразно на конечной стадии разработки, когда дебиты падают, а затраты приближаются к цене, полностью освободить инвестора от налогов. Образно говоря, *налоги закачивают нефть в пласт*. При дефиците запасов, возникновении угрозы сырьевой безопасности страны — а «проедание» запасов это полностью подтверждает — необходимо принимать радикальные меры, направленные на изыскание резервов прироста запасов. Увеличение коэффициента извлечения равнозначно открытию новых месторождений. К сожалению, действия государства в сфере фискальной политики направлены на другое.

Расчеты, проведенные автором, показали, что при отказе взимания налогов после окончания рентабельной добычи (когда у инвестора уже нет возможности уплачивать налоги и получать прибыль) появляется возможность продлить срок разработки на 3–5–7 лет. Государство, *ничего* не теряя при этом, получает возможность:

- увеличить коэффициент извлечения нефти и газа, т.е. учесть «интересы будущих поколений»;
- получить дополнительный объем продукции и при ее дальнейшем использовании (переработка, экспорт) получить дополнительные налоговые поступления;
- продлять срок разработки, решать социально-экономические проблемы (занятость населения, загрузка мощностей, обслуживающих предприятий и т.п.) и в конечном итоге увеличить объем внутреннего валового продукта.

Исследование нефтегазодобычи как самостоятельной, относительно замкнутой специфической системы в структуре отраслей народного хозяйства позволило утверждать, что:

- во-первых, нефтегазодобыча в силу организационно-технических особенностей действительно является замкнутой системой;
- во-вторых, нефтегазодобыча как производственный процесс подвержена определяющему воздействию природного фактора;
- в-третьих, нефтегазодобыча является одним из наиболее значимых условий социально-экономического развития народного хозяйства (освоение новых регионов, формирование федерального бюджета и др.).

Все это, т.е. значимость, масштаб и природный фактор, является достаточным основанием для выделения нефтегазодобычи в самостоятельный объект налогообложения.

Наиболее важным и специфическим проявлением природного фактора, присущим лишь нефтегазодобыче, является отсутствие понятия «проектная мощность». Эта исключительная особенность свойственна в принципе добывающим отраслям промышленности. Но столь очевидно и жестко она проявляется лишь в нефтегазодобыче.

Разработка месторождений нефти и месторождений газа характеризуется четко выраженной и обусловленной природными и организационно-техническими особенностями этих видов полезных ископаемых неравномерностью уровней добычи. Освоение любого месторождения нефти или газа проходит три стадии: растущая добыча; «полка», т.е. период относительно стабильной добычи, и, наконец, период падающей добычи. Длительность этих периодов колеблется в различных пределах главным образом в зависимости от размеров месторождения. Однако достаточно типичными являются: 3–5–7 лет — период роста добычи; 5–10 лет — «полка»; период падающей добычи, который растягивается в зависимости от конъюнктуры на 10–15–25 и более лет.

Единственной мерой, позволяющей устранить влияние неравномерности уровня добычи на текущие результаты производственно-хозяйственной деятельности предприятия, является введение неравномерной, динамичной системы налоговых ставок. Только в этом случае может быть обеспечена реализация законодательно утвержденной доктрины нефтегазодобычи — «использование недр в интересах нынешнего и будущих поколений народов Российской Федерации» (ст. 35 Закона «О недрах»).

При разработке такой системы налогообложения подвижную шкалу следует рассматривать не как установление льгот, а как введение специального налогового режима. В качестве такового налогообложение нефтегазодобычи должно быть выделено из общей системы налогообложения и отнесено к категории специальных налоговых режимов. Правомерность подобной меры диктуется значимостью размеров налоговых поступлений от нефтегазодобычи для формирования бюджета, с одной стороны, и опять-таки возможностью реализации доктрины нефтегазодобычи — с другой.

В самостоятельный блок должны быть выделены все виды налогов, сборов и платежей. При этом необходимо введение обособленного учета всех операций, связанных с освоением месторождений нефти и газа, и в первую очередь бухгалтерского и налогового учета.

Исследование особенностей налогообложения нефтегазодобычи предполагает учет его технологических особенностей, оказывающих влияние на формирование потока наличности.

В первые годы после получения лицензии идет процесс строительства нефтепромысловых объектов, бурятся скважины, наращиваются основные фонды. При этом постепенно начинает увеличиваться и добыча нефти. В результате удельные затраты на тонну нефти в первые годы промышленной добычи начинают резко уменьшаться. Этот период обычно занимает 5—7 лет. Затем наступает период стабильной добычи, капвложения практически уже завершены, удельные затраты остаются на низком уровне. Этот период также длится примерно 5—7 лет. Затем добыча начинает падать, что приводит к возрастанию удельных затрат. По мере снижения объемов добычи эксплуатационные расходы хотя также снижаются, но значительно медленнее, так как снижение добычи нефти сопровождается ростом обводненности скважин. В результате общий объем извлекаемой жидкости почти не меняется. Наступает третий период, называемый периодом падающей добычи, длительность которого в конечном итоге может растягиваться на 10—15 лет, иногда и более. Очевидно, чем больше этот период, тем больше нефти будет извлечено из недр. Однако добыча нефти ведется только до того момента, пока недропользователь считает, что это ему выгодно. Это очень важное условие, которое требует специального рассмотрения.

Пока выручка превышает затраты, добывать выгодно. Затраты же недропользователя состоят из двух частей: расходов, непосредственно связанных с процессом добычи и его обеспечением, и налогов. Первая группа затрат является объективной необходимостью; без нее нефть просто не будет добыта. Вторая — налоги — имеет другую экономическую природу: распределение прибыли между государством и пользователем недр. Таким образом, чем больше налоги, тем выше общие расходы недропользователя, тем раньше его удельные затраты достигнут некоторой критической отметки, после чего он прекратит добычу. Если налоги будут уменьшаться, станет увеличиваться период рентабельной для недропользователя добычи, расти общий объем нефти, извлеченной из данного месторождения.

Все изложенные выше положения хорошо известны специалистам. Закон предусматривает даже возможность установления особого льготного налогового режима в зависимости от природных особенностей месторождений, чего нет в других отраслях промышленности. Все дело упирается, с одной стороны, в отсутствие действенного механизма использования установленных льгот, с другой — в необходимость расширения сферы распространения льгот на все виды налогов, взимаемых с пользователя недр. Нерешенность и нерешаемость этих вопросов в основном объясняется не столько техническими трудностями, связанными с введением льгот и контролем за их реализацией (а они, безусловно, есть, и их нельзя недооценивать), сколько недооценкой народнохозяйственной значимости этих мер, их роли в сохранении и обеспечении экономической независимости и национальной безопасности страны.

В добывающих отраслях промышленности приоритеты в освоении месторождений полезных ископаемых определяются конституционным положением о необходимости рационального использования природных ресурсов в интересах настоящего и будущих поколений.

Проблема не так проста, как кажется на первый взгляд, поскольку в данном случае интересы нынешнего поколения в определенном смысле противоположны (не учитывают) интересам будущих поколений. Ситуация практически аналогична воздействию хозяйственной деятельности человека на состояние экологической среды и связанной с этим той же проблемы обеспечения интересов нынешнего и будущих поколений.

Если исходить только из сиюминутных интересов настоящего поколения, месторождения должны осваиваться таким образом, чтобы при минимуме затрат получить максимум дохода, прибыли; иными словами, «снять сливки» с месторождения. При этом, однако, в недрах останется до 80—90% геологических запасов нефти. Если же решать проблемы нынешнего поколения с учетом интересов будущих поколений, на первое место необходимо выдвинуть разработку месторождений таким образом, чтобы терять в пласте минимальное количество нефти.

Для решения этой проблемы еще в период существования СССР, как отмечалось выше, была создана и весьма эффективно действовала система экспертизы запасов нефти, а также одобрения проектов разработки месторождений, включавшая в качестве одного из элементов утверждение конечного коэффициента нефтеотдачи. Предметом гордости советских нефтяников был более высокий уровень этого показателя по сравнению с зарубежной практикой. Обеспечивалось это в рамках плановой системы посредством установления расчетных цен на нефть, жестких плановых заданий по объемам добычи, разрешения отключать (закрывать) скважины только в том случае, если себестоимость добычи достигала цены, и ряда других подобных мер. Система экспертизы запасов и проектов разработки месторождений в принципе сохранилась. Однако в условиях рыночных отношений и приватизации предприятий, преобладания доли акционерной и частной собственности критерии оценки и механизм действия государственного контроля должны существенно видоизмениться.

В основе системы лежит принцип лицензирования пользования недрами. Недра и ресурсы недр являются государственной собственностью. Государство предоставляет недра в пользование на взаимосогласованных условиях и следит за выполнением недропользователем установленных требований. Вместе с тем в процессе перестройки хозяйственных отношений в недропользовании в начале 90-х годов с ликвидацией системы Министерства нефтедобывающей промышленности с входящими в него нефтедобывающими объединениями государственный централизованный контроль за разработкой месторождений был временно утрачен. Основное внимание уделялось процедуре предоставления недр в пользование, выдаче лицензий. Формулирование же условий пользования недрами и контроль их исполнения ушли как бы

на второй план. В последние годы положение постепенно начинает меняться. Ставится вопрос об организации в основных нефтедобывающих регионах специальных уполномоченных органов, призванных контролировать процесс разработки месторождений. На Министерство энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) Положением о министерстве, утвержденным постановлением Правительства РФ от 12.10.2000 г. № 777, возложена функция осуществления совместно с другими федеральными органами исполнительной власти и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации контроля за разработкой месторождений углеводородов в соответствии с проектной технологической документацией, а также выполнения условий лицензии на право пользования недрами, и в частности фиксируемых в ней годовых уровней добычи нефти. Минэнерго также поручена подготовка предложений по повышению эффективности разработки месторождений. Одной из основных мер в этой области является целенаправленное совершенствование системы налогообложения нефтегазодобычи. При этом, учитывая специфику отрасли, система должна предусматривать, во-первых, вовлечение в сферу регулирования всех видов налогов, уплачиваемых нефтедобывающими предприятиями, а не только платежей за пользование недрами; во-вторых, установление ставок налогов, связанных непосредственно с использованием недрами, в частности роялти, акциза и отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы по конкретным месторождениям с учетом рентабельности их освоения.

Первая задача в определенной мере решается посредством замены выплаты налогов механизмом раздела продукции. Система должна обеспечивать возможность при определенных условиях отмены всех налогов, сборов и платежей, не затрагивая, пожалуй, лишь отчисления и налоги, связанные с формированием социальных фондов.

Ранее действовавшее законодательство [31] в принципе предусматривало, что «в целях стимулирования освоения месторождений полезных ископаемых, находящихся в сложных горно-геологических условиях или пониженного качества... а также в целях внедрения экологически безопасных технологий и технологий, повышающих извлечение основных и попутных полезных компонентов, пользователи недр могут частично или полностью осво-

бождаться от платежей за пользование недрами и получать отсрочки от уплаты этих платежей» (п. 3 ст. 40 Закона «О недрах»). Предусмотрены были также скидки с платежей за пользование недрами, которые могли предоставляться, в частности, «пользователю недр, осуществляющему добычу полезного ископаемого из остаточных запасов пониженного качества, за исключением случаев ухудшения качества запасов полезного ископаемого в результате выборочной отработки месторождения» (абз. 3 ст. 48 Закона «О недрах»). Решение по всем этим вопросам принималось органами, предоставляющими лицензии на право пользования недрами. К сожалению, под маркой борьбы с системой льгот эти положения в 2001 г. перестали действовать [70].

Все эти льготы касались лишь одной группы налогов — платежей за право пользования недрами. В общей сумме налоговых отчислений, уплачиваемых недропользователем, они составляют всего 10–20%. Следовательно, действующая налоговая система, не восприняв общего требования рациональной разработки месторождений — обеспечения максимально возможного увеличения текущего коэффициента нефтеотдачи, является в этом плане тормозом, преодолеть который было невозможно. Это обстоятельство послужило одной из основных побудительных причин для введения в России законодательным путем системы соглашений о разделе продукции. Система почти идеально приспособлена для обеспечения рациональной разработки месторождений, поскольку позволяет устанавливать размер налоговых отчислений индивидуально для каждого из них, учитывая все возможные природные, экономические, экологические и даже социальные факторы.

Одной из причин, по которым до сих пор не устанавливались индивидуальные ставки акциза, налоговые ставки по отдельным объектам недропользования — месторождениям, являлось отсутствие учета затрат по месторождениям. В настоящее время, как это ни странно, неизвестна себестоимость добычи по месторождениям, она определяется только в среднем по компании. А как можно регулировать эффективность разработки месторождения, не имея по нему четких экономических показателей? Требование введения учета затрат по месторождениям содержалось в проекте федерального закона «О нефти и газе» [144]. В Законе «О недрах» это предложение не было учтено, очевидно, как специфиче-

ское только для нефти и газа. В то же время в **Федеральном законе от 30.12.1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции»** (далее – **Федеральный закон «О СРП»**) оно нашло свое отражение применительно ко всем видам полезных ископаемых.

Весьма специфична проблема установления права прекращения разработки месторождения в целом, а также права закрытия (отключения) отдельных скважин, участков месторождения. Вопрос не разработан ни юридически, ни организационно, ни экономически. В принципе недропользователь может прекратить работы на месторождении в любое время, если сочтет, что их продолжение ему невыгодно. При этом он будет использовать только собственные критерии выгодности. В этом плане данный Закон в принципе стоит на стороне пользователя недр, инвестора. Несколько иначе, очевидно, должно обстоять дело, если речь идет об остановке отдельных скважин или участков месторождения. Здесь критерием будет выступать согласованный проект разработки и утвержденные уровни добычи нефти. Часто возникает ситуация, когда добыча из отдельных скважин становится нерентабельной. В этом случае вопрос об отключении будет решаться Минэнерго или его подразделениями на местах совместно с представителями органов исполнительной власти субъекта Федерации. В СССР при плановой экономике существовала соответствующая инструкция, которая позволяла отключать скважины, если себестоимость добычи оказывалась равной или выше плановой цены. В настоящее время такой подход представляется неэффективным и неприемлемым как для недропользователя, так и для государства. Недропользователю не имеет смысла осуществлять затраты, выполнять определенные работы, не получая прибыли. У государства критериями будут не индивидуальные затраты по добыче (подсчитать которые можно весьма условно, причем иногда с кратным отклонением в любую сторону в зависимости от выбранного подхода), а общая эффективность и рациональность разработки всего месторождения.

Рассматривая общие принципы построения системы налогообложения, и в частности механизма установления скидок, необходимо предусмотреть возможность прогнозирования их введения уже на стадии проектирования, обустройства и разработки месторождения. Это принципиально новое, но чрезвычай-

но важное положение, поскольку, как показывают расчеты, оно позволит несколько увеличить конечный коэффициент нефтеотдачи. При этом, во-первых, должны быть предусмотрены гарантии получения таких льгот, что можно, в частности, зафиксировать как одно из положений лицензионного договора, и, во-вторых, не исключается введение дополнительных льгот по результатам фактической разработки на стадии падающей добычи.

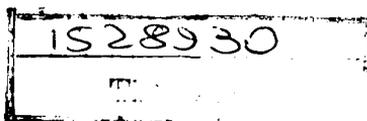
Установление льготного налогового режима в принципе должно идти по трем направлениям:

- формирование целевых инвестиционных и других подобных фондов;
- бюджетное (безвозвратное, беспроцентное, льготное и т.п.) финансирование отдельных программ;
- снижение налоговых ставок или освобождение от уплаты налогов, режим раздела продукции.

Все эти направления имеют свои плюсы и минусы. Некоторые уже использовались, некоторые предполагается опробовать. Четко определить достоинства и недостатки каждого можно лишь укрупненно. На практике система должна обеспечить возможность селективного отбора их применительно к тем или иным особенностям конкретного месторождения.

Система льгот должна быть построена таким образом, чтобы не превратиться в свою противоположность и не стать источником получения недропользователем необоснованного дохода. Для этого необходима, во-первых, организация действенного контроля за технологией и экономикой каждого месторождения, для чего, в частности, и должны быть созданы указанные выше уполномоченные органы, и, во-вторых, разработка механизма контроля за целевым использованием полученных льгот. В мировой практике известны различные подходы к решению подобных задач. В частности, во Франции в 70-х годах разрешались отчисления от налогооблагаемой прибыли в так называемый фонд реконструкции месторождения. Эти средства должны были быть истрачены в течение 5 лет на обустройство либо данного месторождения, либо нового. Если компания этого не делала, производился достаточно жесткий пересчет налога на прибыль с возвратом в бюджет необоснованно задержанных сумм.

Обязательным условием формирования системы льгот должно быть установление критериев оценки экономической и социаль-



ной целесообразности этого мероприятия. Проблема достаточно сложная и абсолютно неразработанная. Наиболее простым критерием экономической эффективности, в частности, может быть величина суммарных налоговых отчислений по льготным ставкам вследствие увеличения периода рентабельной добычи.

Следует иметь в виду, что при рассмотрении системы льгот применительно к мелким и средним месторождениям, устанавливаемой на этапе падающей добычи по каждому месторождению, увеличение добычи будет относительно невелико. Однако, имея в виду, что общее число подобных месторождений приближается к двум тысячам, суммарные поступления в бюджет, а главное — общий прирост добычи могут быть весьма существенными.

По крупным и уникальным месторождениям эффект может быть существенно выше. Расчеты, выполненные компаниями, разрабатывающими Самотлорское месторождение, показывают, что установление в том или ином виде льготного налогового режима может обеспечить продление рентабельной жизни месторождения на многие годы и обеспечит дополнительную добычу в сотни миллионов тонн.

В заключение следует отметить, что изложенные особенности формирования специфического механизма налогообложения в нефтедобывающей промышленности вполне могут и должны быть распространены на все добывающие отрасли с учетом их организационно-технологических особенностей. Для этого необходимо в общей части Налогового кодекса РФ декларировать и законодательно закрепить специфику добывающих отраслей и принципы налоговой политики в них, направленные на рационализацию недропользования.

Глава 2. История налогообложения предприятий нефтегазодобычи в России

Впервые официально платность недропользования в России была введена в 1719 г. указом Петра I «Об учреждении Берг-Коллегиума для ведения в оном дел о рудах и минералах». В ст. 7 указа говорится: «Ежели владелец не имеет охоты сам строить и с другими в товарищество вступить не похочет или от недостатка своего не возможет, то принужден будет терпеть, что другие в его землях руду и минералы искать и копать и переделывать будут, дабы Божие благословение под землю втуне не осталось. Однако ж те промышленники с той земли, на которой построят заводы, повинны заплатить тому владетелю от каждой руды или минерала, готово сделанного, тридцать вторую долю от прибыли, без всякого удержания, и за прочие места, которые для того завода потребны вновь, также и за надлежащие дрова и лес к строению, платить деньгами должны. А ежели помещик за вышеписанные места, также за лес, дрова и уголья желать будет цену несносную, и о том требовать определения в Коллегии».

Правовой основой введения таких платежей являлась провозглашенная тем же указом государственная собственность на недра и ресурсы недр. Помимо платежей за право пользования недрами предусматривался, по существу, налог на прибыль, «яко ж во иных Государствах обыкновенно есть, десятую долю от прибытка, к заплате (правописание указа. — *Авт.*) Берг-Коллегиум его служителям и на иные потребные к тому расходы» (ст. 11). Таким образом, уже в рассматриваемый период была введена двухуровневая система налогообложения: пользователь недр платил собственнику земельного участка за право пользования недрами, а государству — определенную долю прибыли.

В той же статье указа содержится еще одна норма, весьма актуальная для современной налоговой политики в недропользовании: «При сем же Мы всемилостиво измерены и оную десятую часть на несколько лет отпустить и тем пожаловать, ежели при искании тех руд будет убыток больше прибыли».

Речь идет, во-первых, об индивидуальном подходе к недропользователям, осваивающим месторождения различной продуктивности и рентабельности, и, во-вторых, о введении льготного

режима налога на прибыль в целях стимулирования освоения новых месторождений. Ту же цель в принципе преследовала действовавшая до последнего времени и отмененная НК РФ норма, разрешающая частично уменьшать налогооблагаемую прибыль в случае использования ее на инвестиции в производство.

Те же принципы налогообложения применительно к добыче нефти были установлены и в Уставе Горном Российской империи. В сфере освоения нефтяных ресурсов были установлены следующие правила: «Нефтепромышленники облагаются особым сбором, в размере от одной пятидесятой до одной двадцатой копейки с пуда нефти, отпущенной с промысла. Суммы этого сбора образуют в каждом районе нефтяных промыслов специальный фонд, предназначенный для приобретения необходимых приспособлений для регулирования истока нефти, устройства промысловых дорог, организации медицинской помощи и для удовлетворения других общих нужд нефтепромышленности. Определение, в пределах вышеуказанной нормы, размера сего сбора, способа его взимания и распределения его между промышленниками предоставляется местным съездам нефтепромышленников с утверждения Министра Государственных Имуществ; расходование же означенного сбора производится советами съездов под непосредственным контролем Правительства» (глава IV «О частном нефтяном промысле», ст. 555).

В «Справочной Книжке нефтепромышленников на 1903 г.» [2], изданной Советом Съезда нефтепромышленников и имевшей в то время характер нормативного правового акта, указывалось следующее:

«1. На сем основании установленный статьею 555 и примечанием к ней сбор распределен между разными отраслями промышленности (добывающей, перекачивающей и обрабатывающей) следующим образом:

а) с нефтедобывателей взимается по 0,05 коп. с пуда нефти, сдаваемой на нефтепроводы;

б) с владельцев нефтепроводов — по 0,02 коп. с пуда нефти, перекачиваемой по их нефтепроводам;

в) с владельцев заводов — по 0,03 коп. с пуда нефти, принятой на завод для переработки.

Для облегчения взимания последний сбор перечислен на вывозимые продукты, причем за норму выхода продуктов из нефти

принято, что из 3,5 пуда получается 1 пуд керосина и 2 пуда остатков, а из 4-х пудов остатков — 1 пуд масла и 2 пуда гудрона. Согласно этой норме, установлено следующее обложение вывозимых продуктов:

- | | |
|---|---------------|
| 1) 1 пуда керосина | 0,0525 коп.; |
| 2) 1 пуда остатков гудрона | 0,02625 коп.; |
| 3) 1 пуда смазочных масел | 0,0525 коп.; |
| 4) 1 пуда сырой и озерной нефти
из Черного и Белого города | 0,03 коп. |

Для Биби-Эйбатского района, в тех же видах удобства взимания, весь сбор перечислен на вывозимые продукты, причем установлены следующие нормы обложения для этого района:

- | | |
|---|----------------------|
| 1) за вывоз сырой и озерной нефти
за пределы Бакинского района | 0,1 коп. за пуд; |
| 2) за вывоз сырой и озерной
нефти в Черный и Белый город | 0,07 коп. за пуд; |
| 3) за вывоз керос. и смаз. масел | 0,1751 коп. за пуд; |
| 4) за вывоз остатков гудрона | 0,08745 коп. за пуд. |

Взимание сбора производится посредством выдачи из кассы Совета разрешительных свидетельств различных серий».

Недропользование находилось в ведении Министерства государственных имуществ. На него возлагалась функция надзора за осуществлением эффективной налоговой политики, создания нормальной конкурентной среды, осуществления внешнеэкономической деятельности в интересах государства. Устав Горный следующим образом определял полномочия министра:

«В умножении и уменьшении податей с заводов частных людей Министр наблюдает:

- чтобы заводчики излишними налогами не были принуждены оставить частью или совсем каких-либо рудников, заводов и фабрик;
- чтоб несоразмерными податями с одних заводчиков против других не обессилить платящих большие подати и не дать слишком великого перевеса одним против других;
- чтоб изделия, нужные для внешней торговли, облагаемы были податями, соразмерными обстоятельствам и существу сей торговли;
- чтоб новые заведения для выделки произведений взамен произведений иностранных не имели подрыва от наложе-

ния податей, но получили бы против других всевозможное пособие и, где нужно, льготные годы».

«В положении податей на заводы частных лиц Министр наблюдает: во-первых, чтобы все заводчики платили уравнительную государственную подать и, во-вторых, чтобы особенная подать была взимаема за пособия, данные заводчикам из казны».

Министерство имело специальный бюджет, целью которого было стимулирование поиска и разведки месторождений полезных ископаемых, а также оказание финансовой и технической помощи действующим не только государственным, но и частным предприятиям. «Министр имеет власть посылать чиновников с нужным числом лиц для разыскания недр земных, где он признает нужным». «Министру предоставляется разрешение всех нужных построек на горных заводах из особой, ежегодно ассигнуемой на построение по сим заводам суммы, без ограничения количества таких издержек, в том уважении (т.е. имея в виду. — *Авт.*), что сие дело есть хозяйственное и фабричное».

В целях стимулирования развития отдельных видов горного промысла в регионах Закон предусматривал временное освобождение их от налогообложения. Например, 29 апреля 1812 г. Государственный совет освободил металлические заводы Западных губерний от налогов. Это решение и его мотивация вошли во все последующие издания Устава Горного в следующей формулировке: «Поскольку все в Западных губерниях металлические заводы так маловажны (т.е. неэффективны. — *Авт.*), что все оные губернии в металлах нуждаются и должны заимствоваться оными из внутренних губерний и даже из-за границы: то посему и не обременяются налогами, как могли бы и вовсе прекратить сию промышленность».

Платность недропользования в советский период была введена в 1927 г. Горным положением СССР [106].

Инвестор, получив право на поиск месторождения, имел преимущественное право на получение права его разработки. Однако государство могло в установленных законом случаях предоставить такое право другому недропользователю. При этом Горное положение предусматривало, что «в случае непредоставления горных отводов первому открывателю, последнему, помимо полного возмещения всех доказанных затрат, действительно понесенных им на поиски и разведку данного месторождения, предо-

ставляется, по его выбору, или особая поощрительная премия за открытие в размере не менее десятикратной суммы указанных затрат, или право участия в прибылях по эксплуатации этого месторождения в форме и в размерах, предварительно ему объявленных» (ст. 81).

Если же такое право пользования недрами предоставлялось, первый открыватель, получивший горный отвод и приступивший к разработке открытого им месторождения ископаемого, уплачивал в пользу государства долевое отчисление с фактической добычи, твердый размер которого для отдельных ископаемых и отдельных горнопромышленных районов (ст. 56) устанавливался горными законами союзных республик в пределах не свыше 5% для нефти и 3% для всех остальных ископаемых (ст. 56).

Долевое отчисление могло взиматься как натурой, так и в денежном эквиваленте. Порядок и срок взимания долевого отчисления определялись горными законами союзных республик.

Разработка месторождений отдельных ископаемых на всей территории страны или в отдельных местностях могла быть постановлением Совета труда и обороны СССР (СТО) полностью освобождена от оплаты долевым отчислением на все время или на определенный срок.

Месторождения предоставлялись в разработку на договорных условиях. Горное положение СССР устанавливало, что под «разработкой месторождения уже открытого разумеются обусловленные договором работы по добыче определенного ископаемого, в пределах определенной площади месторождения, в течение определенного срока или впредь до полной выработки месторождения, с обязательством горнопромышленника вносить за право разработки установленную в договоре плату.

В зависимости от размеров затрат на капитальные работы, степени подготовленности месторождения к работам по добыче, географического положения его и прочих условий, определяющих доходность разработки месторождения, горнопромышленник может быть на определенный срок, в пределах не свыше 5 лет, освобожден от взноса платы за право разработки.

Разработка месторождений отдельных ископаемых на территории всего Союза ССР или отдельных его частей могла быть, постановлением СТО, объявлена безвозмездной на все время или на определенный срок».

Далее указывалось, что размер платы за право разработки на договорных началах определялся либо соглашением сторон, либо в порядке публичных торгов, условия которых определялись государственным органом, который предоставлял данное месторождение под разработку.

До установления в договоре размеров платы за право разработки или до освобождения от таковой (ст. 88 и 89 Горного положения) Высший совет народного хозяйства Союза ССР (ВСНХ СССР) в отношении месторождений общесоюзного значения и высшие советы народного хозяйства союзных республик в отношении прочих месторождений сообщали: первый — Народному комиссариату финансов Союза ССР (НКФ СССР) и экономическому совету (совещанию) соответствующей республики, вторые — народному комиссариату финансов соответствующей союзной республики о предполагаемых размерах платы по договору с обоснованием этих размеров.

О предложенных размерах платы по договорам, предусматривавшим периодический пересмотр размеров платы, должно было сообщаться не позже четырех месяцев до начала соответствующего бюджетного года.

В случае несогласия НКФ СССР, экономических советов (совещаний) или народных комиссариатов финансов соответствующих союзных республик с предложенными размерами платы вопрос окончательно разрешался: СТО — в отношении месторождений общесоюзного значения, экономическим советом (совещанием) соответствующей союзной республики — в отношении прочих месторождений.

Непредставление возражений в месячный срок со дня получения сообщений ВСНХ СССР или союзной республики рассматривалось как согласие соответствующего экономического совета (совещания) или народного комиссариата финансов на предложенные размеры платы или на освобождение от нее.

В договоре на разработку должна была устанавливаться обязательная минимальная годовая добыча. В зависимости от степени подготовленности месторождения горнопромышленник мог быть освобожден от обязательной минимальной добычи на срок до 5 лет.

Плата за разработку на договорных началах могла устанавливаться:

- в форме долевого отчисления натурой или в денежном эквиваленте либо
- в виде денежной платы с единицы веса (потонная плата) или с единицы объема (покубная плата).

Плата за разработку с государственных предприятий взималась по количеству фактически добытого ископаемого, а со всех остальных горнопромышленников — по количеству фактически добытого ископаемого, но во всяком случае не ниже количества, предусмотренного обязательной минимальной программой по договору.

Порядок и сроки взимания платы за разработку определялись в отношении месторождений общесоюзного значения особой инструкцией, издававшейся ВСНХ СССР по соглашению с НКФ СССР, а в отношении всех прочих месторождений — горными законами союзных республик.

Горное положение СССР, содержащее нормы, присущие рыночным отношениям, с окончанием периода новой экономической политики (нэпа) и принятием Конституции СССР 1936 г., провозгласившей государственную собственность не только на недра, но и на все средства производства, перестало действовать. Однако формально оно просуществовало вплоть до 1976 г., когда были приняты «Основы законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах» [5]. Недра в этот период предоставлялись в пользование бесплатно. Пользователь недр обязан был осуществлять лишь так называемые отчисления на геологоразведочные работы (ГРР). Поскольку в этот период действовали регулировавшиеся государством цены на минеральные ресурсы, и в частности на нефть и газ, отчисления на ГРР никакого реального воздействия на экономику разработки месторождений не имели.

Положение принципиально изменилось в 1992 г. в связи с принятием Закона РФ «О недрах», который ввел новый, двухуровневый режим налогообложения недропользования, и в частности нефтегазодобычи.

Глава 3. Система налогообложения предприятий нефтегазодобычи

3.1. Правомерность введения и взимания платежей при пользовании недрами

Главным аргументом необходимости сосредоточения налогов и сборов в одном документе — НК РФ является содержащаяся в нем гарантия для налогоплательщика от произвольного введения, в частности субъектами Российской Федерации и органами местного самоуправления, новых разновидностей налогов. Согласно НК РФ налогоплательщик не обязан осуществлять платежи, не предусмотренные Кодексом: «Ни на кого не может быть возложена обязанность уплачивать налоги и сборы, а также иные взносы и платежи, обладающие установленными настоящим Кодексом признаками налогов и сборов, не предусмотренные настоящим Кодексом либо установленные в ином порядке, чем это определено настоящим Кодексом» (подпункт 5 п. 3 ст. 3).

Строго говоря, эта формулировка не совсем точна. В соответствии с ней нельзя устанавливать платежи, «обладающие установленными настоящим Кодексом признаками налогов и сборов», а любые другие, не обладающие такими признаками, значит, можно.

Внесенные Федеральным законом от 08.08.2001 г. № 126-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации» изменения и дополнения в Закон «О недрах» предусматривают изложение его раздела VI «Платежи при пользовании недрами» в новой редакции. Детально эти платежи будут рассмотрены ниже. Здесь же остановимся лишь на проблеме правомерности их введения в той форме, как это сделано в настоящее время рассматриваемым Законом.

Закон «О недрах» 1992 г. предусматривал следующие виды платежей:

- 1) *сбор* за участие в конкурсе (аукционе) и выдачу лицензий;
- 2) *платежи* за пользование недрами;

- 3) отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы;
- 4) акцизы.

Кроме того, пользователи недр уплачивали *налоги и сборы* и производили другие *платежи*, предусмотренные законодательством, включая *плату* за землю или за акваторию и участок дна территориального моря, а также *плату* за геологическую информацию о недрах (ст. 39 в ред. от 03.03.1995 г.).

В новой редакции Закона «О недрах» (в ред. от 08.08.2001 г.) предусматривается уплата следующих платежей:

- 1) разовые *платежи* за пользование недрами;
- 2) регулярные *платежи* за пользование недрами;
- 3) *плата* за геологическую информацию о недрах;
- 4) *сбор* за участие в конкурсе (аукционе);
- 5) *сбор* за выдачу лицензий.

Кроме того, пользователи недр уплачивают другие налоги и сборы, установленные в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах (ст. 39).

Все эти платежи не предусмотрены НК РФ. Если будет доказано, что они обладают установленными признаками налогов и сборов, это будет означать, что «ни на кого не может быть возложена обязанность уплачивать» такие платежи.

Признаками налогов и сборов, установленными НК РФ (ст. 8), являются:

- обязательность уплаты;
- индивидуально-безвозмездный характер платежа;
- взимание с организаций и физических лиц в форме отчуждения принадлежащих им на праве собственности, хозяйственного ведения или оперативного управления данных средств;
- взимание в целях финансового обеспечения деятельности государства и (или) муниципальных образований.

Рассмотрим соответствие указанным признакам платежей, предусмотренных Законом «О недрах».

За исключением платы за геологическую информацию, все платежи являются обязательными, порядок их уплаты и размеры регулируются законодательством. Иначе обстоит дело в отношении платы за геологическую информацию. Закон «О недрах» установил, что за пользование геологической информацией о недрах, полученной в результате государственного геологического

изучения недр от федерального органа управления государственным фондом недр, *взимается плата*.

Размер платы за указанную информацию и порядок ее взимания определяется Правительством Российской Федерации (ч. 1 и 2 ст. 41).

Между тем в Законе ничего не говорится об обязательности приобретения такой информации и, соответственно, платы за нее. В условиях конкурсов (аукционов), как правило, устанавливается обязательство приобретения такой информации. Такое требование нельзя признать законным, поскольку оно противоречит принципам федерального законодательства о защите прав потребителей, которое не допускает навязывания услуг, ненужных потребителю.

Следует отметить, что введение требования обязательности приобретения пакета геологической информации продуктивно, поскольку государство не в состоянии на практике сохранить в тайне принадлежащую ему геологическую информацию, и направлено на защиту интересов государства, израсходовавшего на ее получение бюджетные средства. Такой мотив ни в коей мере нельзя признать легитимным, тем более что качество предоставляемой информации в ряде случаев не может иметь сколько-нибудь существенного значения для принятия решения.

Взимание всех рассматриваемых платежей с недропользователей в Законе «О недрах» предусмотрено в денежной форме (вариант СРП будет рассмотрен отдельно). Таким образом, очевидно, что все эти платежи носят индивидуальный безвозмездный характер и осуществляются «в форме отчуждения принадлежащих им (недропользователям) на праве собственности денежных средств», т.е. соответствуют второму и третьему признакам налогов и сборов.

В Законе «О недрах» установлено, что регулярные платежи за пользование недрами, а также сборы за участие в конкурсе (аукционе) и выдачу лицензий взимаются в денежной форме и зачисляются в федеральный, региональные и местные бюджеты в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации. Следовательно, они соответствуют четвертому признаку налогов и сборов. В принципе этому же признаку соответствуют платежи за геологическую информацию. Следует отметить, что Закон регламентирует порядок взимания таких платежей. Далеко

не очевидно, что порядок взимания предусматривает и порядок использования, подтверждением чего является, в частности, содержание п. 4 и 5 ст. 43 «Регулярные платежи за пользование недрами» Закона «О недрах». Один из этих пунктов (п. 4) регламентирует порядок взимания, а другой (п. 5) указывает, в какой бюджет платежи должны зачисляться, т.е., по существу, регламентирует порядок расходования.

Приведенные аргументы с полным основанием позволяют утверждать, что платежи, тем более что два из пяти прямо называются «сборами», имеют все признаки налогов, сборов, установленные НК РФ. Исходя из этого, в соответствии с подпунктом 3 п. 5 ст. 3, легитимность формы введения этих платежей вызывает сомнения. Если бы все они были сосредоточены в одном налоговом блоке, такой проблемы не возникало бы.

3.2. Структура системы налогообложения предприятий нефтегазодобычи

Налогообложение предприятий нефтегазодобычи регулируется в основном НК РФ, а также Законом РФ от 27.12.1991 г. № 2118-1 «Об основах налоговой системы в Российской Федерации», Законом РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» (в ред. от 29.05.2002 г.) и Федеральным законом от 30.12.1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» (в ред. от 18.06.2001 г.). Вопросы, связанные с налогообложением в акваториальных зонах, регулируются также Федеральным законом от 17.12.1998 г. № 191-ФЗ «Об исключительной экономической зоне» (в ред. от 22.04.2003 г.) и Федеральным законом от 30.11.1995 г. № 187-ФЗ «О континентальном шельфе» (в ред. от 22.04.2003 г.). Вопросы распределения налоговых отчислений от нефтегазодобычи между бюджетами различных уровней регулируются Бюджетным кодексом Российской Федерации (в ред. от 24.07.2002 г.). Помимо этого к системе налогообложения предприятий нефтегазодобычи следует отнести ряд других законодательных актов, например Закон РФ от 21.05.1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» (в ред. от 25.07.2002 г.), Федеральный закон от 17.08.1995 г. № 147-ФЗ «О естественных монополиях» (в ред. от 26.03.2003 г.) и др.

Второй, достаточно большой группой источников, регулирующих налогообложение предприятий нефтегазодобычи, являются указы Президента Российской Федерации, постановления и распоряжения Правительства Российской Федерации, нормативные правовые акты других федеральных органов исполнительной власти. В первую очередь это нормативные правовые акты Минфина России, Минэнерго России, МПР России, Минэкономразвития России, ГТК России и, наконец, МНС России, а также органов государственных внебюджетных фондов.

Они издают обязательные для своих подразделений приказы, инструкции и методические указания по вопросам, связанным с налогообложением и сборами. НК РФ (п. 2 ст. 4) установил, что такие акты «не относятся к актам законодательства о налогах и сборах». Однако это положение, исходя из основных положений теории права, нельзя признать верным. Во-первых, в понятие «законодательство» обычно включаются не только законы, но и нормативные правовые акты, какими, безусловно, являются данные акты. Во-вторых, рассматриваемые нормативные правовые акты предназначены для регулирования в определенных сферах коммерческой деятельности, затрагивающей интересы крупных коллективов — юридических и физических лиц. Единственным объяснением такой ограниченной трактовки понятия «законодательство» можно считать стремление разделить сферу функционирования законов, точнее НК РФ, и так называемых иных нормативных правовых актов. НК РФ устанавливает весьма жесткие условия и порядок принятия, применения, изменения и дополнения законов, регулирующих вопросы налогообложения. С другой стороны, он относит к сфере полномочий федеральных органов исполнительной власти те же вопросы в отношении издаваемых ими нормативных правовых актов.

Самостоятельную группу составляют законы и нормативные правовые акты субъектов Российской Федерации по вопросам налогообложения, которые они принимают в соответствии со своими полномочиями. Эти полномочия в сфере недропользования, и в частности нефтегазодобычи, определены статьей 72 Конституции РФ, в соответствии с которой законодательство о недрах отнесено к сфере совместного ведения Российской Федерации и субъектов Федерации. При этом следует иметь в виду, что законодательство субъектов Федерации о налогах и сборах, со-

стоящее из законов и иных нормативных правовых актов о налогах и сборах, а также нормативные правовые акты органов местного самоуправления о местных налогах и сборах должны приниматься в соответствии с НК РФ (ст. 12).

Налоговым кодексом РФ установлены три группы налогов и сборов: федеральные, субъектов Федерации (региональные) и местные.

Федеральными признаются налоги и сборы, устанавливаемые НК РФ и обязательные к уплате на всей территории Российской Федерации (п. 2 ст. 12).

Региональными признаются налоги и сборы, устанавливаемые НК РФ и законами субъектов Федерации, вводимые в действие в соответствии с НК РФ, законами субъектов Федерации и обязательные к уплате на территориях соответствующих субъектов Федерации. При установлении регионального налога законодательными (представительными) органами субъектов Федерации определяются следующие элементы налогообложения: налоговые ставки в пределах, установленных НК РФ, порядок и сроки уплаты налога, а также формы отчетности по данному региональному налогу. Иные элементы налогообложения устанавливаются НК РФ. При установлении регионального налога законодательными (представительными) органами субъектов Федерации могут также предусматриваться налоговые льготы и основания для их использования налогоплательщиком (п. 3 ст. 12).

Местными признаются налоги и сборы, устанавливаемые НК РФ и нормативными правовыми актами представительных органов местного самоуправления, вводимые в действие в соответствии с НК РФ нормативными правовыми актами представительных органов местного самоуправления и обязательные к уплате на территориях соответствующих муниципальных образований (п. 4 ст. 12).

При установлении местного налога представительными органами местного самоуправления в нормативных правовых актах определяются следующие элементы налогообложения: налоговые ставки в пределах, установленных НК РФ, порядок и сроки уплаты налога, а также формы отчетности по данному местному налогу. Иные элементы налогообложения устанавливаются НК РФ. При установлении местного налога представительными органами местного самоуправления могут также предусматриваться

налоговые льготы и основания для их использования налогоплательщиком.

Анализ системы налогообложения показывает, что наиболее динамичными являются налоги и сборы субъектов Федерации и местные налоги. При их введении предусматривается возможность установления налоговых льгот, что позволяет активно воздействовать на привлечение инвесторов в процесс поиска, разведки и разработки ресурсов нефти и газа. По сравнению с ранее действовавшей системой, допускавшей в основном установление налоговых льгот на федеральном уровне, действующая налоговая система перенесла основные акценты по установлению налоговых льгот на региональный и местный уровни. Эту политику можно признать обоснованной, однако ее реальная эффективность на деле оказывается незначительной в силу ограниченной возможности региональных и местных налогов, сборов, не позволяющих реагировать на данные меры.

Действующее налоговое законодательство предусматривает следующие налоги и сборы, касающиеся основной деятельности нефтегазодобывающих организаций.

Федеральные налоги и сборы

1. Налог на прибыль (доход) организаций.
2. Налог на добавленную стоимость.
3. Акциз на природный газ, включая отбензиненный сухой газ и нефтяной (попутный) газ после их обработки или переработки.
4. Единый социальный налог (взносы).
5. Налог на добычу полезных ископаемых.
6. Налог на доходы физических лиц.

Режим уплаты этих налогов регулируется второй частью НК РФ. Помимо этого взимаются налоги и сборы, установленные ранее (ст. 13):

- государственная пошлина;
- таможенная пошлина и таможенные сборы;
- сбор за право пользования объектами животного мира и водными биологическими ресурсами;
- лесной налог;
- водный налог;
- экологический налог;
- федеральные лицензионные сборы.

Согласно п. 1 ст. 13 части первой НК РФ к федеральным налогам и сборам, прямо касающимся налогообложения предприятий нефтегазодобычи, относятся:

- налог на воспроизводство минерально-сырьевой базы;
- налог на дополнительный доход от добычи углеводородов.

Между тем Федеральным законом от 08.08.2001 г. № 126-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации» налог на воспроизводство минерально-сырьевой базы с 1 января 2002 г. отменен.

Региональные налоги и сборы

1. Налог на имущество организаций.
2. Налог на недвижимость.
3. Дорожный налог.
4. Транспортный налог.
5. Налог с продаж.
6. Региональные лицензионные сборы (ст. 14 НК РФ).

Из местных налогов непосредственно к деятельности нефтегазодобывающих организаций относятся земельный налог и местные лицензионные сборы.

Информация и копии законов, иных нормативных правовых актов об установлении и отмене региональных и местных налогов и сборов направляются органами государственной власти субъектов Федерации и органами местного самоуправления в МНС России и Минфин России, а также в соответствующие региональные налоговые органы и финансовые органы.

Сведения о действующих региональных налогах и сборах и об их основных положениях ежеквартально публикуются МНС России, а сведения о действующих местных налогах и сборах и об их основных положениях не реже одного раза в год публикуются соответствующими региональными налоговыми органами (ст. 16 НК РФ).

Налог считается установленным лишь в том случае, когда определены налогоплательщики и элементы налогообложения, а именно:

- объект налогообложения;

- налоговая база;
- налоговый период;
- порядок исчисления налога;
- порядок и сроки уплаты налога.

В случае необходимости при установлении налога в законодательном акте о налогах и сборах могут также предусматриваться налоговые льготы и основания для их использования налогоплательщиком.

При установлении сборов определяются их плательщики и элементы обложения применительно к конкретным сборам (ст. 17 НК РФ).

Помимо общего порядка исчисления и уплаты налогов и сборов НК РФ ввел так называемые специальные налоговые режимы, которые также подлежат применению при налогообложении предприятий нефтегазодобычи.

Анализ налогообложения предприятий нефтегазодобычи охватывает широкий круг вопросов, факторов и условий, которые характеризуют ее как объект изучения.

Перечень налоговых платежей в принципе достаточно стабилен в течение сравнительно длительных периодов. Данные периоды стабильности вполне приемлемы для большинства отраслей промышленности, которые характеризуются аналогичными периодами окупаемости капитальных вложений. В нефтегазодобыче период стабильности значительно шире. Если учитывать этап поиска и оценки месторождения, его освоения, формирования региональной инфраструктуры и, наконец, период разработки, то он растягивается минимум на 2–3–4 десятилетия. Это не срок окупаемости капитальных вложений, который принято учитывать при расчете эффективности инвестиционных процессов, а параметр, характеризующий надежность инвестиционного поля. В нефтегазодобыче каждый индивидуальный инвестиционный проект, как правило, если это не проект освоения уникального месторождения типа Ромашкина или Самотлора, реализуется в рамках программы освоения региона, что накладывает особые требования к стабильности условий инвестирования и окупаемости. Одним из главных параметров этого процесса является стабильность налогового бремени.

Если перечень видов налоговых платежей оставался практически неизменным, то порядок начисления и уплаты налогов ме-

нялся многократно. Это касается ставок роялти, которые менялись дважды, ставок и порядка отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, которые менялись трижды. Многократно менялся порядок исчисления уплаты акцизов и таможенных пошлин.

В 2000 г., накануне введения современной системы налогообложения, нефтегазодобывающие предприятия выплачивали десять основных видов налогов (без учета НДС):

- налог на прибыль;
- налог на имущество;
- акцизы;
- плату за недра;
- отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ);
- экспортная пошлина;
- таможенные платежи;
- отчисления в социальные фонды;
- налог на содержание жилищного фонда;
- налог на пользователей автодорог.

В нефтедобыче наиболее значимыми были налог на прибыль и поступления от экспорта нефти (экспортная пошлина и таможенные платежи) (см. рис. 1). На их долю в 2000 г. приходилось 55,9% всех налоговых выплат. Второй по значимости была группа так называемых ресурсных платежей (акцизы, плата за недра, ВМСБ), на долю которых приходилось всего 12,1%.

Принципиально иной была структура налоговых выплат в газодобывающей промышленности (см. рис. 2).

Наибольший удельный вес приходился на группу ресурсных платежей (акцизы, плата за недра, ВМСБ) — 48,2%. При этом более 90% этих платежей приходилось на акцизы. Налог на прибыль оставлял всего 15,2%, а экспортная пошлина — 11,0%.

Достаточно детально система налогообложения нефтегазодобычи, действовавшая в России до принятия НК РФ изложена в [136].

НК РФ существенно видоизменил систему налогообложения при недропользовании. Платежи за право добычи полезных ископаемых (роялти) получили статус федерального налога под названием «налог на добычу полезных ископаемых». Изменился порядок уплаты акцизов, которые получили статус федерального

Структура налогов в нефтедобыче в 2000 г.

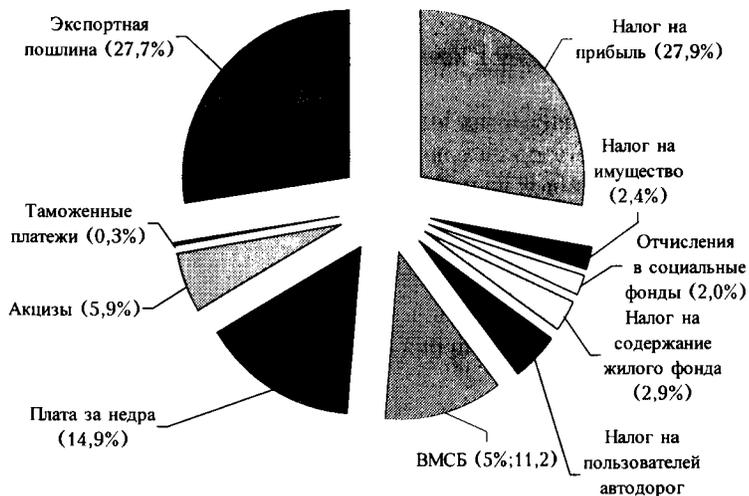


Рис. 1

Структура налогов в газодобывающей отрасли в 2000 г.

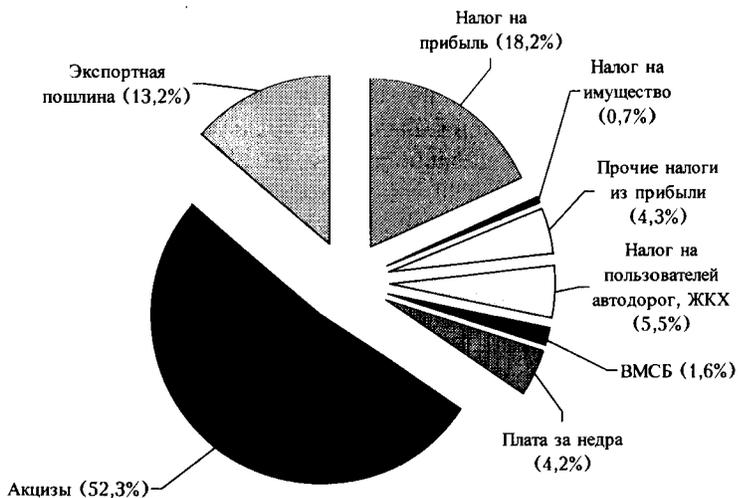


Рис. 2

Таблица 1

Налоги, подлежащие уплате предприятиями нефтегазодобычи (на 1 января 2003 г.)

Вид налога	Название	Налогооблагаемая база	Налоговая ставка
1	2	3	4
Косвенные налоги	Налог на добавленную стоимость	Выручка от реализации товаров (работ, услуг) на территории РФ (с учетом акциза на природный газ)	20%
	Экспортная таможенная пошлина	Объем экспортируемой продукции	Нефть: по ставкам в зависимости от уровня мировых цен Газ: 5% таможенной стоимости, но не менее 2,5 евро
	Акциз на природный газ	Стоимость реализованного (переданного) газа	15%
Прямые налоги в составе себестоимости и относимые на финансовый результат	Налог на имущество	Остаточная среднегодовая стоимость основных средств, нематериальных активов	Не более 2%
	Земельный налог (платеж)	Площадь земли	Дифференцированные региональные ставки в зависимости от качества земли
	Экологический налог (платеж)	Объем выброса вредных веществ, отходов и др.	Дифференцированные ставки по видам выбросов
	Транспортный налог	Мощность двигателя транспортного средства в лошадиных силах	Дифференцированные ставки
	Налог на добычу полезных ископаемых	Стоимость добытых полезных ископаемых	Дифференцированные ставки. На нефть и газ – 16,5%
	Единый социальный налог (взнос)	Сумма выплат и иных вознаграждений, полученных работником	Дифференцированные ставки от суммы выплат
	Разовые платежи за пользование недрами**	Налог на добычу полезных ископаемых	Не менее 10%*

Продолжение табл. 1

Прямые налоги в составе себестоимости и относимые на финансовый результат	Регулярные платежи за пользование недрами	Площадь лицензионного участка	Ставки за 1 кв. км*
	Плата за геологическую информацию о недрах	Объем геологической информации, полученной за счет средств федерального бюджета	Индивидуальные ставки*
	Сбор за участие в конкурсе (аукционе)	По каждому конкурсу (аукциону)	По отдельной смете*
	Сбор за выдачу лицензий	По каждому конкурсу (аукциону)	Размер устанавливается в условиях конкурса*
	Местные лицензионные сборы	Вид деятельности (услуг)	Фиксированные ставки (платежи)
Налог на прибыль		Налогооблагаемая прибыль	24%

* Конкретные ставки (размер) платежей и сборов устанавливаются условиями лицензий на пользование недрами.

** Разовые платежи по условиям лицензии могут либо относиться на финансовый результат, либо выплачиваться из чистой прибыли.

налога. Были отменены отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы. Видоизменился порядок уплаты других платежей при пользовании недрами.

Таким образом, в настоящее время пользователи недр обязаны уплачивать налоги и сборы, установленные НК РФ (налог на прибыль, НДС, акцизы и др.), и в частности налог на добычу полезных ископаемых и акциз на природный газ, а также ряд платежей, установленных Законом «О недрах».

НК РФ отнес к специальным налоговым режимам систему налогообложения при наличии соглашений о разделе продукции.

В табл. 1 приведен перечень налогов, подлежащих уплате предприятиями нефтегазодобычи с 1 января 2003 г.

Для оценки происшедших в налогообложении изменений в табл. 2 приведено сопоставление природоресурсных платежей, а в табл. 3 — льготных и других режимов налогообложения, действовавших до и после 1 января 2003 г.

Таблица 2

Сопоставление налоговой системы, действовавшей до 1 января 2002 г., и системы, введенной после 1 января 2002 г.

Система, действовавшая до 1 января 2002 г.		Система, введенная с 1 января 2002 г.	
Виды налогов, сборов и платежей	Источник	Виды налогов, сборов и платежей	Источник
I. Система платежей при пользовании недрами			
1. Сбор за участие в конкурсе (аукционе) и выдачу лицензий 1.1. Сбор за участие в конкурсе (аукционе) 1.2. Сбор за выдачу лицензий	Ст. 45 Закона «О недрах» (далее — Закон)	1. Сбор за участие в конкурсе (аукционе) 2. Сбор за выдачу лицензий	Ч. 1 ст. 43 Закона Ч. 2 ст. 43 Закона
2. Платежи за пользование недрами 2.1. Платежи за право на поиск и оценку месторождений полезных ископаемых 2.2. Платежи за право на разведку месторождений полезных ископаемых 2.3. Платежи за право на добычу полезных ископаемых: — разовые (начальные) платежи за право на добычу полезных ископаемых; — регулярные платежи за право на добычу полезных ископаемых	Ст. 41 Закона Инструкция Минфина России	3. Регулярные платежи за пользование недрами (ренталс) 3.1. Регулярные платежи за пользование недрами в целях поиска и оценки месторождений полезных ископаемых 3.2. Регулярные платежи за пользование недрами в целях разведки полезных ископаемых 4. Разовые платежи за пользование недрами (бонусы) Отменены (заменены НДСПИ)	Ст. 39 Закона (ред. 2001 г.) Инструкция МЧС России
3. Плата за геологическую информацию	Ст. 43.1 Закона	5. Плата за геологическую информацию	Ст. 39 Закона
4. Отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы	Ст. 44 Закона	Отменены (заменены НДСПИ)	
5. Акциз на отдельные виды минерального сырья: 5.1. На нефть и конденсат 5.2. На природный газ	Ст. 46 Закона	На природный газ отменен	Ст. 193 НК РФ
Кроме того, налоги, сборы и платежи, предусмотренные законодательством, включая плату за землю или акваторию и участок дна территориального моря РФ	Ст. 39 Закона	Кроме того, налоги и сборы, установленные в соответствии с законодательством о налогах и сборах	Ч. 2 ст. 39 Закона
II. Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)			
Не предусмотрен (см. п. 2.3 и 4)		Введен с 2002 г.	Гл. 26 НК РФ

Сопоставление льготных и других режимов налогообложения, действовавших до 1 января 2002 г., и режимов, введенных после 1 января 2002 г.

Система, действовавшая до 1 января 2002 г.	Система, введенная с 1 января 2002 г.
<i>I. Недостатки новой системы</i>	
1. Скидки за истощение недр (ст. 48 Закона «О недрах», 1995 г.; далее — Закон) — при разработке низкоэффективных месторождений; — при добыче из остаточных запасов	Ст. 48 исключена
2. Форма внесения платежей за пользование недрами (предусмотрены статьей 41 Закона): — денежная; — часть добытой продукции (натурой); — выполнение работ (услуг)	Только денежная (ст. 43 Закона в ред. 2001 г.)
3. Освобождение от платежей за пользование недрами или отсрочка платежей при освоении трудноизвлекаемых запасов (ст. 40 Закона)	Не предусмотрено
4. Дифференциация регулярных платежей в зависимости от качества запасов (ст. 41 Закона)	Установлена усредненная ставка для любых месторождений (ст. 342 НК РФ)
5. Установление акциза только по высокопродуктивным месторождениям (ст. 46 Закона)	Фиксированная ставка только на природный газ независимо от условий добычи. По другим полезным ископаемым не предусмотрена (ст. 342 НК РФ)
6. Предусматривались отчисления платежей за пользование недрами по фиксированным ставкам в местные бюджеты (Инструкция Минфина России)	Прямое стимулирование местных бюджетов не предусмотрено
<i>II. Преимущества новой системы</i>	
1. Таможенные ставки на нефть устанавливались директивно	Введена система: ставки корректируются в зависимости от мировой цены на нефть (ст. 4 Закона в ред. 2001 г.)
2. Цена нефти для расчета налоговой базы не регулировалась	На период до 31 декабря 2004 г. установлена система корректировки в зависимости от курса доллара и мировой цены на нефть (ст. 5 Закона в ред. 2001 г.)
3. Льготы по уплате ОВМСБ (ст. 44 Закона)	Отчисления не предусмотрены
4. В федеральный бюджет поступает 40% регулярных платежей за добычу и 100% ОВМСБ	В федеральный бюджет поступает 80% налога на добычу полезных ископаемых

3.3. Налоги нефтегазодобывающих организаций в бюджетной системе

Налоги представляют собой основной источник формирования доходной части федерального бюджета.

Доходная часть федерального бюджета в соответствии с Федеральным законом от 15.08.1996 г. № 115-ФЗ «О бюджетной классификации» (в ред. от 06.05.2003 г.) подразделяется на пять групп в зависимости от характера налогооблагаемой базы, в которых выделяются следующие группы (приложение 1 данного Закона).

1. Налоговые доходы:

1.1. Налоги на прибыль.

1.2. Налоги на товары и услуги. Лицензионные и регистрационные сборы.

1.3. Налоги на совокупный доход.

1.4. Налоги на имущество.

1.5. Платежи за пользование природными ресурсами.

1.6. Налоги на внешнюю торговлю и внешнеэкономические операции.

1.7. Прочие налоги, пошлины и сборы.

2. Неналоговые доходы:

2.1. Доходы от имущества, находящееся в государственной и муниципальной собственности, или от деятельности государственных и муниципальных организаций.

2.2. Доходы от использования лесного фонда.

2.3. Доходы от продажи земли и нематериальных активов.

2.4. Поступления капитальных трансфертов из негосударственных источников.

2.5. Административные платежи и сборы.

2.6. Штрафные санкции. Возмещение ущерба.

2.7. Доходы от внешнеэкономической деятельности.

2.8. Прочие неналоговые доходы.

3. Безвозмездные перечисления:

3.1. От нерезидентов.

3.2. От бюджетов других уровней.

3.3. От государственных внебюджетных фондов.

3.4. От государственных организаций.

3.5. От наднациональных организаций.

3.6. Средства, передаваемые в целевые бюджетные фонды.

3.7. Прочие безвозмездные перечисления.

4. Доходы целевых бюджетных фондов:

4.1. Дорожные фонды.

4.2. Экологические фонды.

4.3. Фонд Минатома.

4.4. Целевые бюджетные фонды субъектов Российской Федерации.

5. Доходы от предпринимательской и приносящей доход деятельности.

Как будет показано при более детальном рассмотрении налоговых и неналоговых платежей, осуществляемых нефтегазодобывающими организациями, они содержатся практически во всех перечисленных выше группах и подгруппах.

В 2001 г. был принят ряд законов, введших те или иные изменения и дополнения в налоговую систему. В связи с этим в перечне налогов, которые были предусмотрены на 2002 и даже на 2003 г., фигурируют поступления в части пересчета или погашения задолженности прошлых лет по уже отмененным налогам. Это в первую очередь касается акцизов на нефть и стабильный газовый конденсат, отчисленный на воспроизводство минерально-сырьевой базы, а также платежей за добычу полезных ископаемых, включая добычу углеводородного сырья (роялти), и некоторых других, которые ранее предусматривались Законом «О недрах».

В первой группе доходов к так называемым налоговым доходам относятся налоги, уплачиваемые всеми промышленными предприятиями (организациями): налог на прибыль, НДС и др. Среди них специфическими, присущими нефтегазодобывающим организациям, являются в первую очередь акциз на природный газ (до 2002 г. также и на нефть и стабильный газовый конденсат), а также комплекс налогов, входящих в подгруппу «Платежи за пользование природными ресурсами». В этой подгруппе выделяются как отдельные виды платежей, которые подлежат уплате промышленными и добывающими организациями, так и специфические платежи за добычу углеводородного сырья, т.е. нефти, газа и газового конденсата.

В составе подгруппы «Платежи за пользование природными ресурсами» предусмотрены следующие виды налогов и платежей (кроме платежей за пользование недрами в части сумм, подлежащих уплате до 2002 г.):

- платежи за пользование континентальным шельфом;
- налог на добычу полезных ископаемых;
- платежи за пользование лесным фондом;
- плата за пользование водными объектами;
- земельный налог;
- плата за пользование объектами животного мира и водными биологическими ресурсами;
- единый сельскохозяйственный налог;
- прочие платежи за пользование природными ресурсами.

Кроме того, в данную подгруппу включается плата за нормативные и сверхнормативные выбросы и сбросы вредных веществ, размещение отходов.

Отдельные виды платежей, связанных с использованием недр, предусматриваются в группе «Неналоговые доходы».

В соответствии со ст. 130 ГК РФ и ст. 1.2 Закона «О недрах» участки недр относятся к категории недвижимого имущества, находящегося в государственной собственности. Именно этим обстоятельством объясняется отнесение ряда платежей, связанных с использованием недр, к подгруппе «Доходы от имущества, находящегося в государственной и муниципальной собственности, или от деятельности государственных и муниципальных организаций».

В этой подгруппе выделяется три разновидности таких поступлений:

- платежи при пользовании недрами;
- платежи от государственных и муниципальных организаций;
- доходы от реализации соглашений о разделе продукции.

Рассмотрим их более подробно.

К платежам при пользовании недрами относится пять видов платежей:

- разовые платежи за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии;
- плата за геологическую информацию о недрах;
- регулярные платежи за пользование недрами, за исключением платежей, взимаемых с пользователей недр, осуществляющих поиск и разведку месторождений на континентальном шельфе, в исключительной экономической зоне Российской Федерации, за пределами Российской Федерации на территориях, находящихся под ее юрисдикцией;

- регулярные платежи за пользование недрами, взимаемые с пользователей недр, осуществляющих поиск и разведку месторождений на континентальном шельфе, в исключительной экономической зоне Российской Федерации, за пределами Российской Федерации на территориях, находящихся под ее юрисдикцией;
- прочие платежи при пользовании недрами.

При анализе платежей, связанных с использованием недрами, следует обратить внимание на две разновидности платежей, названия которых отличаются только предлогами:

- платежи *за* пользование недрами;
- платежи *при* пользовании недрами.

Такое деление было введено в 1992 г. Законом «О недрах». Как отмечалось, указанный Закон предусматривал систему платежей *при* пользовании недрами в составе четырех видов платежей:

- платежи *за право* пользования недрами;
- отчисления на воспроизводство материально-сырьевой базы;
- акцизный сбор;
- сбор за выдачу лицензий;
- платежи за пользование акваторией и участками морского дна.

В редакции Закона «О недрах» 1995 г. в этот перечень были внесены некоторые изменения и уточнения.

Платежи *за право* пользования недрами стали называться платежами за пользование недрами. Они включали разовые и регулярные платежи за поиск, разведку и добычу полезных ископаемых. Теоретически этот вид платежа является платежом именно *за право* пользования недрами, которое предоставляется инвестору государством как собственником недр. Он не связан с результатами хозяйственной деятельности. Вместо термина «акцизный сбор» ввели понятие «акциз». Были отменены платежи за пользование акваторией и участками морского дна. Мотивация данного решения была связана с тем, что в зоне континентального шельфа и в исключительной экономической зоне в соответствии с международным правом и российским законодательством Российская Федерация обладала только суверенными правами и юрисдикцией, но не имела права собственности.

Однако это не помешало ввести платежи за пользование недрами в зоне континентального шельфа и в исключительной эко-

номической зоне. Платежи за использование акваторий, а также за забор морской воды и сброс сточных вод были установлены при освоении недр в зоне территориального моря и внутренних морских вод.

Все платежи при пользовании недрами, которые рассматривались как система платежей при пользовании недрами, в бюджетной классификации доходов относились к категории налоговых доходов.

В связи с введением в действие с 1 января 2002 г. главы 26 части второй НК РФ (налог на добычу полезных ископаемых) плата за добычу полезных ископаемых была исключена из системы платежей при пользовании недрами. В ней остались регулярные и разовые платежи, сбор за участие в конкурсе (аукционе) и выдачу лицензии, а также плата за геологическую информацию о недрах.

Единственным исключением из перечня платежей при пользовании недрами, которые следует относить к категории неналоговых доходов, являются «платежи за геологическую информацию о недрах». По своей природе данные платежи представляют собой возврат в бюджет ранее израсходованных государственных средств на геологическое изучение недр.

В составе платежей от государственных и муниципальных организаций выделяются «доходы от деятельности совместного предприятия «Вьетсовпетро». Доходы от иных государственных предприятий, работающих в сфере нефтегазодобычи, отдельно не выделяются. Объясняется это обстоятельство значимостью доходов, получаемых от деятельности СП «Вьетсовпетро». В федеральном бюджете на 2002 г. они составляли 89% всех доходов, поступающих от государственных предприятий. Доходы от СП «Вьетсовпетро» почти на 20% больше, чем дивиденды по всем акциям, находящимся в собственности государства.

Третья подгруппа доходов в составе неналоговых доходов — доходы от реализации соглашений о разделе продукции. В составе доходов от реализации СРП выделяются три вида поступлений:

- возмещение инвестором прошлых затрат государства за проведение геолого-разведочных работ при реализации СРП;
- стоимость реализованной прибыльной продукции, принадлежащей государству по СРП;
- прочие доходы от реализации СРП.

Отнесение доходов от реализации СРП к группе неналоговых доходов от имущества, находящегося в государственной собственности, мотивировалось, очевидно, тем, что источником этих доходов являются участки недр, которые классифицируются как недвижимое имущество (ст. 130 ГК РФ), находящееся в государственной собственности (ст. 2.1 Закона «О недрах»). Кроме того, платежи от реализации СРП трудно классифицировать как налоги, т.е. как «обязательный, индивидуальный безвозмездный платеж, взимаемый с организаций в форме отчуждения принадлежащих им на праве собственности денежных средств в целях финансового обеспечения деятельности государства» (п. 1 ст. 8 ГК РФ).

С другой стороны, система налогообложения при выполнении СРП в соответствии с НК РФ рассматривается как специальный *налоговый* режим, т.е. «особый порядок исчисления и уплаты *налогов*» (ст. 18 НК РФ). Таким образом, НК РФ классифицирует платежи от реализации СРП как налоговые. Кроме того, налоговым законодательством и Федеральным законом «О СРП» установлено, что взимание *налогов и сборов* заменяется разделом продукции.

Нормы налогового законодательства представляются более обоснованными и логичными, чем нормы бюджетного законодательства. Исходя из этого, доходы от реализации СРП логичнее было бы относить к категории налоговых доходов.

Доходы, поступающие в форме налогов, уплачиваемых нефтегазодобывающими предприятиями, распределяются между бюджетами различных уровней в соответствии с бюджетным законодательством [75]. Перечень федеральных налогов, уплачиваемых нефтегазодобывающими организациями, и нормативы отчислений в федеральный бюджет и консолидированные бюджеты субъектов Российской Федерации на 2003 г. представлены в табл. 4.

Налоговые платежи в составе доходной части федерального бюджета в 2003 г. составят 78,3% (см. табл. 5). Выделить в составе доходной части федерального бюджета налоговые платежи, которые уплачивают нефтегазодобывающие организации, по публикуемым данным не представляется возможным. К ним относятся налоговые платежи по трем статьям: акциз на природный газ, платежи от реализации СРП (пока месторождения других полезных ископаемых на условиях СРП не разрабатываются), платежи от деятельности СП «Вьетсовпетро». Кроме того, налоговые пла-

Таблица 4

**Виды федеральных налогов, уплачиваемых
нефтегазодобывающими организациями, и нормативы
отчислений в федеральный бюджет и консолидированные
бюджеты субъектов Российской Федерации на 2003 г., %**

Наименование налога	Отчисления	
	в федеральный бюджет	в бюджет субъекта РФ
1	2	3
1. Налог на прибыль организаций		
1.1. Налог на прибыль организаций, зачисляемый в федеральный бюджет	100	—
1.2. Налог на прибыль организаций, зачисляемый в бюджеты субъектов РФ	—	100
1.3. Налог на доходы, полученные в виде дивидендов от российских и иностранных организаций	100	—
1.4. Налог на доходы, полученные в виде процентов по государственным и муниципальным ценным бумагам	100	—
2. Налог на доходы физических лиц	—	100
3. Налог на добавленную стоимость	100	—
4. Акцизы по подакцизным товарам (продукции) и отдельным видам минерального сырья, производимым на территории РФ: — природный газ; — нефть и стабильный конденсат (в части сумм, зачисляемых по расчетам за 2002 г. и погашению задолженностей прошлых лет)	100 100	— —
5. Лицензионные и регистрационные сборы		
5.1. Лицензионные и регистрационные сборы, зачисляемые в федеральный бюджет	100	—
5.2. Лицензионные и регистрационные сборы, зачисляемые в бюджет субъекта РФ	—	100
6. Платежи за пользование недрами		
6.1. Платежи за проведение поисковых и разведочных работ	—	100
6.2. Платежи за добычу углеводородного сырья		

Продолжение табл. 4

1	2	3
6.2.1. На территории автономного округа, входящего в состав края или области, в том числе:	20	—
— в бюджет округа	—	60
— в бюджет края или области	—	20
— в федеральный бюджет	20	—
6.2.2. На остальных территориях	40	60
6.3. Платежи за добычу полезных ископаемых из уникальных месторождений и групп месторождений федерального значения	В порядке установленном соглашением	—
6.4. Платежи за пользование недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых	—	100
6.5. Платежи за пользование недрами территориального моря	40	60
6.6. Платежи за пользование недрами континентального шельфа	100	—
6.7. Платежи за пользование недрами при реализации СРП, включая разовые платежи (бонусы), регулярные платежи (роялти), ежегодные платежи за проведение поисковых и разведочных работ (ренталс) и платежи за договорную акваторию и участки морского дна	В порядке, установленном СРП в соответствии с законодательством, действовавшим на дату подписания соглашения	В порядке, установленном СРП в соответствии с законодательством, действовавшим на дату подписания соглашения
7. Платежи за пользование континентальным шельфом	100	—
8. Налог на добычу полезных ископаемых		
8.1. Налог на добычу полезных ископаемых в виде углеводородного сырья		
8.1.1. На территории автономного округа, входящего в состав края или области, в том числе:	74,5	—
— в бюджет округа	—	20
— в бюджет края или области	—	5,5
8.1.2. На остальных территориях	80	20
8.2. Налог на добычу общераспространенных полезных ископаемых	—	100
8.3. Налог на добычу полезных ископаемых на континентальном шельфе, в исключительной экономической зоне, за пределами территории РФ	100	—
9. Регулярные платежи за добычу полезных ископаемых (роялти) при исполнении СРП (в виде углеводородного сырья), взимаемые:		
9.1. На территории автономного округа, входящего в состав края или области, в том числе:	74,5	—
— в бюджет округа	—	20
— в бюджет края или области	—	5,5
9.2. На остальных территориях	80	20

Продолжение табл. 4

1	2	3
10. Плата за пользование водными объектами	—	100
11. Плата за нормативные и сверхнормативные выбросы и сбросы вредных веществ, размещение отходов	19	81
12. Отчисление на воспроизводство минерально-сырьевой базы (в части, зачисляемой по расчетам за 2001 г.)	100	—
13. Таможенные пошлины	100	—
14. Прочие налоги и пошлины, взимаемые в связи с осуществлением внешнеэкономической деятельности	100	—
15. Прочие федеральные налоги		
15.1. Налог на пользователей автомобильных дорог	—	100
15.2. Налог на реализацию ГСМ	100	—
15.3. Налог с владельцев транспортных средств	—	100
16. Прочие налоговые платежи и сборы (в части погашения задолженности по отмеченным федеральным налогам)	100	—

тежи составляют значительную часть доходов по следующим статьям:

- налог на добычу полезных ископаемых;
- таможенные пошлины при вывозе товаров.

По оценкам различных авторов, доходы федерального бюджета за счет поступлений налоговых платежей, уплачиваемых нефтегазодобывающими организациями, достигают 70%.

Статьей 19 Федерального закона от 29.12.2002 г. № 176-ФЗ «О федеральном бюджете на 2003 год» установлено, что доходы от уплаты разовых и регулярных платежей за пользование недрами, доходы от платы за геологическую информацию о недрах и доходы от платы за договорную акваторию и участки морского дна, включая доходы, полученные от реализации соглашений о разделе продукции при пользовании недрами на территории Российской Федерации, распределяются по следующим нормативам:

- федеральный бюджет — 40%;
- бюджеты субъектов Российской Федерации — 60%.

Доходы от возмещения инвестором прошлых затрат государства на проведение геолого-разведочных работ, полученные от реализации соглашений о разделе продукции при пользовании недрами на территории Российской Федерации, распределяются по следующим нормативам, %:

- федеральный бюджет — 50;
- бюджеты субъектов Российской Федерации — 50.

Указанные доходы при пользовании недрами на континентальном шельфе Российской Федерации, в исключительной экономической зоне Российской Федерации и за пределами Российской Федерации на территориях, находящихся под

Таблица 5

**Структура ожидаемых доходов федерального бюджета
в 2003 г.**

Наименование налога	Сумма	
	млрд руб.	%
1. Налоговые доходы	1892,4	78,3
1.1. Налог на прибыль организаций	179,6	7,4
1.2. НДС	946,2	39,1
1.3. Акцизы по подакцизным товарам и отдельным видам минерального сырья, произведенным на территории РФ,	227,7	9,4
в том числе:		
— природный газ	133,1	5,5
— бензин автомобильный	22,2	—
— водка и спирт	24,4	—
— дизельное топливо	12,4	—
1.4. Налог на совокупный доход	8,5	—
1.5. Платежи за пользование природными ресурсами,	183,1	7,6
всего,		
в том числе:		
— налог на добычу полезных ископаемых	181,9	7,5
1.6. Таможенные пошлины,	336,0	13,9
из них вывозные	185,6	7,7
2. Неналоговые доходы	145,7	6,0
2.1. Доходы от имущества, находящегося в государственной собственности	83,2	3,4
2.2. Доход от деятельности СП «Вьетсовпетро»	12,3	0,5
3. Доходы целевых бюджетных фондов	14,1	0,6
4. Единый социальный доход (взнос), зачисляемый в федеральный бюджет	365,6	15,1
Всего доходов	2417,8	100,0

юрисдикцией Российской Федерации, зачисляются в федеральный бюджет, за исключением таких доходов, полученных от реализации соглашения о разделе продукции по нефтегазоконденсатным месторождениям Чайво, Одопту и Аркутун-Дагинское на шельфе острова Сахалин и соглашения о разработке Пилтун-Астохского и Лунского месторождений нефти и газа на условиях раздела продукции.

3.4. Права и обязанности налогоплательщиков в нефтегазодобыче

НК РФ определил круг прав и обязанностей налогоплательщиков. Они достаточно широки и многообразны. По существу, этим вопросам посвящены практически все нормы Кодекса. Их нельзя ранжировать по значимости, поскольку все они в определенных случаях становятся определяющими. При этом ряд наиболее общих прав и обязанностей НК РФ выделил отдельно. В соответствии с этим налогоплательщики, в том числе предприятия нефтегазодобычи, имеют право:

- получать от налоговых органов по месту учета бесплатную информацию о действующих налогах и сборах, законодательстве о налогах и сборах и об иных актах, содержащих нормы законодательства о налогах и сборах, а также о правах и об обязанностях налогоплательщиков, полномочиях налоговых органов и их должностных лиц;
- получать от налоговых органов и других уполномоченных государственных органов письменные разъяснения по вопросам применения законодательства о налогах и сборах;
- использовать налоговые льготы при наличии оснований и в порядке, установленном законодательством о налогах и сборах;
- получать отсрочку, рассрочку, налоговый кредит или инвестиционный налоговый кредит в порядке и на условиях, установленных НК РФ;
- на своевременный зачет или возврат сумм излишне уплаченных либо излишне взысканных налогов, пени, штрафов;
- представлять свои интересы в налоговых правоотношениях лично либо через своего представителя;

- представлять налоговым органам и их должностным лицам пояснения по исчислению и уплате налогов, а также по актам проведенных налоговых проверок;
- присутствовать при проведении выездной налоговой проверки;
- получать копии акта налоговой проверки и решений налоговых органов, а также налоговые уведомления и требования об уплате налогов;
- требовать от должностных лиц налоговых органов соблюдения законодательства о налогах и сборах при совершении ими действий в отношении налогоплательщиков;
- не выполнять неправомерные акты и требования налоговых органов и их должностных лиц, не соответствующие НК РФ или иным федеральным законам;
- обжаловать в установленном порядке акты налоговых органов и действия (бездействие) их должностных лиц;
- требовать соблюдения налоговой тайны;
- требовать в установленном порядке возмещения в полном объеме убытков, причиненных незаконными решениями налоговых органов или незаконными действиями (бездействием) их должностных лиц (ст. 21).

Налогоплательщикам гарантируется административная и судебная защита их прав и законных интересов.

Порядок защиты прав и законных интересов налогоплательщиков определяется НК РФ и иными федеральными законами. Права налогоплательщиков обеспечиваются соответствующими обязанностями должностных лиц налоговых органов. Неисполнение или ненадлежащее исполнение обязанностей по обеспечению прав налогоплательщиков влечет ответственность, предусмотренную федеральными законами (ст. 22).

Основной обязанностью налогоплательщика в широком смысле, вытекающей из самого определения его как субъекта права, является обязанность уплачивать законно установленные налоги, сборы. Помимо этого налогоплательщик обязан:

- встать на учет в налоговых органах;
- вести в установленном порядке учет своих доходов, расходов и объектов налогообложения;
- представлять в налоговый орган по месту учета в установленном порядке налоговые декларации по тем налогам,

которые он обязан уплачивать, если такая обязанность предусмотрена законодательством о налогах и сборах, а также бухгалтерскую отчетность в соответствии с Федеральным законом от 21.11.1996 г. № 129-ФЗ «О бухгалтерском учете» (в ред. от 28 мая 2003 г.);

- представлять налоговым органам и их должностным лицам в случаях, предусмотренных НК РФ, документы, необходимые для исчисления и уплаты налогов;
- выполнять законные требования налогового органа об устранении выявленных нарушений законодательства о налогах и сборах, а также не препятствовать законной деятельности должностных лиц налоговых органов при исполнении ими своих служебных обязанностей;
- предоставлять налоговому органу необходимую информацию и документы в случаях и порядке, предусмотренных НК РФ;
- в течение четырех лет обеспечить сохранность данных бухгалтерского учета и других документов, необходимых для исчисления и уплаты налогов, а также документов, подтверждающих полученные доходы (для организаций — также и производственные расходы) и уплаченные (удержанные) налоги;
- в установленные сроки письменно сообщать в налоговый орган по месту учета об изменении своего местонахождения, об открытии или закрытии счета, об объявлении несостоятельности (банкротстве), о ликвидации или реорганизации и т.п.

Налогоплательщики, уплачивающие налоги и сборы в связи с перемещением товаров через таможенную границу Российской Федерации, также несут обязанности, предусмотренные таможенным законодательством России (ст. 23).

НК РФ четко определил круг участников отношений, регулируемых законодательством о налогах и сборах.

К ним отнесены:

- организации и физические лица, признаваемые в соответствии с НК РФ налогоплательщиками или плательщиками сборов, на которых в соответствии с НК РФ возложена обязанность уплачивать соответственно налоги и/или сборы (ст. 19);

- организации и физические лица, признаваемые в соответствии с НК РФ налоговыми агентами, на которых возложены обязанности по исчислению, удержанию у налогоплательщика и перечислению в соответствующий бюджет (внебюджетный фонд) налогов (ст. 24);
- Министерство Российской Федерации по налогам и сборам и его подразделения в Российской Федерации;
- Государственный таможенный комитет Российской Федерации и его подразделения;
- федеральные органы исполнительной власти, органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органы местного самоуправления, другие уполномоченные ими органы и должностные лица, осуществляющие в установленном порядке помимо налоговых и таможенных органов прием и взимание налогов и/или сборов, а также контроль за их уплатой налогоплательщиками и плательщиками сборов;
- Министерство финансов Российской Федерации, министерства финансов республик, финансовые управления (департаменты, отделы) администраций краев, областей, городов федерального значения Москвы и Санкт-Петербурга, автономной области, автономных округов, районов и городов, иные уполномоченные органы — при решении вопросов об отсрочке и о рассрочке уплаты налогов и сборов и других вопросов, предусмотренных НК РФ;
- органы государственных внебюджетных фондов.

Эти положения в определенной мере способствует совершенствованию формирования инфраструктуры налоговой системы и защищают налогоплательщика от вмешательства в процесс налогообложения не уполномоченных на то органов, что в равной мере касается как федеральных органов исполнительной власти, так и органов государственной власти субъектов Федерации и органов местного самоуправления.

НК РФ установил, что филиалы и иные обособленные подразделения российских организаций исполняют обязанности этих организаций по уплате налогов и сборов по месту нахождения этих филиалов и иных обособленных подразделений (ст. 19).

В соответствии с НК РФ взаимозависимыми лицами для целей налогообложения признаются физические лица и/или орга-

низации, отношения между которыми могут оказывать влияние на условия или экономические результаты их деятельности или деятельности представляемых ими лиц, а именно когда одна организация непосредственно и/или косвенно участвует в другой организации и суммарная доля такого участия составляет более 20%.

В общем плане взаимозависимыми лицами признаются также лица, находящиеся между собой в родственных связях или в должностном подчинении (ст. 20).

Помимо этого, учитывая невозможность четко установить фактическую взаимозависимость, законодатель отнес такие случаи к компетенции суда, который может признать лица взаимозависимыми по иным основаниям, если отношения между этими лицами могут повлиять на результаты сделок по реализации товаров (работ, услуг).

Налогоплательщиками, в широком понимании этого термина, в сфере нефтегазодобычи признаются в той или иной мере занятые в ней организации и физические лица независимо от форм собственности, в широком понимании этого термина. В первую очередь это пользователи недр, к которым в соответствии с Законом «О недрах» отнесены субъекты предпринимательской деятельности, в том числе участники простого товарищества, иностранные граждане, юридические лица, если федеральными законами не установлены ограничения предоставления права пользования недрами.

Пользователями недр на условиях соглашений о разделе продукции могут быть граждане Российской Федерации, иностранные граждане, юридические лица и создаваемые на основе договоров о совместной деятельности (договоров простого товарищества) и не имеющие статуса юридического лица объединения юридических лиц при условии, что участники таких объединений несут солидарную ответственность по обязательствам, вытекающим из соглашений о разделе продукции (ст. 9 Закона «О недрах»).

Пользователями недр при ведении работ по добыче радиоактивного сырья и захоронению радиоактивных материалов, токсичных и иных опасных отходов могут быть только юридические лица, зарегистрированные на территории Российской Федерации и имеющие разрешения (лицензии), выданные уполномоченным на то федеральным органом исполнительной власти, на ведение

работ по добыче и использованию радиоактивных материалов, токсичных и иных опасных отходов.

Права и обязанности пользователя недр возникают с момента государственной регистрации лицензии на пользование участками недр, при предоставлении права пользования недрами на условиях соглашений о разделе продукции с момента вступления такого соглашения в силу (ст. 9 Закона «О недрах»).

Помимо пользователей недр, в сфере нефтегазодобычи функционирует широкий круг организаций, занятых выполнением функций по обслуживанию пользователей недр. Применительно к нефтегазодобыче это организации, занятые поиском, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа.

Введение в действие НК РФ повлекло объективно обусловленный процесс разработки и принятия пакета нормативных правовых актов федеральных органов исполнительной власти, органов государственной власти субъектов Федерации, а также органов местного самоуправления, устанавливающих необходимые правовые механизмы. Они чаще всего принимались в форме инструкций и методических указаний. Практика показывает, что такие акты в ряде случаев содержат нормы, в определенной мере противоречащие НК РФ. Подобные случаи были нередки и до введения в действие НК РФ. Очевидно, что они могут быть и в будущем. НК РФ, предусмотрев такие ситуации, определил условия и порядок признания нормативных правовых актов не соответствующими НК РФ.

3.5. Налоговый кадастр организаций НГК

Технологическое многообразие производственных процессов, включая мощное влияние природного фактора, организационно-правовые особенности функционирования организаций, формирующих российский нефтегазовый комплекс (далее — НГК), а также его значимость для развития народного хозяйства предъявляют особые требования к построению его налоговой системы. Ее задачей должен быть в первую очередь не механический сбор налогов, а построение системы, обеспечивающей эффективное функционирование каждого элемента НГК и всего комплекса в целом в настоящее время и в перспективе.

Эта проблема достаточно сложная, поскольку для различных элементов НГК перед налоговыми органами стоят иногда абсолютно различные задачи. На этапе освоения нефтегазовых месторождений это создание условий, обеспечивающих концептуальное конституционное требование «использования ресурсов недр в интересах нынешнего и будущих поколений народов России» (ст. 35). Это, по существу, задача обеспечения сырьевой безопасности, в основе которой должен лежать принцип индивидуального налогового регулирования природных объектов — месторождений.

На этапе эвакуации и транспортировки добытых нефти и газа, а также продуктов их переработки перед налоговыми органами стоит задача унификации налоговых отчислений для всех участников процесса как основное условие реализации публичного характера их правоотношений.

На этапе переработки и реализации задачей налоговой системы является налоговое стимулирование углубления переработки нефти и рационального использования нефтепродуктов.

В сфере внешнеэкономических отношений — импорта материально-технических средств, экспорта продукции — стоят задачи защиты интересов государства, акценты которых могут периодически меняться и на которые налоговая система должна своевременно реагировать. Например, установление ставок таможенных пошлин на нефть в зависимости от уровня мировых цен в ст. 3 Федерального закона от 21.05.1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» (в ред. от 25.07.2002 г.).

При этом следует иметь в виду, что все виды производства «завязаны» в единый хозяйственный комплекс. Собственно, и все элементы налоговой системы должны создаваться и функционировать как единое целое.

Одним из основных препятствий при реализации всех этих пожеланий и требований является отсутствие у налоговых органов необходимой информации.

На современном этапе, когда налоговая система только формируется, объективно образовался разрыв между объемом имеющейся информации, формой и порядком ее представления. Отсутствие упорядочения, систематизации и целенаправленности затрудняет возможности эффективного использования даже имеющейся информации.

Специфической особенностью элементов налогообложения является то, что в настоящее время они создают условия для развития производства в будущем. Выражается это применительно к НГК в первую очередь в инвестиционной привлекательности отрасли. Вместе с тем при разработке планов и прогнозов развития НГК обнаруживается методологический разрыв между знаниями о состоянии сырьевой базы, ее потенциале, экономических и организационно-правовых возможностях ее использования, с одной стороны, и путями, масштабами и темпами ее освоения, экономической интерпретацией этого процесса с позиций общественных народнохозяйственных интересов — с другой. Все это в определенной мере породило на практике ряд налоговых мероприятий, решающих, очевидно, сиюминутные задачи пополнения бюджета, но подрывающие основы формирования налогооблагаемой базы даже в ближайшей перспективе. О длительной перспективе в системе налогового регулирования речь не идет. Такая инерционность в значительной мере снижает действенность всей налоговой системы. Это приводит в ряде случаев к принятию необоснованных решений, замедленной реакции на происходящие изменения и т.п. Поэтому одним из наиболее важных направлений формирования и совершенствования налоговой системы нефтегазового комплекса является радикальное улучшение ее информационного обеспечения.

Наиболее подходящей для подобных крупных народнохозяйственных систем формой информационного обеспечения, рассматриваемой в качестве базы для формирования и функционирования конкретных налоговых механизмов, является разработка и ведение налогового кадастра.

Кадастровый учет — одна из древнейших, исторически оправдавшая себя и сохранившая до настоящего времени свою значимость и актуальность форма сбора, накопления и обработки информации. Она до сих пор используется применительно к природным ресурсам. В современном природоресурсном законодательстве помимо древнейшего — земельного известны водный кадастр, кадастры месторождений полезных ископаемых, кадастр животного мира.

Потребность в разработке и ведении кадастра особенно высока в случаях, когда речь идет о крупномасштабных проблемах, решение которых невозможно без четко функционирующей системы информационного обеспечения.

Налоговая система, в отличие от систем освоения любых природных ресурсов, предъявляет к информационному обеспечению многократно большие требования как по перечню и объему единиц информации (показателей), так и по интенсивности ее сообщения. Если в отношении природных объектов вполне приемлемым периодом представления информации является один год, то в отношении налогов это квартал, месяц и даже декада.

Очень важной особенностью информационного обслуживания налоговой системы является требование о получении точной и достоверной информации в условиях активного действия субъективных факторов.

В основе кадастрового учета природных ресурсов: участков земли, месторождений и т.п. — лежит их паспортизация. По каждому объекту разрабатывается и ведется паспорт (возможны иные определения), представляющий собой документ, содержащий сведения, характеризующие объект в целом, а также процесс его функционирования. Все эти паспорта ведутся по единой методологии. Содержащаяся в них информация аккумулируется в региональных и отраслевых центрах, обрабатывается в форме, необходимой для анализа и выработки решений, и представляется в органы управления. Вся эта система, включая паспорта месторождений, каналы связи, фонды накопления и хранения информации (например, федеральный и региональный геологические фонды), центры ее обработки и, наконец, ее публикацию и распространение, и представляет собой систему кадастрового учета. Специфическим элементом государственного кадастрового учета применительно к отдельным видам полезных ископаемых является обеспечение требования секретности и коммерческой конфиденциальности. Это вызвано в первом случае стратегическим характером некоторых видов полезных ископаемых, а во втором — правами собственности на информацию, правообладателями которой могут быть как частные лица, так и государство. Последнее, предоставляя недра в пользование, обязывает недропользователя представлять всю информацию о разработке месторождения, но, в свою очередь, гарантирует конфиденциальность ее использования. Аналогичные положения, но в еще более жесткой форме, присущи налоговой информации.

Этимология слова «кадастр», означающего систематизированный свод сведений, позволяет трактовать его достаточно широко.

Однако применительно к сложившейся практике и общепринятым представлениям наиболее полным является определение, данное в справочнике «Термины и понятия отечественного недропользования»: «Кадастр — систематизированный свод данных, включающих качественную и количественную опись объектов и явлений, в ряде случаев с их экономической (эколого-экономической) оценкой. Содержит физико-географическую характеристику, квалификацию, данные о динамике, степени исследованности и указанную выше оценку с приложением картографических и статистических материалов. Может включать рекомендации по использованию объектов или явлений, мерам их охраны и другие данные» [155].

Это определение полностью соответствует современной распространенной формулировке цели ведения кадастрового учета: «повышение эффективности управления комплексным освоением и рациональным использованием», например, запасов нефти и газа [6, 139]. Все это в полной мере можно распространить и на налоговую систему. Для реализации поставленной цели необходим комплекс самых разнообразных данных экономического, технического, географического, геологического, экологического, социального и другого характера. Круг этих данных должен быть четко очерчен и ограничен в зависимости от конкретного вида объекта и задач, которые необходимо решать по замыслу разработчиков конкретного кадастра.

В основе налогового кадастра должна лежать паспортизация организаций. В окончательном виде налоговый кадастр должен охватывать абсолютно всех налогоплательщиков. Однако на первом этапе вполне оправданно ограничиться отраслевым кадастром. При этом в качестве отрасли должна выбираться достаточно замкнутая система. В промышленности, например, это может быть следующая цепочка: топливно-энергетический комплекс (далее — ТЭК), нефтегазовый комплекс и, наконец, нефтегазодобывающий комплекс. Нефтегазодобывающий комплекс, очевидно, не может быть принят в качестве первого звена, поскольку его деятельность, и в частности результативность налоговых механизмов, тесно связана с этапами эвакуации, переработки и реализации, включая экспорт. В то же время ТЭК в целом также не может рассматриваться в качестве первичного звена, учитывая многообразие и разнохарактерность его компонентов. Наиболее

приемлемым с точки зрения законченности и налоговой замкнутости является НГК, включающий технологические процессы от поиска месторождений нефти и газа, добычи и транспортировки до переработки и распределения нефтепродуктов.

Основным требованием, обуславливающим действенность кадастровой системы, как и любой другой информационной системы, является возможность получения необходимой и достаточной информации. В известных научных исследованиях, посвященных проблемам кадастрового учета [109, 114], оно не нашло должного отражения и в таком категорическом виде не фигурирует.

Исследование причин неудачного внедрения машинной системы кадастрового учета в газовой промышленности показало, что дело состояло именно в недооценке этого требования. Не был четко очерчен круг задач, для решения которых предназначалась система [139].

Построение системы кадастрового учета любого объекта должно начинаться с обоснования:

- целей и задач, которые ставятся и должны решаться этой специфической информационной системой;
- содержания, т.е. объема и качества (детальность, временной диапазон и др.), информации, сбор, анализ и обобщение которой предусматриваются целями и задачами системы;
- структуры, представляющей собой систематизацию выходной информации;
- формы введения и представления этого информационного документа.

В структурном плане система налогового кадастра должна строиться по балансовому принципу. По горизонтали — составляющие НГК подотрасли: поиск — добыча — транспорт — переработка — экспорт — распределение; по вертикали — регионы и типы организаций: ОАО, ЗАО, ГУП. В качестве самостоятельных блоков целесообразно выделение крупных вертикально интегрированных компаний. Первый шаг в этом направлении был сделан, когда в целях совершенствования налогового администрирования МНС России ввело в 2001 г. особый порядок работы с так называемыми крупнейшими налогоплательщиками федерального, окружного и регионального уровня. К ним, в частности, были отнесены российские организации — юридические лица, осуществляющие деятельность:

- в сфере разведки, добычи, переработки, транспортировки и реализации нефти и нефтепродуктов;
- в сфере разведки, добычи, переработки, транспортировки и реализации газа.

Для этого МНС России создало специальные межрегиональные инспекции.

Для отнесения организаций к тому или иному уровню была установлена система показателей, приведенная ниже в таблице. Достижение хотя бы одного из них являлось основанием для отнесения организации к тому или иному уровню. Критерии устанавливаются на один год [71].

Показатель	Уровень		
	федеральный	окружной	региональный
1. Суммарный объем начислений налогов и сборов в федеральный бюджет	свыше 1 млн руб.	от 500 тыс. до 1 млн руб.	от 75 до 500 тыс. руб.
2. Выручка от продажи товаров (работ, услуг)	свыше 10 млн руб.	от 6 до 10 млн руб.	от 1 до 6 млн руб.
3. Активы (сумма внеоборотных и оборотных активов)	свыше 10 млн руб.	от 7 до 10 млн руб.	от 1 до 7 млн руб.

Учитывая бюджетную значимость налогов, уплачиваемых предприятиями, осуществляющими добычу и реализацию нефти и газа, созданы две региональные инспекции.

По замыслу МНС России, инспекции по работе с крупными налогоплательщиками (далее — инспекции) должны не только механически собирать налоги, но и проводить работу по повышению действенности всей налоговой системы.

Специализация инспекций объективно создает условия для повышения эффективности и более углубленного, детального решения возникающих задач. Появляется возможность для углубленного контроля путем проведения камеральных проверок представляемой информации, налаживания оперативных организационных связей между налогоплательщиками и инспекцией, мониторинга налоговых показателей по отдельным налогоплательщикам, регионам и отрасли в целом.

Важным новым направлением деятельности таких налоговых органов должно стать планирование и прогнозирование ожидаемых налоговых поступлений от реализации нефти, газа и продуктов их переработки. Для этого инспекция должна самостоятельно

вести анализ цен внутреннего и внешнего рынка, объемов производства, условий поставки и реализации и т.п.

Важнейшей стороной деятельности инспекций должен стать мониторинг налоговой нагрузки как интегрального параметра оценки текущей и перспективной эффективности системы. По каждому крупному налогоплательщику, т.е. нефтегазовому холдингу, предполагается разрабатывать документ, который условно называется налоговым паспортом. В нем должны аккумулироваться сведения об объемах производства, о капитальных вложениях и эксплуатационных затратах, об организационной структуре, о финансовых потоках, об уплаченных налогах и т.п. Наличие такой всесторонней информации, собранной и представленной в определенной форме, позволит делать оперативный анализ, а также среднесрочный и долгосрочный прогноз налоговых поступлений и налоговой нагрузки во всех звеньях нефтегазового комплекса. Вся эта система может и должна стать основой Службы налогового кадастра.

Служба налогового кадастра должна, естественно, охватывать не только крупных налогоплательщиков, т.е., по существу, вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК), но и мелкие и средние нефтегазодобывающие компании, организации сервисного обслуживания нефтегазового производства, включая системы магистрального транспорта, а в перспективе и системы распределения нефти, газа и нефтепродуктов.

В конечном итоге Служба налогового кадастра должна охватить все отрасли народного хозяйства, все виды деятельности и стать действенной информационной базой налогового регулирования.

3.6. Показатели оценки эффективности системы налогообложения нефтегазодобычи

Показателем, характеризующим роль налогов в финансовой деятельности предприятия является доля налогов в выручке. Этот показатель обычно называется «налоговая нагрузка».

Методология его расчета не унифицирована. Определяющим методическим фактором является набор налоговых выплат. Для

анализа предлагается система показателей налоговой нагрузки, включающая три показателя:

- общая суммарная налоговая нагрузка;
- ресурсная налоговая нагрузка;
- экспортная налоговая нагрузка.

Общая суммарная налоговая нагрузка определяется по формуле

$$F_n = \frac{\sum N_i}{P} \cdot 100\%,$$

где N_i – виды налогов, уплачиваемых нефтегазодобывающим предприятием; P – выручка.

Ресурсная налоговая нагрузка определяется по формуле

$$F_r = \frac{\sum N_r}{P} \cdot 100\%,$$

где $\sum N_r$ – сумма ресурсных налоговых платежей (налог на добычу полезных ископаемых, платежи при пользовании недрами).

Экспортная налоговая нагрузка определяется по формуле

$$F_e = \frac{\sum N_e}{P} \cdot 100\%,$$

где $\sum N_e$ – сумма экспортных налоговых платежей (экспортная пошлина, таможенные платежи, комиссионные и др.).

Все эти показатели могут использоваться при анализе эффективности налоговой системы в рамках отдельных нефтегазодобывающих компаний (ВИНК, независимых и др.), субъектов Федерации и по отраслям в целом. Показатели налоговой нагрузки в нефтегазодобывающем комплексе России в 2000 г. приведены в табл. 6.

В целом налоговая нагрузка в нефтегазодобывающем комплексе находится на уровне 30%, что соответствует уровню налогообложения в нефтегазовом секторе развитых государств.

Анализ показателей налоговой нагрузки по семи крупнейшим нефтяным компаниям мира позволил сделать вывод, что в среднем эти показатели аналогичны российским показателям (см. табл. 6). Однако по компаниям наблюдается существенный раз-

Таблица 6

**Налоговая нагрузка
в нефтегазодобывающем комплексе России в 2000 г.**

Показатель	Нефть		Газ	
	долл./т	%	долл./1000 куб. м	%
Добыча: нефти, млн т	323		—	
газа, млрд куб. м	—		523	
Цена, долл.	163,5		38,4	
Налоги, всего, в том числе:	47,8	100,0	13,2	100,0
— налог на прибыль	15,2	31,8	1,6	12,1
— НДС	7,5	15,7	2,2	16,7
— налог на имущество	1,2	2,5	0,6	4,5
— отчисления в соц. фонды	0,8	1,7	0,2	1,5
— налог на пользование	3,3	6,9	0,6	4,5
автодорогами				
— акциз	2,0	4,2	5,7	43,3
— налог на недра	4,9	10,3	0,5	3,8
— ВМСБ	3,7	7,7	0,2	1,5
— экспортная пошлина	9,1	19,0	1,5	11,4
— таможенный сбор	0,1	0,1	0,1	0,7
Налоговая нагрузка, %:				
— общая (суммарная)	29,2		34,4	
— ресурсная	6,5		16,7	
— экспортная	5,6		4,2	

брос — от 16,3 («Арко») до 32,6% («Эксон»), — который обусловлен тем, что рассматриваемые компании работают в различных государствах, где налоговые режимы существенно различаются (см. табл. 7).

Необходимо отметить, что показатель налоговой нагрузки серьезно зависит от уровня цен. При этом в российском нефтегазодобывающем комплексе, в значительной мере ориентированном на экспорт, определяющую роль играет уровень мировых цен. Так, например, в первом полугодии 2001 г. средняя цена газа выросла до 50,4 долл./1000 куб. м. В результате общая (суммарная) налоговая нагрузка составила 39,6%. Однако зависимость здесь далеко не прямая. Цена выросла на 31,3%, а налоговая нагрузка — только на 15,1%. Отсюда можно сделать вывод о том, что налоговая система неадекватно реагирует на изменение финансовых условий. При этом заторможенность реакции носит ярко выраженный характер и создает более благоприятные условия для компаний. Расчеты показывают, что в случае снижения цены ре-

Таблица 7

Налоговая нагрузка по крупнейшим нефтяным компаниям мира за 1996–2000 гг.

Компания	Выручка, млрд долл.	Налоги, млрд долл.	Налоговая нагрузка, %
Эксон (США)	134,2	43,7	32,6
Шеврон (США)	43,9	8,0	19,0
Мобил (США)	81,5	22,2	27,2
Амоко (США)	36,1	8,7	24,1
Арко (США)	20,2	3,3	16,3
Бритиш петролеум (Англия)	92,7	25,9	27,9
РД-Шелл (Англия–Голландия)	172,0	52,2	30,3
Всего по 7 компаниям	580,6	164,0	28,2

ализации наблюдается аналогичная динамика — потери у компаний относительно ниже, чем у государства.

Важным элементом анализа эффективности налогообложения предприятий нефтегазодобычи является исследование структуры распределения налогов между бюджетами различных уровней (см. табл. 8). Общая сумма налоговых поступлений от налогообложения предприятий нефтегазодобычи в 2000 г. превысила 22 млрд долл., из которых примерно одна треть приходится на предприятия по добыче газа и две трети — на предприятия по нефтедобыче.

По бюджетам различного уровня налоги распределяются крайне неравномерно. Около двух третей (63,5%) идет в федеральный бюджет, около одной трети (31,5%) — в бюджеты субъектов Федерации и всего 5% — в местные бюджеты. Такое распределение правомерно и регулируется бюджетным законодательством. При этом аналогичное соотношение наблюдается при анализе распределения ресурсных платежей (акциз, налоги за пользование недрами, ОВМСБ). В 2000 г. в целом поступлений налогов в сфере нефтегазодобычи из общей суммы ресурсных платежей в 6,8 млрд долл. на федеральный бюджет приходилось 69%, на бюджеты субъектов Федерации — 22 и на местные бюджеты — 9%.

Таким образом, принципиальное положение Конституции РФ, о котором упоминалось выше, нарушалось и до введения в действие главы 26 НК РФ, но в меньших масштабах. Следовательно, уже можно говорить об определенной тенденции в законодательстве — об увеличении федеральной доли.

Таблица 8

**Структура распределения налогов между бюджетами
различных уровней в сфере нефтегазодобычи в 2000 г.**

Виды налогов	Сумма, млрд долл.	В том числе в % по бюджетам		
		федеральный	региональный	местный
Налоги, всего, в том числе:	22,20	63,5	31,5	5,0
– налог на прибыль	5,70	37,0	63,0	–
– НДС	3,60	83,0	17,0	–
– налог на имущество	0,70	–	29,0	71,0
– отчисления в соц. фонды	0,30	100,0	–	–
– налог на пользование авто-				
дорог	1,40	21,0	79,0	–
– акциз	3,60	100,0	–	–
– налог на недра	1,90	36,0	32,0	32,0
– ВМСБ	1,30	31,0	69,0	–
– экспортная пошлина	3,70	100,0	–	–
– таможенный сбор	0,03	100,0	–	–

Статья 9 Конституции РФ определяет, что природные ресурсы «используются и охраняются в Российской Федерации как основа жизни и деятельности народов, проживающих на соответствующей территории». Если под «соответствующей» территорией понимать территории субъектов Федерации и их муниципальных образований, то на их долю приходится менее одной трети доходов от использования природных ресурсов. Между тем, согласно Конституции РФ, должно быть скорее наоборот: две трети доходов от использования природных ресурсов должны поступать субъекту Федерации и лишь одна треть — Федерации.

3.7. Учет потерь при налогообложении организаций по добыче нефти и газа

Понятие потери полезных ископаемых введено для использования при расчетах платежей за пользование недрами, а также при осуществлении контроля за достоверностью данных об объемах добычи различных видов минерального сырья, в том числе нефти, газа и газового конденсата.

Под потерями понимается часть балансовых запасов полезных ископаемых, не извлеченная из недр при разработке месторождения, полезные ископаемые, добытые и направленные в породные отвалы, оставленные в местах складирования, погрузки, первичной обработки (подготовки), на транспортных путях горного производства, — для случаев добычи нефти и газа, а в особых случаях — при добыче драгоценных металлов и драгоценных камней и при особых способах добычи, а также потери при первичной переработке минерального сырья.

Запасы полезных ископаемых, не извлеченные из недр при разработке месторождения по причине утраты промышленного значения, неподтверждения при последующих геолого-разведочных работах и разработке месторождения, а также заключенные в предохранительных целиках, предусмотренных техническими проектами для охраны зданий, сооружений и природных объектов, в согласованных с органами Госгортехнадзора Российской Федерации охранных целиках у геологических нарушений и водных объектов, в случае их своевременного списания в установленном порядке с учета организации по добыче полезных ископаемых в потери при добыче не включаются.

Потери при добыче минерального сырья подразделяются на нормативные и сверхнормативные.

К нормативным потерям полезных ископаемых при добыче относятся потери, технологически связанные с принятой схемой и системой разработки месторождения согласно утвержденному техническому проекту. Расчетная величина нормативных потерь определяется в процентах величины погашаемых запасов.

Нормативные потери устанавливаются в планах развития горных работ по каждой выемочной единице (месторождению, залежи, пласту, лаве, блоку и т.п.) на год и согласовываются в установленном порядке с органами Госгортехнадзора РФ. Объем фактических потерь определяется маркшейдерской, геологической и технологической службами предприятий не менее одного раза в год.

Объемы нормативных (проектных) потерь, заключенные в предохранительных целиках, предусмотренных в технических проектах для охраны зданий, сооружений, природных объектов, магистральных нефтегазопроводов, продуктопроводов, железных дорог и других объектов от вредного влияния горных работ, в охранных целиках у геологических нарушений и подземных водных

объектов, согласованные с органами Госгортехнадзора РФ, при расчете платежей за право пользования недрами не учитываются. Оплате подлежат только объемы добытого из этих целиков полезного ископаемого.

Сверхнормативные потери определяются как разность между фактическими и нормативными (плановыми) потерями, установленными в планах развития горных работ по каждой выемочной единице.

На предприятиях, где ведется прямое определение объемов потерь и добытых полезных ископаемых, плата за право на добычу полезных ископаемых и за сверхнормативные потери производится (помесечно, поквартально) с учетом фактически допущенных потерь. На предприятиях, где имеется только расчетное (косвенное) определение потерь и добычи полезного ископаемого, размер (помесечной, поквартальной) платы за право пользования недрами определяется с учетом соответствующего установленного норматива потерь с последующей корректировкой по фактическим потерям в целом за год.

При эксплуатации нефтяных, газоконденсатных, нефтегазовых месторождений сверхнормативными потерями нефти, газового конденсата, природного и растворенного газа являются их расход сверх расчетных технологических расходов на собственные нужды, а также потери, не предусмотренные в проектах разработки и обустройства месторождений (прорывы трубопроводов, открытое фонтанирование, неисправность и негерметичность промыслового и резервуарного оборудования и др.).

Потери попутного (растворенного) газа при добыче нефти в пределах, установленных Минэнерго России по согласованию с Госгортехнадзором РФ (процент утилизации), относятся к нормативным потерям. Потери попутного (растворенного) газа сверх установленного предела (процента утилизации) относятся к сверхнормативным потерям.

Извлекаемые из недр природный и попутный нефтяной газы, закачиваемые обратно в пласт для поддержания пластового давления и осуществления сайклинг-процесса для повышения конденсатотдачи, а также газлифта, являются рабочими технологическими агентами, и их соответствующие объемы к потерям не относятся.

Платежи за сверхнормативные потери осуществляются за счет прибыли, остающейся в распоряжении пользователя недр.

Размер платежей за сверхнормативные потери при добыче увеличивается в два раза по сравнению с нормативными отчислениями.

Под потерями при переработке понимается часть полезных ископаемых и содержащихся в них полезных компонентов, потерянных при первичной переработке добытых полезных ископаемых. Потери при переработке, а также при особых способах добычи подлежат специальному нормированию и в потери при добыче не включаются.

Нормативы потерь и содержащихся в них полезных компонентов подлежат согласованию с органами Госгортехнадзора РФ для всех технологических пределов предприятий по переработке минерального сырья.

За сверхнормативные потери при переработке, за исключением случаев их включения в потери при добыче, ответственность не предусмотрена. Лица, виновные в нарушении требований охраны недр и допущении сверхнормативных потерь при переработке, подлежат административной или уголовной ответственности в соответствии с законодательством.

Глава 4. Налоговая терминология в нефтегазодобыче

4.1. Значимость терминологии и основные понятия в налогообложении

Налогообложение предприятий нефтегазодобычи описывается в терминах (нормах, понятиях, институтах) как налогового, так и горного права.

Термины налогового права установлены НК РФ (ст. 8, 11), термины горного права — в основном Законом «О недрах». Помимо этого при характеристике налогообложения предприятий нефтегазодобычи возникает необходимость использования терминов и понятий сопряженных отраслей права (морского, гражданского, предпринимательского), экономики и даже политэкономии.

Некоторые из таких терминов трактуются вполне определенно и не требуют какого-либо пояснения. Однако многие из них, характеризуя главным образом новые отношения, возникшие в процессе перехода к рыночным отношениям, под влиянием устойчивых стереотипов и экономических понятий советского периода определяются неоднозначно.

В отечественной науке, особенно в системе гуманитарных наук, отсутствуют какие-либо официально установленные терминологические стандарты. Их обычно заменяют определения, содержащиеся в учебниках и энциклопедических толковых словарях. В некоторых законах приводится определение ряда используемых в них понятий (терминов). Однако нормативное значение они имеют только в отношении положений данных законов. Обычно они распространяются и на всю сферу отношений, регулируемых этим законом.

НК РФ ввел определения ряда понятий, которые следует рассматривать в качестве основных. К таким определениям (терминам) применительно к налогообложению предприятий нефтегазодобычи, установленным НК РФ, в частности, относятся:

организации — юридические лица, образованные в соответствии с законодательством Российской Федерации, а также иностранные юридические лица, компании и другие корпоративные

образования, обладающие гражданской правоспособностью, созданные в соответствии с законодательством иностранных государств, международные организации, их филиалы и представительства, созданные на территории Российской Федерации;

физические лица — граждане Российской Федерации, иностранные граждане и лица без гражданства, налоговые резиденты Российской Федерации, фактически находящиеся на территории России не менее 183 дней в календарном году;

индивидуальные предприниматели — физические лица, зарегистрированные в установленном порядке и осуществляющие предпринимательскую деятельность без образования юридического лица, а также частные нотариусы, частные охранники, частные детективы. Физические лица, осуществляющие предпринимательскую деятельность без образования юридического лица, но не зарегистрировавшиеся в качестве индивидуальных предпринимателей в нарушение требований гражданского законодательства Российской Федерации при исполнении обязанностей, возложенных на них НК РФ, не вправе ссылаться на то, что они не являются индивидуальными предпринимателями;

внебюджетные фонды — государственные внебюджетные фонды, образуемые вне федерального бюджета и бюджетов субъектов Федерации в соответствии с федеральным законодательством;

место нахождения российской организации — место ее государственной регистрации;

место нахождения обособленного подразделения российской организации — место осуществления этой организацией деятельности через свое обособленное подразделение;

обособленное подразделение организации — любое территориально обособленное от нее подразделение, по месту нахождения которого оборудованы стационарные рабочие места. Признание обособленного подразделения организации таковым производится независимо от того, отражено или не отражено его создание в учредительных или иных организационно-распорядительных документах организации, и от полномочий, которыми наделяется указанное подразделение. При этом рабочее место считается стационарным, если оно создается на срок более одного месяца (п. 2 ст. 11 НК РФ).

Исследование налогообложения предприятий нефтегазодобычи как специфического, в первую очередь с точки зрения тех-

нологических особенностей формирования налогооблагаемой базы, сектора налоговой системы требует знания и использования как общеэкономических (прибыль, доход, рента), так и специальных (виды пользования недрами, горный отвод, участок недр и др.) терминов и понятий, характеризующих этот процесс. Из всего многообразия таких терминов были выбраны и описаны только те, которые, с точки зрения авторов, трактуются неоднозначно и поэтому требуют пояснения.

4.2. Налоги, сборы, платежи

Словарь синонимов русского языка, подготовленный и изданный Институтом русского языка [153], не содержит слов «налог», «сбор», «платеж», «взнос», «пошлина». Из этого следует вывод, что они ни в коей мере не являются синонимами и каждый из них имеет свой смысл. Таким образом, каждый из них может рассматриваться в качестве термина, определяющего то или иное явление. Исключение составляет слово «отчисление», но его синонимами являются «исключение», «увольнение». Таким образом, в том смысле, как это слово используется в налоговой терминологической практике (например, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы), оно синонимов также не имеет.

В словаре В. Даля синонимы есть лишь у слова «налог»: «подать», «повинность», «платеж, налагаемый на кого-либо и уплачиваемый деньгами или натурой».

Все это позволяет утверждать, что слова «налог», «сбор», «платеж» и «отчисление» могут использоваться в качестве самостоятельных терминов, обозначающих определенные действия.

НК РФ регламентировал понятия и термины, которыми следует пользоваться не только в законотворческой, но и — что важно — в законоприменительной практике.

В первую очередь это касается понятий «налог» и «сбор». Под налогом следует понимать «обязательный, индивидуально-безвозмездный платеж, взимаемый с организаций и физических лиц в форме отчуждения принадлежащих им на праве собственности, хозяйственного ведения или оперативного управления денежных средств в целях финансового обеспечения деятельности государства и/или муниципальных образований» (п. 1 ст. 8 НК РФ).

«Под сбором понимается обязательный взнос, взимаемый с организации и физических лиц, уплата которого является одним из условий совершения в отношении плательщиков сборов государственными органами, органами местного самоуправления, иными уполномоченными органами и должностными лицами юридически значимых действий, включая предоставление определенных прав или выдачу разрешений (лицензий)» (п. 2 ст. 8 НК РФ).

Аргументом, подтверждающим единую экономическую природу налогов, сборов и платежей, а по существу, и их правовую основу, является организация сбора и формы ответственности за налоговые правонарушения, которые осуществляются одними и теми же органами (налоговые инспекции, суды).

Только в основополагающих «налоговых» законах, таких, как Закон Российской Федерации от 27.12.1991 г. № 2118-1 «Об основах налоговой системы в Российской Федерации», Налоговый кодекс Российской Федерации и, наконец, Закон «О недрах», кроме термина «налог» встречается семь терминов, используемых для определения тех или иных видов выплат, которые должен осуществлять субъект предпринимательской деятельности (в алфавитном порядке):

- акциз: вид косвенного налога, устанавливаемый государством на отдельные виды товаров и отдельные виды минерального сырья, в частности на природный газ;
- доход: лесной доход;
- взносы: в государственные социальные внебюджетные фонды (единый социальный налог);
- плата: за воду;
за геологическую информацию о недрах;
- платежи: разовые за пользование недрами;
регулярные за пользование недрами;
за поиски месторождений;
за разведку месторождений;
за добычу полезных ископаемых;
за пользование недрами в целях, не связанных с добычей и др.;
- пошлина: государственная;
таможенная;
- сбор(ы): таможенный(е);

за право пользования объектами природных ресурсов;
лицензионный(е) федеральный(е);
лицензионный(е) местный(е);
за участие в конкурсе (аукционе);
за выдачу лицензий и др.

Нетрудно показать, что с юридической точки зрения, базируясь на сформулированных в Налоговом кодексе РФ признаках налогов, все эти термины, по существу, являются синонимами, т.е. терминами, используемыми для обозначения одного и того же явления. Все они установлены государством или органами местного самоуправления, выплаты носят принудительный характер и являются обязательными для любого субъекта предпринимательской деятельности.

Следует отметить, что Налоговый кодекс РФ попытался навести в этом вопросе определенный порядок. Например, термин «лесной доход» был заменен на «лесной налог». Такое простое переименование определенного налога еще раз подтверждает утверждение об одинаковой природе всех видов рассматриваемых платежей. Главная принципиальная черта всех этих выплат — обязательность, установленная государством или органом муниципальной власти. Все другие выплаты, которые осуществляет предприниматель, являются результатом его волеизъявления. Сюда относятся расходы на приобретение материальных средств, включая основные фонды, платежи за предоставленные услуги и т.п.

Можно отметить, что подобная нечеткость формулировок при определении выплат налогового характера присуща и законодательству иностранных государств. В частности, помимо терминов, схожих с отечественными, достаточно широко применяются такие термины, как «парафискалитеты», «таксы» и «ретрибуции».

Парафискалитеты подобны налогам по способу их введения (и те и другие устанавливаются законом), по характеру обязательного взимания с тех, кого закон определяет как плательщиков. Парафискалитеты отличаются от налогов тем, что, хотя они ежегодно предусматриваются и устанавливаются законом о бюджете, они не учитываются в бюджетных поступлениях и, кроме того, носят характер целевого поступления, тогда как налог явля-

ется таковым лишь в исключительных случаях. Так, например, в настоящее время во Франции насчитывается более ста видов парафискалитетов. В России институт парафискалитетов применяется очень редко и только на уровне местного налогообложения.

В Голландии сбор за пользование мостами, шлюзами, паромами именуется ретрибуцией.

Иногда можно встретить использование в качестве общего названия для пошлин и сборов термина «таксы» [127].

Вводя в НК РФ два определения этих понятий, законодатель попытался с их помощью определить два различных вида отношений между государством и налогоплательщиком. Налог предназначен для финансирования деятельности государства, сбор — это плата за получение от государства каких-либо услуг. Нюансы этих определений можно уловить с трудом. Неопределенность при аргументации любой позиции будет обусловлена отсутствием терминологических стандартов для определения института «финансирование деятельности государства». Неясно, входит ли в это понятие оплата труда чиновников, совершающих «юридически значимые действия». Например, зарплата министра должна выплачиваться за счет налогов, поскольку он государственный деятель, а налоги взимаются именно для «финансового обеспечения деятельности государства». Но когда министр подписывает лицензию на пользование недрами или СРП от имени Правительства РФ, он совершает «юридически значимое действие», за которое взимается некий «сбор за выдачу лицензий». Реально же зарплату министр, естественно, получает одну, и финансируется она специальной статьей бюджета. Подобные примеры можно продолжить. Аргументов против признания понятий «налоги» и «сборы» синонимами, указывающих не на теоретические, а на чисто утилитарные различия, нам найти не удалось. Идеолог российской налоговой системы С.Д. Шаталов пытается найти в этих понятиях различия, однако приходит к выводу, что определения, содержащиеся в НК РФ, не вполне корректны, и заявляет, что «достаточно скоро законодатель вынужден будет вернуться к определениям налогов и сборов, с тем чтобы найти корректные решения» [161, с. 61].

Проблема требует скорейшего принятия простого и четкого решения. Таким решением может быть отказ от дифференциации платежей, осуществляемых в соответствии с НК РФ. Попытка

увязать эти платежи с формированием бюджетов малопродуктивна, поскольку этот процесс труднопредсказуем и носит во многом конъюнктурный характер. Примеров этому достаточно. Объединение же всех видов платежей, определяемых одним термином «налоги», независимо от их устоявшихся наименований сняло бы всякие споры. НК РФ содержит закрытый перечень платежей. Все другие платежи, которые может осуществлять предприниматель для обеспечения своей деятельности, могут называться любыми терминами, кроме термина «налоги». Такой подход полностью соответствует этимологическому содержанию рассматриваемых понятий, которые не должны и не будут пониматься как синонимы.

В пользу такого решения говорит и вся налоговая терминология. Базовым понятием является слово «налог». Именно от него производятся понятия: «налоговая система», «налоговый кодекс», «налоговые сборы», «неналоговые доходы» и т.п.

4.3. Недра, участки недр

В законах и иных нормативных правовых актах понятия «участок недр» и «недра» нередко неправомерно отождествляются.

Термин «недра» может рассматриваться и как геологическое, и как юридическое понятие. При этом под ним понимается не только подземное пространство с содержащимися в нем полезными ископаемыми, но и все другие полезные свойства недр, включая полости, энергетические и другие ресурсы. Все полезные свойства недр обычно укрупненно называются «полезными ископаемыми».

Преамбула Закона «О недрах» определила «недра» как «часть земной коры, расположенную ниже почвенного слоя, а при его отсутствии — ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающейся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения». Это определение при его детальном анализе оказывается весьма неопределенным и противоречивым. В конституционном праве Российской Федерации «недра» классифицируются как одна из разновидностей природных ресурсов. Закон «О недрах» дает иное определение: это часть земной коры.

Под участком недр в соответствии с Законом «О недрах» следует понимать используемую часть недр, представляющую собой геометризованный (ограниченный географическими координатами) блок недр в пределах территории Российской Федерации и ее континентального шельфа. Гражданское законодательство относит участки недр к недвижимым вещам (недвижимое имущество, недвижимость). Участки недр могут отчуждаться или переходить от одного лица к другому в той мере, в которой их оборот допускается законодательством о недрах.

Пользование отдельными участками недр может быть ограничено или запрещено в целях обеспечения национальной безопасности страны и охраны окружающей природной среды (ст. 8 Закона «О недрах»).

Федеральный орган управления государственным фондом недр по согласованию с субъектами Федерации вправе устанавливать предельные размеры участков недр, количество участков и предельные запасы полезных ископаемых, предоставляемых в пользование (ст. 17 Закона «О недрах»).

Участки недр совместным решением органов государственной власти Российской Федерации в сфере регулирования отношений недропользования и субъекта Федерации могут подразделяться на участки недр федерального, регионального и местного значения.

Понятие «участок недр» по мере успешного проведения поисковых и разведочных работ обычно заменяется понятием «месторождение».

4.4. Углеводородное сырье, нефть, газ

В современное налоговое нефтегазовое законодательство термин «углеводородное сырье» для определения продукции, получаемой в результате пользования недрами, был введен Законом «О недрах». Сложность геологического строения месторождений углеводородов, подразделяемых на нефтяные, газонефтяные, газоконденсатно-нефтяные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные, и соответственно разнообразие добываемой продукции: нефть, газ, газовый конденсат, — называемой в отраслевых нормативных правовых актах, в том числе в технологических стандартах, самыми различными терминами (газ, горючий газ, природ-

ный газ, попутный газ, растворенный газ, газ из газовой шапки и т.п.), приводили к разнообразным коллизиям. Законодатели в 90-х годах прошлого века неоднократно возвращались к этой проблеме. Первое серьезное уточнение было сделано в отношении одного из видов продукции разработки так называемых газоконденсатных месторождений. Добываемые при этом жидкие углеводороды называются конденсатом или газовым конденсатом. Продукцией, т.е. товаром, соответствующим определенным технологическим требованиям, установленным при его реализации, газовый конденсат становится после того, как, добытый из скважины совместно с газом, он подвергнется операции по стабилизации (сепарация, обезвоживание, выделение из него легких углеводородов и других примесей). Учитывая это, в нормативных правовых актах, касающихся вопросов реализации и использования газового конденсата, был введен термин «стабильный газовый конденсат».

НК РФ подразделил все добываемые полезные ископаемые на 16 видов (п. 2 ст. 337). МНС России утвердило Перечень видов, групп добытых полезных ископаемых и наименований добытых полезных ископаемых [89]. В соответствии с этим Перечнем в качестве одного из видов добываемых полезных ископаемых выделено «углеводородное сырье». В свою очередь, в составе этого вида добываемого полезного ископаемого выделено четыре группы (подпункт 3 п. 2 ст. 337 НК РФ):

- нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная и газовый конденсат из нефтегазо-конденсатных месторождений;
- газовый конденсат из газоконденсатных месторождений, прошедший операции по сепарации, обезвоживанию, отделению легких фракций и прочих примесей;
- газ горючий природный из газовых и газоконденсатных месторождений;
- газ горючий природный (растворенный газ или смесь растворенного газа и газа газовой шапки) из нефтяных, газонефтяных, газоконденсатно-нефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных месторождений, добываемый через нефтяные скважины.

В качестве самостоятельного вида добываемого полезного ископаемого в НК РФ выделены «битуминозные породы». Первоначально [70] они были отнесены к виду, к которому относи-

лось также горно-химическое неметаллическое и горно-рудное неметаллическое сырье. В составе вида полезных ископаемых «битуминозные породы» выделялись непосредственно битуминозные породы, а также асфальты и асфальтовые породы. Позднее [87] они стали рассматриваться как три самостоятельных вида добываемых полезных ископаемых.

Битуминозные породы представляют собой, по существу, песчаники, пропитанные вязкой тяжелой нефтью, аналогичной по составу битуму, который получается в качестве одного из конечных продуктов переработки нефти. По своему химическому составу это обычные для нефтепереработки тяжелые углеводороды. Связь этого вида полезного ископаемого с углеводородным сырьем прослеживают и законодатели. К битуминозным породам как к самостоятельному виду полезных ископаемых относятся «битуминозные породы, за исключением указанных в подпункте 3 пункта 2 статьи 337». Нетрудно заметить, что в цитированном выше подпункте 3 ни слова нет о битуминозных породах.

Правомерность выделения битуминозных пород в качестве самостоятельного вида полезного ископаемого, очевидно, следует объяснять спецификой технологического процесса и состава полезного ископаемого. Добытая (так называемая сырая) нефть практически не используется в народном хозяйстве. Используются продукты ее переработки. То же касается и битуминозных пород, которые в качестве полезного ископаемого представляют собой интерес как источник битума. Различие в технологии переработки состоит главным образом в том, что нефть перерабатывается практически полностью, а при извлечении битума из битуминозной породы отходы составляют основную часть. Соответственно этому для углеводородного сырья установлена ставка налога на добычу полезного ископаемого, равная 16,5%, а для битуминозных пород — 6,0% (п. 2 ст. 342 НК РФ). Если учесть, что продукцией нефтяных скважин является не только нефть, а еще и пластовая вода, удельный вес которой доходит довольно часто до 70—80% и более, то физические различия между этими видами углеводородного сырья становятся еще меньше. Здесь уместно отметить, что как для месторождений углеводородов, так и для битуминозных месторождений фиксированная ставка налога на добычу полезного ископаемого установлена, хотя битуминозные месторождения, так же как и месторождения углеводородов, раз-

личаются между собой продуктивностью (содержанием битума), условиями освоения (удаленность, глубина залегания, количество запасов и т.п.) и другими факторами. Таким образом, налоговое законодательство скорее препятствует эффективному использованию запасов, чем стимулирует его.

В переводной научной литературе и публицистике широко используется термин «сырая нефть» (*англ.* crude oil — *букв.* чистая, необработанная нефть). Этот термин стал использоваться и в отечественном законодательстве (постановление Правительства Российской Федерации от 18.01.2003 г. № 22 «Об утверждении ставок таможенных пошлин на нефть сырую...» и др.).

Следует иметь в виду, что транспортировка сырой нефти практически всегда осуществляется совместно с транспортировкой газового конденсата. В результате и на экспорт, и на нефтеперерабатывающие заводы поступает смесь действительно сырой нефти, добытой на нефтяном месторождении (залежи), и газового конденсата, добытого из газоконденсатного месторождения (залежи). Законодатель редко обращает на это внимание, придавая термину «сырая нефть» расширенное толкование.

Примером может служить норма п. 4 ст. 3 Федерального закона «О таможенном тарифе», установившая, что «в отношении товаров, выработанных из *нефти*, предельные ставки вывозных таможенных пошлин устанавливаются в размере, не превышающем 90 процентов предельной ставки вывозных таможенных пошлин на *нефть сырую*». Даже в пределах одной нормы законодатель отождествляет понятия «нефть» и «сырая нефть».

Далее в ст. 3 указанного Закона установлено, что «реализация *нефти*, включая *стабильный газовый конденсат* природного газа...». Таким образом, законодатель отдает себе отчет в том, что нефть, подаваемая на экспорт и на переработку, представляет собой смесь, но не придает этому должного значения.

В настоящее время ведется серьезная научная работа, связанная с решением проблемы учета качества нефти при ее реализации. Речь идет в данном случае об учете разницы в качестве типов нефти, различающихся фракционным составом, содержанием серы, других компонентов. Безусловно, на качество перекачиваемой нефти будет оказывать влияние и закачанный вместе с ней газовый конденсат. Поэтому уже сейчас законодателю следует более четко формулировать нормы, регламентирующие такие

процессы, и ввести в первую очередь в налоговом, а затем и в других видах законодательства единообразную терминологию, четко отражающую качественную характеристику реализуемых углеводородов.

4.5. Налогоплательщики – пользователи недр

В соответствии с налоговым законодательством и законодательством о недрах налогоплательщиками в нефтегазодобыче признаются пользователи недр. В различные исторические периоды отечественного недропользования состав видов и категорий субъектов, которым законом предоставлялось право пользования недрами, менялся.

В Российской империи в качестве недропользователя могли выступать как государство в лице казенных (государственных) заводов, так и частные лица. Некоторые ограничения для частных лиц вводились лишь при разработке золотоносных недр. Отечественные и иностранные недропользователи законодателем не различались.

Горное положение СССР предоставило право недропользования (использовался термин «горный промысел») всем гражданам и юридическим лицам. Право недропользования предоставлялось также допущенным к деятельности на территории страны иностранным юридическим лицам. При этом в каждом отдельном случае требовалось специальное разрешение Совета Народных Комиссаров СССР. В первые годы советской власти такие разрешения в ряде случаев выдавались. Однако в последующем все они были аннулированы. Право недропользования практически имели лишь государственные предприятия и организации.

В послевоенный период в соответствии с законодательством формула была видоизменена. Пользователями недр могли быть государственные, кооперативные, общественные предприятия, организации и учреждения, а также граждане СССР. Кроме того, указывалось, что «в случаях, предусмотренных законодательством СССР, недра могут предоставляться в пользование и иным организациям и лицам» [5]. Это положение, по существу, относилось к регламентации допуска иностранцев. На практике недра продолжали предоставляться в пользование только отечествен-

ным государственным предприятиям и организациям. Частные лица в качестве пользователей недр выступали лишь в составе старательских артелей.

Ситуация принципиально изменилась в середине 80-х годов, когда был принят пакет законодательных актов об иностранных инвестициях и о порядке создания на территории СССР совместных предприятий. В качестве пользователей недр стали выступать в том числе и иностранные компании.

С принятием в 1992 г. Закона «О недрах» и в связи с осуществляемой политикой акционирования и приватизации государственных предприятий в качестве пользователей недр стали достаточно часто выступать акционерные общества и даже частные лица.

В 2000 г. в Закон «О недрах» Федеральным законом от 02.01.2000 г. № 20-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации “О недрах”» были внесены существенные изменения, касающиеся статуса пользователя недр. Было установлено, что пользователями недр являются субъекты предпринимательской деятельности, в том числе участники простого товарищества, иностранные граждане, юридические лица, если федеральными законами не установлены ограничения предоставления права пользования недрами.

Пользователями недр на условиях СРП могут быть инвесторы — граждане Российской Федерации, иностранные граждане, юридические лица и создаваемые на основе договоров о совместной деятельности (договоров простого товарищества) и не имеющие статуса юридического лица объединения юридических лиц при условии, что участники таких объединений несут солидарную ответственность по обязательствам, вытекающим из СРП (ст. 9 Закона «О недрах»).

В случае если в качестве инвестора выступает не имеющее статуса юридического лица объединение юридических лиц, лицензия выдается одному из участников такого объединения с указанием в этой лицензии на то, что данный участник выступает от имени этого объединения, а также с указанием всех других участников объединения.

Если федеральными законами установлено, что для осуществления отдельных видов деятельности, связанных с использованием недрами, требуются разрешения (лицензии), пользователи

недр должны иметь такие разрешения (лицензии) на осуществление соответствующих видов деятельности или заключать договоры с организациями, имеющими право на осуществление видов деятельности, связанных с использованием недрами (ст. 9 Закона «О недрах»).

Права и обязанности у пользователя недр в соответствии с Законом «О недрах» возникают с момента государственной регистрации лицензии на пользование участками недр; при предоставлении права пользования недрами на условиях СРП — с момента вступления такого соглашения в силу.

Законодательство субъектов Федерации о недропользовании, определяя пользователя недр в соответствии с положениями Закона «О недрах», содержит в ряде случаев несколько другие формулировки [133].

В соответствии с Законом Удмуртской Республики от 13.02.1992 г. «О недрах» пользователями недр могут быть любые субъекты предпринимательской деятельности независимо от форм собственности и государственной принадлежности, предоставившие гарантии инвестирования средств в освоение горных объектов и принявшие на себя обязательство добросовестного выполнения условий контракта.

По закону Республики Коми от 12.02.1992 г. «О недрах» пользователем недр может быть юридическое или физическое лицо, с которым собственник недр заключил договор или которому выдал лицензию на пользование недрами. Им могут быть отечественные, иностранные и совместные категории пользователей. Все категории пользователей независимо от форм собственности и организационно-правовой структуры имеют равные права и обязанности, определяемые данным Законом.

Закон определил круг лиц, которые могут получить право на пользование недрами. Для приобретения этого права необходимо получить специальное разрешение в виде лицензии на право пользования недрами. Очевидно, поэтому в Положении о лицензировании отдельных видов деятельности, связанных с геологическим изучением и использованием недр, утвержденным постановлением Правительства РФ от 31.07.1995 г. № 775, пользователи недр названы владельцами лицензии.

4.6. Горный отвод, геологический отвод

Участкам недр, предоставляемым в соответствии с лицензией в пользование для добычи полезных ископаемых, строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, образования особо охраняемых геологических объектов, а также в соответствии с СРП, при разведке и добыче минерального сырья придается статус горного отвода — геометризованного блока недр. Кроме того, указанное Положение установило, что участок недр в виде горного отвода также предоставляется для проведения геологического изучения недр с одновременной или непосредственно следующей за ним добычей полезных ископаемых [18].

Границы горного отвода имеют инструментальную привязку и определяются в порядке, установленном специальными нормативными правовыми актами.

Понятие горного отвода существовало еще в горном законодательстве Российской империи [2]. В современной трактовке этот термин был впервые введен Горным положением СССР [3] и практически в неизменном виде сохраняется в российском законодательстве о недрах [5, 31] до настоящего времени.

При определении границ горного отвода учитываются пространственные контуры месторождения полезного ископаемого, положение участка строительства и эксплуатации подземных сооружений, границы безопасного ведения горных и взрывных работ, зоны охраны от вредного влияния горных разработок, зоны движения горных пород, контуры предохранительных целиков под природными объектами, зданиями и сооружениями, разносы бортов карьеров и разрезов и другие факторы, влияющие на состояние недр и земной поверхности в связи с процессом геологического изучения и использования недр.

Предварительные границы горного отвода устанавливаются при предоставлении лицензии на пользование недрами. После разработки технического проекта, получения на него положительного заключения государственной экспертизы, согласования указанного проекта с органами государственного горного надзора и государственными органами охраны окружающей природной среды документы, определяющие уточненные границы горного отвода (с характерными разрезами, ведомостью координат угловых

точек), включаются в лицензию в качестве ее неотъемлемой составной части.

Пользователь недр, получивший горный отвод, имеет исключительное право осуществлять в его границах пользование недрами в соответствии с предоставленной лицензией. Любая деятельность, связанная с использованием недрами в границах горного отвода, может осуществляться только с согласия пользователя недр, которому он предоставлен.

Рассматриваемое Положение, разработанное в соответствии с Законом «О недрах», ввело новое понятие - геологический отвод.

Статус геологического отвода придается участку недр, предоставленному в соответствии с лицензией для геологического изучения без существенного нарушения целостности недр (без проходки тяжелых горных выработок и бурения скважин для добычи полезных ископаемых или строительства подземных сооружений для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых) по решению федерального органа управления государственным фондом или его территориального подразделения. В границах геологического отвода могут одновременно проводить работы несколько пользователей недр. Их взаимоотношения определяются при предоставлении недр в пользование.

При предоставлении участка недр в пользование в соответствии с СРП на этапе поиска и оценки месторождения геологический отвод оформляется в границах, определенных указанным соглашением.

Вопреки положению Конституции РФ, относящему вопросы владения недрами к совместному ведению, установление статуса геологического отвода отнесено к компетенции только федерального органа управления государственным фондом недр.

Статус геологического отвода отличается от статуса горного отвода двумя весьма существенными положениями. Пользователь недр, получивший участок недр в виде горного отвода, имеет исключительное право осуществлять в его границах деятельность в соответствии с предоставленной лицензией. Деятельность других лиц, связанная с использованием недрами в границах горного отвода, может осуществляться только с согласия владельца лицензии, закрепляемого в договоре между ним и другими лицами. В границах одного и того же геологического отвода могут проводиться работы по геологическому изучению недр по

нескольким лицензиям, как однотипным, так и разным по своему целевому назначению. В этом случае взаимоотношения между владельцами лицензий, осуществляющими свою деятельность в границах одного геологического отвода, определяются в лицензиях.

И второе — горный отвод должен иметь ограничение по глубине, а геологический по глубине может не ограничиваться.

4.7. Континентальный шельф, экономическая зона, территориальное море

Водоемы по своему местоположению подразделяются на внутренние, расположенные внутри территории государства (реки, озера, внутренние моря и т.п.), и внешние, представляющие зону Мирового океана (моря, океаны). Дно Мирового океана геологически подразделяется на три части: подводное продолжение материка, или так называемый континентальный шельф, материковый склон и, наконец, дно Мирового океана. Помимо геологического имеется и правовое районирование акваторий, непосредственно связанное с определением границ государства и выделением отдельных морских зон, имеющих различный юридический статус.

Определенная часть недр, в частности участков недр, подлежащих освоению, располагается ниже дна водоемов и водотоков. Доступ к ним регулируется правовым режимом этих акваторий.

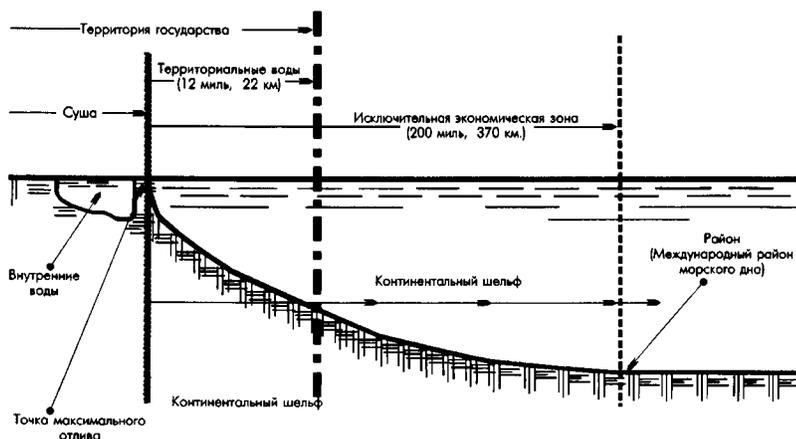
Водный кодекс Российской Федерации [34] определил акваторию как водное пространство, ограниченное естественными, искусственными или условными границами.

Деятельность в акваториальных зонах России регулируется Водным кодексом РФ, Федеральным законом от 30.11.1995 г. № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации» (в ред. от 22.04.2003 г.), Федеральным законом от 17.12.1998 г. № 191-ФЗ «Об исключительной экономической зоне Российской Федерации» (в ред. от 22.04.2003 г.), Федеральным законом от 31.07.1998 г. № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» (в ред. от 22.04.2003 г.), а также Конвенцией ООН по морскому

праву 1982 г., ратифицированной Российской Федерацией в 1997 г. [45].

В соответствии с этими законами все акватории подразделяются на пять основных зон: внутренние воды, территориальное море, исключительная экономическая зона, континентальный шельф и так называемый Район, или Международный район морского дна. Схема правового районирования акваториальных зон представлена на рис. 3.

Правовое регулирование суши и моря



- внутренняя граница — внешняя граница территориального моря;
- внешняя граница — на расстоянии 200 миль от исходной линии, от которой отмеряется ширина территориального моря, при условии, что внешняя граница подводной окраины материка не далее 200 миль; или не далее 350 миль от тех же точек, но не далее 100 миль от изобаты 2500 м.

Рис. 3

В соответствии с Водным кодексом РФ к *внутренним водам* относятся все водные объекты, расположенные в сторону берега от исходных линий, принятых для отсчета ширины территориального моря. При этом объекты внутренних вод подразделяются на поверхностные, внутренние и морские воды и подземные, т.е. представляющие собой по Закону «О недрах» часть недр. В соответствии с Конституцией РФ (ч. 1 ст. 67) территория Рос-

сийской Федерации включает в себя территории ее субъектов, внутренние воды и территориальное море, воздушное пространство над ними. Из этого следует, что территория субъекта Федерации включает только сухопутную часть территории и не включает внутренние воды, а также прилегающее к ней территориальное море.

Территориальное море представляет собой примыкающий к сухопутной территории или к внутренним морским водам морской пояс шириной 12 морских миль (22,2 км).

Внешняя граница территориального моря является Государственной границей Российской Федерации, а внутренняя — исходные линии, от которых отмеряется его ширина.

На территориальное море, воздушное пространство над ним, а также на его дно и его недра распространяется суверенитет Российской Федерации с признанием права мирного прохода иностранных судов через территориальное море.

Делимитация территориального моря осуществляется в соответствии с общепризнанными принципами и нормами международного права и международными договорами Российской Федерации.

Исходными линиями, от которых отмеряется ширина территориального моря, являются линии наибольшего отлива вдоль берега, указанные на официально изданных морских картах.

Платежи за пользование неживыми, в том числе нефтегазовыми, ресурсами территориального моря, размеры платежей, порядок их взимания и поступления в федеральный бюджет и бюджеты субъектов Федерации, территории которых примыкают к внутренним морским водам и территориальному морю, определяются законодательством о недрах [48].

До 2001 г. законодательство о недрах предусматривало обязательство пользователя недр в соответствующих случаях вносить плату за пользование участками дна территориального моря. Современное налоговое законодательство такого требования не содержит.

Исключительная экономическая зона — морской район, находящийся за пределами территориального моря Российской Федерации и прилегающий к нему, с особым правовым режимом, регулируемым законодательством, международными договорами РФ и нормами международного права.

В законах и иных нормативных правовых актах (например, в преамбуле Закона «О недрах», в Положении о Госгортехнадзоре России (постановление Правительства РФ от 03.12.2001 г. № 841) и др.) иногда неправомерно используется термин «морская исключительная экономическая зона».

Внутренней границей исключительной экономической зоны является внешняя граница территориального моря.

Внешняя граница исключительной экономической зоны находится на расстоянии 200 морских миль (370 км) от исходных линий, от которых отмеряется ширина территориального моря. Таким образом, ее ширина составляет 188 морских миль (348 км).

Делимитация исключительной экономической зоны осуществляется в соответствии с законодательством и международными договорами Российской Федерации или общепризнанными принципами и нормами международного права.

Под природными ресурсами исключительной экономической зоны понимаются живые и неживые ресурсы, находящиеся в водах, покрывающих морское дно, на морском дне и в его недрах.

В исключительной экономической зоне применительно к недропользованию Российская Федерация осуществляет:

- суверенные права в целях разведки морского дна и его недр и разработки минеральных и других неживых ресурсов. Геологическое изучение, разведка и разработка минеральных и других неживых ресурсов морского дна и его недр производятся в соответствии с Законом «О недрах» и Федеральным законом «О континентальном шельфе», другими федеральными законами, применимыми к исключительной экономической зоне и деятельности в ней;
- исключительное право разрешать и регулировать буровые работы на морском дне. Буровые работы для любых целей осуществляются в соответствии с Федеральным законом «О континентальном шельфе»;
- исключительное право сооружать, а также разрешать и регулировать создание, эксплуатацию и использование искусственных островов, установок и сооружений. Юрисдикцию над такими искусственными островами, установками и сооружениями, в том числе юрисдикцию в отношении таможенных, санитарных и иммиграционных законов и правил, а также законов и правил, касающихся безопасно-

сти. Создание, эксплуатация и использование искусственных островов, установок и сооружений в исключительной экономической зоне осуществляются в соответствии с Федеральным законом «О континентальном шельфе»;

- юрисдикцию в отношении: морских научных исследований; защиты и сохранения морской среды от загрязнения из всех источников; прокладки и эксплуатации подводных кабелей и трубопроводов. Прокладка подводных кабелей и трубопроводов Российской Федерации, а также прокладка подводных кабелей и трубопроводов иностранных государств в исключительной экономической зоне осуществляются в соответствии с Федеральным законом «О континентальном шельфе».

Если предоставляемый в пользование участок недр расположен в пределах исключительной экономической зоны, подписание соглашения со стороны государства осуществляется Правительством РФ по согласованию с органами исполнительной власти субъекта Федерации, на территории которого будут проводиться предусмотренные соглашением работы, в части, касающейся вопросов, которые относятся к ведению этого субъекта.

Континентальный шельф представляет собой морское дно и недра подводных районов, находящиеся за пределами территориального моря РФ на всем протяжении естественного продолжения ее сухопутной территории до внешней границы подводной окраины материка.

Подводной окраиной материка является продолжение континентального массива, включающее в себя поверхность и недра континентального шельфа, склона и подъема.

Внутренней границей континентального шельфа является внешняя граница территориального моря. Его внешняя граница находится на расстоянии 200 морских миль от исходной линии, от которой отмеряется ширина территориального моря, при условии, что внешняя граница подводной окраины материка не простирается на расстояние более 200 морских миль. Если подводная окраина материка простирается на расстояние более 200 морских миль от указанных исходных линий, внешняя граница континентального шельфа совпадает с внешней границей подводной окраины материка, определяемой в соответствии с нормами международного права.

Правовой статус и порядок пользования ресурсами континентального шельфа регулируются Федеральным законом «О континентальном шельфе».

В соответствии с данным Законом Российская Федерация на континентальном шельфе осуществляет (ст. 5):

- суверенные права в целях разведки континентального шельфа и разработки его минеральных и живых ресурсов. Эти права являются исключительными в том смысле, что, если Российская Федерация не производит разведку континентального шельфа или не разрабатывает его минеральные или живые ресурсы, никто не может делать это без согласия России;
- исключительное право разрешать и регулировать буровые работы на континентальном шельфе для любых целей;
- исключительное право сооружать искусственные острова, установки и сооружения, а также разрешать и регулировать их создание, эксплуатацию и использование; юрисдикцию над такими искусственными островами, установками и сооружениями, в том числе юрисдикцию в отношении таможенных, фискальных, санитарных и иммиграционных законов и правил, а также законов и правил, касающихся безопасности;
- юрисдикцию в отношении морских научных исследований, защиты и сохранения морской среды в связи с разведкой и разработкой минеральных ресурсов, промыслом живых ресурсов, захоронением отходов и других материалов, прокладки и эксплуатации подводных кабелей и трубопроводов.

Россия осуществляет суверенные права и юрисдикцию на континентальном шельфе, руководствуясь экономическими, торговыми, научными и иными интересами, в порядке, определяемом Федеральным законом «О континентальном шельфе» и нормами международного права.

Права Российской Федерации на континентальный шельф не затрагивают правовой статус покрывающих его вод и воздушного пространства над этими водами.

Россия, осуществляя суверенные права и юрисдикцию на континентальном шельфе, не препятствует осуществлению судоходства, иных прав и свобод других государств, признаваемых в со-

ответствии с общепризнанными принципами и нормами международного права.

Деятельность на континентальном шельфе осуществляется с учетом судоходства, рыболовства, морских научных исследований, других правомерных видов деятельности, а также с учетом необходимости обеспечения защиты и сохранения морской среды, минеральных и живых ресурсов.

Законодательство о недрах регулирует порядок пользования участками недр континентального шельфа, устанавливая в ряде случаев специальный режим.

Распоряжение континентальным шельфом находится в компетенции органов государственной власти Российской Федерации в сфере недропользования.

Участки континентального шельфа могут предоставляться российским физическим и юридическим лицам и физическим и юридическим лицам иностранных государств, а также создаваемым на основе договора о совместной деятельности и не имеющим статуса юридического лица объединениям указанных юридических лиц (товариществам), являющимся стороной соглашения о разделе продукции (ст. 7).

4.8. Виды пользования недрами

Система налогов, сборов и платежей, взимаемых при пользовании недрами, установлена применительно к различным видам пользования недрами. Действующим законодательством о недрах выделено шесть видов пользования недрами, в соответствии с которыми они и могут предоставляться в пользование:

- региональное геологическое изучение;
- геологическое изучение (поиски и оценка);
- разведка и добыча полезных ископаемых;
- строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей;
- образование особо охраняемых геологических объектов;
- сбор минералогических, палеонтологических и других геологических коллекционных материалов (ст. 6 Закона «О недрах»).

Два вида — геологическое изучение, разведка и добыча полезных ископаемых непосредственно связаны с процессом нефтегазодобычи.

Как самостоятельный вид пользования недрами, подлежащий лицензированию, региональное геологическое изучение было введено Законом «О недрах» в 1995 г. Этот вид работ осуществляется за счет средств федерального бюджета и регламентируется МПР России. Этот вид пользования недрами предшествует геологическому изучению.

Как регламентируемый вид пользования недрами региональное геологическое изучение предусматривает проведение региональных геолого-геофизических работ, геологическую съемку, инженерно-геологические изыскания, научно-исследовательские, палеонтологические и другие работы, направленные на общее геологическое изучение недр, геологические работы по прогнозированию землетрясений и исследованию вулканической деятельности, созданию и ведению мониторинга природной среды, контроль за режимом подземных вод, а также иные работы, проводимые без существенного нарушения целостности недр (ст. 6 Закона «О недрах»).

Региональное геологическое изучение следует отличать от другого вида пользования недрами — геологического изучения.

Геологическое изучение как подлежащий лицензированию вид пользования недрами включает в себя поиск и оценку месторождений полезных ископаемых, а также геологическое изучение и оценку пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых. Таким образом, этот вид пользования недрами включает в себя два этапа: поиск объекта геологического изучения и его оценку.

Поиск месторождения полезного ископаемого как этап работ в составе вида пользования недрами, называемом «геологическим изучением», имеет целью обнаружить скопление в недрах полезного ископаемого в количестве, достаточном для его коммерческой добычи. Законодательство о недрах не регламентирует состав и продолжительность поисковых работ в общей продолжительности этапа геологического изучения.

Оценка как этап работ в составе геологического изучения недр как вида пользования недрами имеет целью на основе устано-

вленных методов и приемов интерпретации, обобщения и анализа геологической информации установить коммерческую целесообразность продолжения работ по разведке и добыче найденного полезного ископаемого.

По времени эти этапы, как правило, четко не разделяются, поскольку оценка обычно начинается еще до завершения поисковых работ.

В Законе «О недрах» встречается два термина, определяющие положительный результат геологического изучения недр: «выявление месторождения» и «открытие месторождения». Первый по своему содержанию ближе подходит к определению окончания поиска, когда полезное ископаемое получено в натуре, но его коммерческая ценность еще не определена. Вторым термином — «открытие месторождения» — целесообразно определять момент окончания в целом этапа геологического изучения, когда проведена оценка выявленного месторождения и доказана целесообразность его промышленного освоения.

Поиск геологических объектов, пригодных для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей, который в Законе назван общим термином «геологическое изучение», имеет целью обнаружить геологическую структуру, пригодную, например, для создания подземного хранилища газа, или изучить возможности прокладки подземных туннелей и т.п. На основе оценки полученной геологической информации принимается решение о возможности или невозможности строительства.

Помимо регионального геологического изучения и геологического изучения Закон «О недрах» содержит понятие «государственное геологическое изучение», которым определено одно из направлений государственного регулирования отношений недропользования. В задачи государственного геологического изучения входит: геологическое картирование территории Российской Федерации и ее континентального шельфа, поиск и оценка месторождений полезных ископаемых в соответствии с государственными программами, наблюдение за состоянием недр и прогнозирование происходящих в них процессов, сбор и хранение информации о недрах, состоянии минерально-сырьевой базы и другие виды работ, связанные с геологическим изучением недр (ст. 36.1 Закона «О недрах»).

Организация государственного геологического изучения недр возложена в настоящее время на МПР России как на федеральный орган управления государственным фондом недр.

Таким образом, в законодательных и иных нормативных правовых актах следует различать государственное геологическое изучение недр как определенное направление государственного регулирования отношений недропользования и подлежащие лицензированию виды пользования недрами, региональное геологическое изучение и геологическое изучение.

Поскольку региональное геологическое изучение осуществляется исключительно за счет средств федерального бюджета, законодательством о недрах и налоговым законодательством не предусмотрено взимание каких-либо платежей за право осуществления этих работ. За право проведения геологического изучения предусмотрено взимание с пользователей недр разовых и регулярных платежей за право проведения этих работ.

Наиболее значимый вид пользования недрами — разведка и добыча полезных ископаемых. В составе комплекса работ, входящих в сферу этого вида пользования недрами, включаются разведочные работы, добыча полезных ископаемых, а также использование отходов горно-добывающего производства и связанных с ним перерабатывающих производств (ст. 6 Закона «О недрах»). Разведку как один из видов деятельности, подлежащей лицензированию, законодательство четко не определяет. Не регламентирован состав работ, их продолжительность, моменты их начала и окончания и т.п.

Необходимо отметить, что в мировой практике нет четкого деления на поисковые и разведочные работы. В англоязычной терминологии в сфере недропользования не проводится четкая грань между поисковыми и разведочными работами. Поисковые и разведочные скважины определяются одним словом *exploration* — работы, проводимые в неизвестной зоне с целью открытия месторождения [166].

В советский период плановой экономики выделялось большое число типов скважин: параметрические, поисковые, разведочные, доразведочные и др. Все это было связано с различными источниками бюджетного финансирования. В современном российском горном праве объемы, состав и продолжительность разведочных работ регламентируются лицензионным соглашением или СРП.

Для поисковых и разведочных работ установлены отдельные ставки разовых и регулярных платежей. Однако и в Законе «О недрах», и в других нормативных правовых актах нет четкости терминологии, определяющей работы, соответствующие одному виду пользования — геологическому изучению и другому — разведке и добыче. Деятельность в период геологического изучения в Законе «О недрах» расшифровывается терминами «поиски» и «разведка» (ст. 6 «Виды пользования недрами») или называется термином «поиски» (ст. 41 «Платежи за пользование недрами»). В ряде нормативных правовых актов встречаются термины «поисково-разведочные работы», «геолого-разведочные работы» и т.п.

Указанная терминологическая небрежность привела к тому, что НК РФ отнес разведку полезных ископаемых не к процессу освоения конкретного объекта (промышленного месторождения), а к так называемым общим расходам вместе с расходами на поиски и оценку месторождения полезных ископаемых (включая аудит запасов) и/или гидрологическими изысканиями (п. 2 ст. 325 НК РФ).

Полное несоответствие видам пользования недрами, по которым должен осуществляться налоговый учет, тем более что по каждому из них налоговым законодательством установлены разные виды налогов (платежей) и их ставки, имеет место в п. 3 ст. 325 «Порядок ведения налогового учета на освоение природных ресурсов» НК РФ. Здесь под разведкой полезных ископаемых понимается комплекс «геолого-поисковых работ и геолого-разведочных работ».

Все эти небрежности в юридической терминологии, создающие серьезные проблемы при детерминировании конкретных горных правоотношений, являются следствием слабой разработки теоретических основ горного права.

Деятельность, определяемая термином «добыча», в ряде случаев может означать либо только процесс извлечения полезного ископаемого из недр, либо процесс, начинающийся после окончания геологического изучения, в результате которого было открыто месторождение и принято решение о его разработке. В последнем случае в понятие «добыча» входят работы по обустройству месторождения (строительство эксплуатационных объектов, создание производственной инфраструктуры и т.п.) и его разработке, включая и добычу.

Законодательство о недрах предусматривает возможность предоставления права на осуществление одновременно различных видов пользования недрами. Наиболее характерным случаем является предоставление права на геологическое изучение недр, т.е. на поиск и оценку месторождения, на его разведку и добычу полезного ископаемого. В этом случае добыча может производиться как в процессе геологического изучения, так и непосредственно по его завершении. В силу специфики освоения месторождений различных видов полезных ископаемых могут возникнуть и другие случаи целесообразности предоставления права одновременно на несколько видов пользования недрами. Например, при освоении газовых месторождений целесообразно предусматривать возможность предоставления права одновременно на три вида пользования недрами: геологическое изучение недр, разработку месторождения и на строительство и эксплуатацию подземного хранилища газа, которое является в ряде случаев объективно необходимым элементом технологии разработки месторождения.

Подобные примеры, очевидно, есть и в других добывающих отраслях.

Учитывая технологическую особенность процесса поиска месторождения, требующую осуществления работ, связанных с извлечением определенного объема полезного ископаемого, необходимого для оценки эффективности его разработки, предусматривается возможность не только проведения таких операций, но и коммерческой реализации добытых при поиске полезных ископаемых. В этом случае недропользователь должен уплачивать налог на добычу полезных ископаемых.

4.9. Конкурс, аукцион, торги

Получение права пользования недрами достаточно сложная организационно-правовая процедура.

Общая схема предоставления участков недр в пользование приведена на рис. 4.

В целях осуществления антимонопольной политики в сфере недропользования Закон «О недрах» вплоть до 1999 г. прямо запрещал или признавал неправомерными действия органов госу-

Схема предоставления участков недр в пользование



Рис. 4

дарственной власти, направленные на замену конкурсов и аукционов прямыми переговорами, т.е. предоставление недр на основании решения органов государственной власти. При этой системе создавались условия для соревновательного и объективного отбора пользователей недр на основе заранее установленных критериев. В 1999 г. в Закон были внесены поправки, в соответствии с которыми предусматриваются широкие возможности предоставления недр в пользование на основании решения, принимаемого МПР России совместно с органами исполнительной власти субъекта Федерации.

Таким образом, в настоящее время участки недр могут предоставляться в пользование как на конкурсной, так и на бесконкурсной основе.

В соответствии с Законом «О недрах» правами предоставления недр в пользование обладают:

- Правительство РФ;
- МПР России как федеральный орган управления государственным фондом недр;
- орган исполнительной власти субъекта Федерации, на территории которого расположен участок недр.

Основаниями для принятия решения о предоставлении права пользования недрами являются:

- результаты конкурса или аукциона;
- установленные законом условия бесконкурсного предоставления участков недр в пользование.

Новым основанием для получения права разведки и добычи полезных ископаемых, введенным в 2000 г., является факт открытия месторождения полезных ископаемых пользователем недр, проводившим работы по геологическому изучению участка недр за счет собственных средств, для целей разведки и добычи полезных ископаемых такого месторождения. При этом право на проведение работ по геологическому изучению недр на всей территории России и на континентальном шельфе может быть получено на основании решения МПР России или его территориального органа, согласованного с заинтересованными органами исполнительной власти субъектов Федерации (ст. 10 Закона «О недрах»).

В соответствии с федеральными и региональными программами геологического изучения, развития и освоения минерально-сырьевой базы конкретного региона субъекты Федерации совместно с уполномоченными на то федеральными органами исполнительной власти (МПР России, Минэнерго России, Минэкономразвития России и др.) разрабатывают долгосрочные (на три, пять и более лет) программы проведения конкурсов и аукционов. Такие программы уже действуют во многих нефтегазодобывающих регионах. На их основании формируются блоки участков недр, которые постепенно оформляются для передачи в пользование на *соревновательной* или *бесконкурсной* основе.

ГК РФ определяет процедуру соревновательного отбора претендента на получение того или иного вида имущественного пра-

ва термином «торги». Торги могут проводиться в форме конкурса или аукциона. В законодательстве о недрах понятие «торги» определяется сдвоенным термином «конкурс и аукцион» или «конкурс (аукцион)».

В последнее время в законах и иных нормативных правовых актах, связанных с недропользованием, стал использоваться термин «торги», иногда он заменяется англоязычным термином «тендер». Так, Федеральный закон от 25.02.1999 г. № 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений», регламентируя механизм государственного регулирования предоставления концессий, использует термин «торги (аукционы и конкурсы)». Учитывая тенденцию усиления роли гражданско-правового регулирования в недропользовании, очевидно, целесообразно в горном праве постепенно перейти на терминологию ГК РФ, и в частности на применение обобщающего термина «торги».

Конкурс на получение права пользования участками недр представляет собой институт горного права, в основе которого лежат нормы обязательственного права. Он является организационно-правовой системой, обеспечивающей объективность выбора претендента на получение права пользования недрами или заключения СРП.

Основными критериями для выявления победителя при проведении конкурса на право пользования участком недр являются научно-технический уровень программ геологического изучения и использования участков недр, полнота извлечения полезных ископаемых, вклад в социально-экономическое развитие территории, сроки реализации соответствующих программ, эффективность мероприятий по охране недр и окружающей природной среды, учет интересов национальной безопасности Российской Федерации (ст. 13.1 Закона «О недрах»).

Конкурс может быть открытым, когда предложение организатора конкурса принять в нем участие обращено ко всем желающим путем объявления в печати или иных средствах массовой информации, либо закрытым, когда предложение принять участие в конкурсе направляется определенному кругу лиц по выбору организатора конкурса.

Открытый конкурс может быть обусловлен предварительной квалификацией его участников, когда организатором конкурса

проводится предварительный отбор лиц, пожелавших принять в нем участие.

В соответствии с гражданским законодательством объявление о конкурсе должно содержать условия, предусматривающие существо задания, критерии и порядок оценки результатов работы или иных достижений, место, срок и порядок их представления, размер и форму награды, а также порядок и сроки объявления результатов конкурса. Лицо, объявившее публичный конкурс, вправе изменить его условия или отменить конкурс только в течение первой половины установленного для представления работ срока. В случае изменения условий конкурса или его отмены лицо, объявившее о конкурсе, должно возместить расходы, понесенные любым лицом, которое выполнило предусмотренную в объявлении работу до того, как ему стало или должно было стать известным об изменении условий конкурса или о его отмене.

Альтернативной формой отбора претендентов на получение права пользования участками недр является аукционная система. Она представляет собой разновидность публичных торгов, предметом которых являются продаваемый товар, имущество или имущественные права, приобретаемые лицом, предложившим наивысшую цену.

Аукцион проводится по специальным правилам.

Аукцион осуществляется, как правило, открытым, т.е. гласным, способом, когда претенденты открыто повышают цену, или негласным способом, когда они подают условные знаки, в ответ на которые аукционист объявляет новую цену, не называя претендента.

Аукцион может осуществляться также закрытым способом, когда заранее объявляется минимальная цена, а претенденты в запечатанных конвертах предлагают свою цену и до начала аукциона передают их аукционисту. Аукционист в процессе публичного аукциона вскрывает конверты и объявляет победителя — участника, предложившего наибольшую цену. Если одинаковая наивысшая цена была названа одновременно несколькими участниками, обычно для них сразу организуется открытый аукцион.

Основным критерием для выявления победителя при проведении аукциона на право пользования участком недр является размер разового платежа за право пользования участком недр.

Право на заключение СРП также приобретается по результатам конкурса или аукциона, после чего победитель проводит пе-

реговоры и, заключив СРП, получает право пользования недрами, которое удостоверяется соответствующей лицензией.

При бесконкурсной системе предоставления участков недр в пользование аналогично конкурсной системе либо заключается лицензионное соглашение и предоставляется на определенных условиях лицензия на право пользования недрами, либо заключается СРП и выдается лицензия.

Проведение конкурса или аукциона обычно начинается с принятия совместного постановления администрации субъекта Федерации и МПР России. В постановлении указываются цель проведения конкурса или аукциона, участки недр, выставляемые на конкурс; определяется фирма-оператор (организатор) этого мероприятия; утверждается состав экспертной комиссии из представителей администрации, федеральных органов исполнительной власти, научных организаций, местного самоуправления и др.; принимается решение о публикации извещения о конкурсе или аукционе; решается ряд других специфических вопросов.

Формально конкурс или аукцион начинается с момента официальной публикации о нем. Практически же работа начинается значительно раньше. Ведется отбор участков, которые предполагается выставить на конкурс или на аукцион, определяются условия предоставления отдельных участков, решается целый ряд организационных вопросов. К этой работе помимо уполномоченных органов государственной власти привлекаются специализированные консалтинговые компании, эксперты, научные институты.

Объявления о месте, видах и об условиях конкурсов и аукционов, а также результаты их проведения регулярно публикуются в специализированных федеральных изданиях («Российская газета»), официальном издании МПР России — бюллетене «Экономические и правовые вопросы недропользования в России», а также в средствах массовой информации субъектов Федерации. В настоящее время такая информация распространяется по Интернету.

Объявление обычно публикуется за три—шесть месяцев до даты проведения торгов. По каждому раунду торгов в рамках примерных условий утверждаются условия конкретного конкурса.

Более детальная информация содержится в утверждаемых условиях торгов. МПР России были разработаны «Основные требования к проведению конкурсов и аукционов на право поль-

зования недрами», утвержденные письмом Роскомнедр России от 07.06.1994 г. № ВЩ-61/1539. В настоящее время в Государственной Думе рассматривается законопроект «О лицензировании пользования недрами», который содержит, в частности, правила проведения конкурсов и аукционов.

В условиях конкурсов (аукционов) обычно рассматриваются следующие вопросы:

- объект конкурса (аукциона);
- краткая геолого-техническая характеристика участков недр;
- предмет и условия конкурса (аукциона);
- критерии, учитываемые при выборе победителя;
- порядок проведения и подведения итогов конкурса (аукциона);
- условия оформления лицензии.

В состав пакета документов, представляемых в качестве условий конкурса, может входить текст лицензионного соглашения. По усмотрению конкурсной комиссии он может носить статус типового (обязательственного) или примерного (рекомендательного). Закон «О недрах» не регламентирует состав и структуру такого соглашения.

Законодательство не содержит критериев, определяющих форму торгов, т.е. способ выбора пользователя недр — на основе конкурса или аукциона. Она регламентируется нормативными правовыми актами МПР России. Эта проблема была решена впервые в условиях первого нефтяного Ханты-Мансийского конкурса (1993 г.). Обычно в качестве критерия выбирается фактор изученности и освоенности участка недр. По участкам, имеющим достаточно большой банк геологической информации, подтвержденную нефтегазоносность и другие данные, позволяющие выполнить относительно надежное технико-экономическое обоснование (бизнес-план) освоения месторождения, проводится конкурс. Критериями определения победителя конкурса являются конкретные предложения по уровню основных технико-экономических показателей, ставкам налоговых отчислений, использованию прогрессивной техники и технологии и т.п.

По участкам с прогнозными запасами, с неподтвержденной нефтегазоносностью, т.е. с объемом информации, недостаточным для сколько-нибудь обоснованных технико-экономических оце-

нок, принимается аукционный способ отбора претендентов. Критерием определения победителя аукциона в данном случае является разовый платеж (взнос).

Следует отметить, что применительно к предоставлению права пользования недрами на условиях раздела продукции аукцион стал, по существу, основной формой выбора инвестора-недропользователя [90].

В п. 4 ст. 2 Федерального закона от 30.12.1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» (в ред. от 06.06.2003 г.) установлено, что «основанием для включения в перечни участков недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях раздела продукции, является отсутствие возможности геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых на иных предусмотренных законодательством Российской Федерации условиях пользования недрами, отличных от условий раздела продукции.

Подтверждением отсутствия такой возможности является проведение аукциона на предоставление права пользования участком недр на иных условиях, чем раздел продукции, в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах» (в редакции Федерального закона от 03.03.1995 г. № 27-ФЗ), и признание аукциона несостоявшимся в связи с отсутствием участников.

В случае если недропользователь, которому участок недр был предоставлен в пользование на иных условиях, чем раздел продукции, изъявит желание заключить в отношении участка недр соглашение о разделе продукции, аукцион, предусмотренный абзацем вторым указанного пункта, может быть проведен только после принятия решения о досрочном прекращении права пользования участком недр по заявлению недропользователя. При этом условиями аукциона, предусмотренного пунктом 1 ст. 6 Федерального закона «О СРП», по согласованию с недропользователем предусматривается компенсация затрат прежнего недропользователя.

Недропользователь до даты проведения аукциона обязан предоставить в органы, выдавшие лицензию на пользование недрами, отчет об оценке имущественного комплекса, неразрывно связанного с осуществлением права на пользование недрами, произведенной независимым оценщиком, осуществляющим свою деятельность в соответствии с законодательством Российской

Федерации, и проект договора о продаже имущественного комплекса в целом или его части.

4.10. Рента (горная рента) в нефтегазодобыче

Горная рента в макро- и микроэкономике

Понятие ренты вообще и горной ренты в частности является одним из старейших и популярных. Зародилось оно в системе политекономии, а затем по мере развития рыночных отношений стало фигурировать в экономике. Наиболее тесно оно обычно связывалось с налоговыми и социальными проблемами. Разрабатывается это понятие более двух столетий. Книг, статей и диссертаций, посвященных этой теме, вышло несчетное количество. В последнее десятилетие это любимая экономическая категория наших депутатов, политиков и журналистов. Они ее разобрали очень детально, но на одно обстоятельство не обратили внимания. За 200 лет ни у нас в России, ни где бы то ни было в мире никто не сказал, как эту самую ренту подсчитать, — не на уровне политекономических рассуждений в символах «с», «т», «v» и т.п., а в привязке к конкретной хозяйственной деятельности предприятия. Исходя из этого, мы настаиваем на том, что понятие «рента» следует четко классифицировать как понятие, относящееся только к сфере политекономии и макроэкономики. Разговоры об использовании его в микроэкономике не только непродуктивны, но и вредны, поскольку создают видимость возможности решения проблемы. В результате сама проблема учета природного фактора в хозяйственной деятельности организаций идет по ложному тупиковому пути.

В экономической теории и практике термин «рента» (*лат. red-dita* — возвращение) имеет несколько значений:

- доход, регулярно получаемый владельцем от использования земли, имущества, капитала, не требующий от получателя дохода осуществления предпринимательской деятельности, затраты дополнительных усилий. Такой доход может быть получен, например, от сдачи земли или помещений в аренду, предоставления кредита;
- денежная сумма, выплачиваемая ежегодно застрахованному лицу по страховому полису страховым обществом;

- годовой доход по ценным бумагам или аннуитету, облигациям государственного займа;
- любое поступление денежных средств через строго определенные отрезки времени [150].

Помимо этого используются также следующие частные определения:

- *рента государственная* — особый вид государственного бессрочного облигационного займа, по которому государство обязуется выплачивать ежегодно ренту в виде процента от заимствованных средств;
- *рента договорная* — передача имущества его собственником — получателем ренты нанимателю имущества — плательщику ренты в обмен на выплату постоянного денежного пособия или предоставления средств на существование, содержание получателя ренты;
- *рента фиксированная* — рента, которая приносит доход в виде периодических выплат фиксированных денежных сумм;
- *рента пожизненная* — условная рента, при которой платежи прекращаются в случае смерти определенного лица (или лиц), обычно аннуитета;
- *рента натуральная* — рентная плата в виде части урожая арендатора, передаваемой землевладельцу.

Этот перечень можно продолжить. Например, в зависимости от организации и структуры рынка выделяют также монопольную или олигопольную ренту.

Ю. Яковец [164] использует для характеристики так называемых *мировых рентных отношений* следующие категории:

- *мировая природная рента* (абсолютная, дифференциальная, а иногда монопольная) — дополнительный (сверх нормального, необходимого для воспроизводства) доход, присваиваемый собственниками природных ресурсов, продукты эксплуатации которых поступают на мировой рынок;
- *мировая антирента* — дополнительный доход (сверхприбыль), присваиваемый странами и транснациональными компаниями, которые уровень загрязнения окружающей среды и глубину переработки природного сырья не доводят до признанного в мире экологического стандарта, нанося тем самым ущерб другим странам и будущим поколениям;

- *мировая квазирендита* — сверхприбыль (дифференциальный доход), обусловленная в не природными, а скорее интеллектуальными факторами: применением более эффективных новых технологий, методов и организационных форм управления, финансовых инструментов и т.д.

При этом автор утверждает, что видов природной ренты столько, сколько видов ограниченных естественных ресурсов используется для производства экспортной продукции: земельная, горная (в том числе нефтегазовая, угольная, горно-рудная и т.п.), лесная, водная, рыбная, курортная и т.д. При этом каждая из них может подразделяться на дифференциальную ренту I и II типов, а также абсолютную ренту.

Общим признаком всех этих понятий является независимость величины ренты от результатов труда ее получателя. Эту особенность рентного дохода как незаработанной части дохода, формирующей сверхприбыль в отличие от других форм дохода (прибыли), отмечали все исследователи этой проблемы, начиная с А. Смита [154], Д. Рикардо [151] и К. Маркса [121]. Необходимость акцента на этой принципиальной характеристике ренты правильно понимается и признается далеко не всегда. Так, Современный экономический словарь [149] утверждает, что дифференциальная рента как одна из форм земельной ренты представляет собой дополнительный доход землевладельца за счет большей плодородности его земельного участка и «более высокой эффективности труда».

В соответствии с гражданским законодательством источником любой ренты являются право собственности на имущество. «По договору ренты одна сторона (получатель ренты) передает другой стороне (плательщику ренты) в собственность имущество, а плательщик ренты обязуется в обмен на полученное имущество периодически выплачивать получателю ренту в виде определенной денежной суммы либо предоставления средств на его содержание в иной форме» (п. 1 ст. 583 ГК РФ).

Все имущество по характеру его происхождения можно разделить на две группы: имущество, созданное трудом, и «данное от бога» — природные ресурсы. К первой группе следует относить практически все виды движимого и недвижимого имущества, включая здания и сооружения, деньги и ценные бумаги, информацию и интеллектуальную собственность и др. Исключение со-

ставляют природные ресурсы, отнесенные ГК РФ к категории недвижимого имущества (ст. 130).

Природными ресурсами в соответствии с Конституцией РФ являются «земля, недра, водные и другие природные ресурсы» (подпункт «в» п. 1 ст. 72); при этом в соответствии с частью 2 ст. 9 все они «могут находиться в частной, государственной, муниципальной и иных формах собственности». ГК РФ дает более четкое определение, отнеся к категории «имущество» не природные ресурсы вообще (землю, недра и т.д.), а «земельные участки, участки недр, обособленные водные объекты» (п. 1 ст. 130).

Ренту может приносить имущество как первой, так и второй группы. Ренту, приносимую имуществом первой группы, обычно называют «экономической рентой», а второй группы — «природоресурсной рентой». В составе «природоресурсной ренты» выделяются в соответствии с видами природных ресурсов, в частности, земельная и горная рента. Обе они имеют однородное происхождение, аналогичный состав (дифференциальная, абсолютная), общие формы присвоения. Вместе с тем есть и определенные отличия. Так, земельный участок при рациональном использовании может приносить ренту неограниченное время, а участок недр, т.е. месторождение, объективно исчерпаем. Освоение участка недр возможно только путем отчуждения земельного участка, использование которого возможно само по себе, независимо от недр. Все это в полной мере относится к горной ренте, образующейся в процессе освоения нефтегазовых ресурсов.

В общем случае стоимость промышленной продукции (работ, услуг) формируется из двух составляющих: затрат, включающих стоимость потребленного труда, капитала и материальных ресурсов, и прибыли как результата промышленной деятельности, управления движением и использованием труда, капитала и материальных ресурсов. Эта система присуща всем отраслям промышленности. Исключение составляют так называемые добывающие отрасли промышленности, к которым относится, в частности, нефтегазодобыча. Здесь появляется третий элемент — природный ресурс, добыча которого и является в конечном итоге результатом их деятельности.

Объективной особенностью природных ресурсов является их скопление в виде так называемых месторождений, каждое из которых характеризуется индивидуальными, присущими, строго

говоря, только ему параметрами. Этими параметрами являются: вид полезного ископаемого, месторасположение (суша, море, удаление от района потребления), условия залегания, условия освоения, качество и продуктивность и др.

Исходя из этого, результат деятельности по добыче полезного ископаемого определяется, с одной стороны, количеством труда, а с другой, в самом общем виде, — продуктивностью месторождения. Наиболее наглядный пример — добыча нефти из скважины. Трудозатраты на нее при дебите в 10 и 1000 т практически одинаковы, а эффект отличается на два порядка. Общественно необходимые затраты будут определяться по отношению к так называемой замыкающей скважине с дебитом 10 т. Остальное — результат действия природного фактора, который и представляет собой горную ренту.

Освоению месторождений полезных ископаемых предшествует этап их поиска и разведки, результат которых далеко не всегда положителен. В нефтегазодобыче результат считается удачным, если из десяти поисковых скважин рентабельного дебита достигнут одна—три скважины. Общественно необходимые затраты на добычу должны учесть и этот фактор. Выражается он теоретически в форме так называемой абсолютной ренты, отражающей, например, преимущества замены угля в топливном балансе нефтью или газом.

Таким образом, стоимость продукции добывающих отраслей промышленности складывается из трех основных элементов: затрат, хозяйственной прибыли и ренты. Последняя подразделяется на две составляющие: дифференциальную ренту, определяемую различиями месторождений, и абсолютную, определяемую видом добываемого полезного ископаемого.

Теоретически абсолютная рента может быть выражена относительно более высокой нормой прибыли, присущей добыче того или иного вида полезного ископаемого. По мнению С.С. Ежова [106], «в классическом случае дифференциальная рента в нефтяном секторе — это разница между стоимостью продукции и затратами на ее добычу — обычными затратами на разведку, освоение и эксплуатацию, а также соответствующей долей прибыли для нефтяной промышленности». При этом под «соответствующей долей прибыли», очевидно, понимается более высокая норма прибыли, присущая нефтегазовому сектору. Ее превышение над

средней нормой прибыли в промышленности или в целом по народному хозяйству может рассматриваться как абсолютная рента.

Отделение ренты от затрат и прибыли является принципиальным для формирования эффективной и справедливой системы налогообложения.

На то, что эффективность и справедливость являются одними из основополагающих условий формирования такой системы налогообложения, указывают многочисленные учебники и учебные пособия по налогообложению [102, 103, 107 и др.], а также НК РФ.

Теоретическое исследование природы горной ренты необходимо для решения практических задач формирования «справедливой» системы налогообложения недропользования, и в частности для ответа на вопросы:

- кто должен быть получателем горной ренты: собственник недр, т.е. государство, или недропользователь?
- каким образом определять величину горной ренты, имея в виду ее объективное сокращение в процессе разработки месторождения, по мере его истощения?

Исходя из принципа «эффективности и справедливости», горная рента должна, очевидно, распределяться между собственником природного ресурса и недропользователем. Проблема состоит в определении пропорций. При этом, естественно, возникает необходимость в ответе на второй вопрос: как определить величину этой самой горной ренты, которую нужно распределить? К сожалению, ответа пока нет. Действующая система учета затрат и результатов не позволяет из общей прибыли выделить в качестве ее составляющих долю, определяемую результатами хозяйственной деятельности, и долю, определяемую природными факторами. Подтверждением этого являются не сотни, а тысячи публикаций по теоретическим и методологическим вопросам рентообразования и полное отсутствие методик расчета конкретных показателей.

Еще одним подтверждением тезиса о практической невозможности установления в чистом виде величины горной ренты является попытка Законодательного собрания Иркутской области внести на рассмотрение федеральных органов проекта федерального закона «О рентных платежах в природопользовании» [59].

МПР России не поддержало этот законопроект главным образом потому, что в нем отсутствуют четкие критерии определения

объектов и базы налогообложения, а также методические подходы к расчету «рентного эффекта». Подробнее этот проект описан в разделе 13.5 настоящего издания.

С практической точки зрения теоретизирование по вопросам происхождения, формирования и распределения горной ренты следует признать малопродуктивным. Рента как результат проявления природных условий освоения месторождения, по существу, должна рассматриваться как один из факторов производства наряду с такими, как уровень цен и инфляции, научно-технический прогресс, организация труда и управления и т.п.

Отождествление понятий «рента» и «факторы» не ново. В Современном экономическом словаре [149] есть термин «доходы от факторов производства», который определяется как «разделение доходов на *ренту* от использования земли и природных ресурсов, доходы по труду, доход от капитала в виде прибыли и проценты на капитал». Здесь понятие «рента» отождествляется с понятием «фактор» в отношении оценки эффективности использования земли и других природных ресурсов.

Все известные теоретические разработки проблемы горной ренты не учитывают фактора ее объективного изменения в процессе разработки месторождения. Это принципиальное отличие любого разрабатываемого месторождения от любого промышленного объекта.

Если подходить к ренте не как к некоей абстрактной категории, а как к совокупности влияния природных факторов освоения того или иного конкретного месторождения, на первое место выдвигаются такие факторы, как индивидуальность и изменчивость во времени проявления влияния природных условий.

И вот именно эти особенности недропользования и должны лечь в основу построения эффективной и справедливой системы налогообложения, в частности, налогообложение предприятий нефтегазодобычи.

Система налогообложения предприятий нефтегазодобычи должна быть:

- индивидуализирована по месторождениям;
- чувствительна к снижению продуктивности и усложнению условий разработки месторождения.

Следует напомнить, что системы налогообложения предприятий нефтегазодобычи за рубежом, в том числе в США, Канаде, раз-

вивающихся странах, в значительной мере соответствуют этим требованиям. Они позволяют своевременно реагировать на изменение условий добычи независимо от того, произошло это в результате истощения месторождения или в результате падения мировых цен на нефть.

Говоря о ренте в добыче как о *временно* возникающей сверхприбыли, нельзя забывать о необходимости стимулирования недропользователя в период падения добычи (ст. 35 Закона «О недрах»). В противном случае невозможно обеспечить рациональную разработку месторождения «с учетом интересов настоящего и будущих поколений».

Некоторые экономисты [148] всерьез полагают, что такие мероприятия, как «замена акцизов рентными платежами» или «переход в основном к рентным платежам», могут рассматриваться как «организационно-экономические условия» практической «рационализации ресурсопотребления». Они не опускаются до разработки конкретных методик и показателей, которые можно было бы использовать. В результате теория микроэкономики топчется на месте. Проблема не решается, поскольку поиск решения идет не в том направлении.

Любому специалисту, занимающемуся конкретной экономикой, абсолютно очевидно, что рента — это категория из области политэкономии, макроэкономики и даже мировой экономики. Там она вполне уместна и хорошо работает. Но при решении конкретных задач микроэкономики, которая оперирует показателями, поддающимися расчету на основе фактической (отчетной) информации, имеющейся у организаций и компаний, никакую ренту подсчитать *невозможно*. Здесь надо оперировать другими показателями. Их надо разрабатывать и совершенствовать.

В принципе в индивидуальном порядке, т.е. применительно к каждому месторождению, возможно рассчитать некую ставку природоресурсного платежа, источником формирования которого служат природные факторы. Расчет этот будет достаточно условен. Методика его проведения — проблема абсолютно не разработанная. В качестве одного из вариантов решения проблемы можно рекомендовать следующий порядок, который достаточно просто реализовать на практике.

В соответствии с законодательством для каждого месторождения в процессе подготовки к предоставлению его в пользование

разрабатывается ТЭО, показатели которого (динамика добычи и др.) включаются в условия будущей лицензии. По материалам ТЭО всегда устанавливаются рентабельность освоения месторождения. В случае если эта рентабельность оказывается достаточно высокой, следует вводить некоторые отчисления (ставку) в пользу государства. Эти отчисления должны устанавливаться по годам в зависимости от уровня текущей и накопленной рентабельности и фиксироваться в лицензии как одно из ее условий.

Внедрение такого механизма, безусловно, требует детальной проработки. Методика такого подхода к изъятию сверхприбыли, обусловленной чисто природными факторами, достаточно ясна и проста, а главное — она практически реализуема в условиях действующего хозяйственного механизма. Представляется, что работа законодателей, налоговиков и экономистов должна идти в направлении разработки именно такой методики, основными принципиальными положениями которой являются:

- индивидуальность отчислений каждого месторождения;
- установление отчислений в исключительных случаях при достаточно высоких проектных условиях;
- рентабельность;
- установление отчислений на базе ТЭО и их фиксация в условиях лицензии;
- гарантии стабильности отчислений в течение срока действия лицензии;
- корректировка отчислений в исключительных случаях при выявлении реальных условий, существенно отличающихся от проектных.

Рекомендуемый подход во многом аналогичен подходу, используемому при расчете отчислений в режиме раздела продукции. Этим подтверждается возможность практической реализации подхода.

Очевидно, что это лишь самые общие рассуждения, но они определяют *направления*, по которым должен идти процесс совершенствования налогообложения предприятий нефте- и газодобычи.

Идея индивидуального подхода к установлению налоговых параметров применительно к природным ресурсам — не открытие авторов. Она уже давно и успешно реализуется, например, в Канаде, в целом ряде других развитых стран. В.А. Крюков и его

соавторы [116] предложили в качестве природного объекта брать не месторождение, а целый регион, который проходит те же стадии развития, что и отдельное месторождение (начальный рост налога и падение добычи), только в другом временном масштабе. Общая идея здесь одна и та же — необходимость установления ставок природоресурсных платежей применительно к объективно складывающимся условиям добычи.

Исходя из всего вышеизложенного, можно утверждать, что ставки природоресурсного платежа должны дифференцироваться как по месторождениям, так и по этапам их разработки.

4.11. Доход, прибыль

Перечень федеральных налогов и сборов, установленный частью первой НК РФ, включает в себя «налог на прибыль (доход) организаций» (ст. 13). В 2002 г. вступила в силу глава 25 части второй НК РФ «Налог на прибыль организаций». В первом случае понятия «прибыль» и «доход» принимались как равнозначные. Это допущение не следует понимать как признание тождественности этих категорий. Теоретически обе они могут выступать в качестве объекта налогообложения. Законодатель, очевидно, на этом этапе формирования российской системы налогообложения еще окончательно не определился с выбором объекта налогообложения — будет ли это прибыль или доход. Обе эти категории принципиально различаются, хотя иногда понятие «прибыль» и отождествляется с понятием «доход». В этой связи более подробно рассмотрим содержание этих понятий как экологических категорий и как возможных объектов налогообложения.

Интересно отметить, что большие юридические энциклопедические словари включают понятие «доход» и не содержат понятия «прибыль» [98]. Подобные же экономические издания содержат оба термина [149].

Наиболее четкое определение дает Современный экономический словарь [149]. Он определяет понятие «доход» как «чрезвычайно распространенное, широко применяемое и в то же время крайне многозначное понятие, употребляемое в разнообразных значениях. В широком смысле слова оно обозначает любой при-

ток денежных средств или получение материальных ценностей, обладающих денежной стоимостью. Доход компании можно характеризовать как увеличение ее активов или уменьшение обязательств, приводящие к увеличению собственного капитала. Понятие “доход” применимо к государству в целом (национальный доход), к предприятию, фирме (валовой доход, чистый доход предприятия), к отдельным лицам (денежные доходы населения, реальные доходы граждан, личный доход).

Валовой доход предприятия — исчисленный в денежном выражении суммарный годовой доход организации, включающий выручку, денежные поступления от продажи товаров и услуг, выполнения работ, от продажи имущественных ценностей, проценты, получаемые за счет предоставления денег в кредит, и другие денежные и материальные поступления. *Доход государства* образуют в основном налоги, платежи, отчисления, рента, поступающие в казну. *Доход граждан* формируется за счет заработной платы, пенсий, стипендий, дивидендов, продажи продуктов домашнего хозяйства. Часто употребляемое словосочетание “чистый доход” представляет собой разность между общим, валовым доходом и затратами материальных ресурсов. В еще более узком смысле чистый доход ассоциируется с *прибылью*. Для уяснения, в каком смысле применено слово “доход”, необходимо рассматривать его вместе с сопровождающим эпитетом или с присоединяемыми к нему разъяснительными словами».

В доход не включаются суммы, собираемые от имени третьих лиц, например налоги. При посреднических отношениях доходом является сумма комиссионных, а не валовые поступления денежных средств. Также доход можно характеризовать как увеличение активов или уменьшение обязательств, приводящее к увеличению собственного капитала.

Помимо общего понятия словарь выделяет еще десять разновидностей этой категории:

- *доход заявленный* — доход, отраженный в документах, представляемых в налоговые службы;
- *доход, облагаемый налогом (облагаемый доход)* — доходы юридических и физических лиц, с которых они обязаны, согласно закону, уплачивать налоги и сборы;
- *доходность капитала* — отношение годовой прибыли, приносимой капиталом, к величине самого капитала;

- *доходность компании* — прибыльность компании, измеряемая отношением годовой прибыли к издержкам производства или к капиталу компании;
- *доходность ценных бумаг* — отношение годового дохода по ценной бумаге к ее рыночной цене; норма прибыли, получаемой владельцем ценной бумаги;
- *доходы будущих периодов* — доходы, полученные компанией, фирмой в нынешнем, отчетном периоде, но относимые, согласно бухгалтерской отчетности, к будущим периодам;
- *доходы первичные* — согласно марксистской политической экономии, доходы, возникающие в сфере материального производства, которые затем перераспределяются, образуя вторичные доходы организаций и лиц, не участвующих в материальном производстве;
- *доходы фискальные* — доходы государственной казны;
- *доходы чистые* — доходы за вычетом издержек на их получение.

Помимо этого юридические словари приводят ряд дополнительных разновидностей:

- *доход косвенный* — доход, получаемый физическим лицом в результате побочной (не основной) деятельности;
- *доходы бюджета* — денежные средства, поступающие в безвозмездном и безвозвратном порядке в соответствии с законодательством Российской Федерации в распоряжение органов государственной власти Российской Федерации, субъектов Федерации и органов местного самоуправления;
- *доход курсовой* — разница в суммах валютной выручки или платежей, возникающая в результате изменения курса национальной валюты.

Перечень этот можно продолжить (например, национальный доход, доходная облигация и др.).

НК РФ детально регламентирует понятие и содержание понятия «доходы физических лиц» (ст. 208). Применительно к налогу на прибыль организаций доходы подразделяются на доходы от реализации товаров (работ, услуг) и имущественных прав и вне-реализационные доходы (ст. 248).

Категория «прибыль» рассматривается как чисто экономическая. В общем виде это превышение доходов от продажи товаров и

услуг над затратами на производство и продажу этих товаров. Исчисляется прибыль как разность между выручкой от реализации продукта хозяйственной деятельности и суммой затрат факторов производства на эту деятельность в денежном выражении.

В экономической теории различают до трех десятков разновидностей понятия «прибыль». Наиболее распространенными являются:

- *валовая (балансовая, полная, общая) прибыль* — разница между выручкой предприятия, предпринимателя от продажи товаров и затратами на их производство, исчисленная до вычета налога на прибыль;
- *бухгалтерская прибыль* — прибыль от предпринимательской деятельности, рассчитанная по бухгалтерским документам без учета документально не зафиксированных издержек самого предпринимателя, в том числе упущенной выгоды, рассчитываемая как разница между ценой (доходами от продажи) и бухгалтерскими издержками;
- *чистая (остаточная) прибыль* — прибыль, остающаяся в распоряжении фирмы после выплаты налогов, отчислений, обязательных платежей.

В отраслевой практике, в частности при оценке эффективности проектов освоения нефтегазовых месторождений, достаточно широко в качестве показателя эффективности капитальных вложений применяется ненормативное понятие «нормальная (нормативная) прибыль». Ее величина обычно равна 15% плюс-минус поправка на риск реализации проекта. В то же время в экономической теории известно нормативное понятие «прибыль нормальная», под которой понимаются:

- издержки предпринимателя, не включенные в затраты, не отраженные в предпринимательских издержках согласно бухгалтерской документации и условно включенные в бухгалтерскую прибыль. Представляют собой минимально необходимую прибыль для возмещения неучтенных издержек самого предпринимателя (затрат его труда, использования личного имущества)¹;
- часть предпринимательского дохода, платежи, которые должна делать фирма, чтобы приобрести и удержать пред-

¹ См.: Современный экономический словарь. М.: ИНФРА-М, 2001.

принимательские способности, минимальная плата (доход), которой должны вознаграждаться предпринимательские способности, чтобы стимулировать их применение в предпринимательской деятельности¹.

Эквивалентом того же понятия является понятие «вмененные издержки»: денежные доходы, которыми жертвуют фирма — владелец ресурсов, используя их для собственного производства товаров, а не продавая их на рынке другим потребителям (равны доходу, который могли бы принести эти ресурсы при наиболее выгодном альтернативном их применении); расходы на приобретение и использование необходимых ресурсов; доходы, которые фирма должна обеспечить поставщику ресурсов, чтобы не допустить их альтернативное использование (равны количеству других продуктов, которые нельзя произвести, когда данные ресурсы используются для производства определенного продукта).

Термин «нормальная» применительно к содержанию приведенных определений вряд ли можно считать удачным.

4.12. Консорциум — простое товарищество

В отечественной практике управления освоением нефтегазовых ресурсов пока известно только одно консорциальное соглашение, заключенное между участниками СРП по проекту «Сахалин-1», сторонами которого являются компании «Эксон» (США), «Содеко» (Япония), НК «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» и АО «Сахалинморнефтегаз-шельф». Их долевое участие соответственно составляло 30, 30, 17 и 23%. Заключено это соглашение было еще до принятия действующего ГК РФ.

Проекты соглашений консорциального типа разрабатывались по другим проектам. Поэтому по мере увеличения числа заключенных СРП следует ожидать расширения практики применения консорциальных соглашений.

Гражданское законодательство допускает осуществление коммерческой деятельности объединением юридических лиц, не имеющих статуса юридического лица. Создание и функционирование таких объединений осуществляются на основе договора

¹ См.: Большой экономический словарь. М.: Институт новой экономики, 2002.

простого товарищества (договора о совместной деятельности) (ГК РФ, глава 55, ст. 1041–1054). В различных отраслях народного хозяйства они имеют самые различные организационно-правовые формы. В недропользовании при осуществлении крупномасштабных инвестиционных проектов, в частности проектов освоения нефтяных и газовых месторождений, оцениваемых во многие миллионы и миллиарды долларов, все большее распространение получает объединение специализированных нефтегазовых фирм, строительных и машиностроительных компаний, а также банковских структур, называемое «консорциум».

Консорциум — это временное объединение нескольких субъектов предпринимательской деятельности для выполнения, как правило, крупномасштабных проектов, требующих объединения усилий разнопрофильных организаций. Консорциум соответствует по правовому статусу простому товариществу. В последнее время термин «консорциум» все чаще встречается не только в российской юридической литературе, но и в нормативных правовых актах.

В нефтегазодобыче термин «консорциум» встречается при определении объединений с участием иностранных и российских пользователей недр. Характерный пример — консорциум американской, японской и российских компаний, объединившихся для выполнения проекта «Сахалин-1» по освоению нефтегазовых ресурсов континентального шельфа острова Сахалин.

Форма консорциума рекомендовалась МПР России в целом ряде условий конкурсов на получение права пользования недрами как форма объединения инвесторов, позволяющая снизить ряд рисков освоения участков недр, особенно новых участков.

Создание консорциума оформляется соглашением. Координация возлагается на лидера консорциума, обычно более крупную компанию. Лидер представляет интересы всех участников консорциума, действует в пределах предоставленных ему полномочий. Функции и полномочия лидера определяются специальным соглашением, принятым всеми его участниками.

Такое соглашение в международной практике называется договором о консорциуме или консорциальным соглашением, а в российском обязательственном праве соответствует договору простого товарищества (договор о совместной деятельности). В договорной практике освоения нефтегазовых ресурсов подоб-

ный договор иногда назывался «внутреннее соглашение», имея в виду, что государство заключает договор о пользовании недрами с объединением компаний, а они свою деятельность координируют другим — внутренним соглашением.

Отличительной особенностью консорциального соглашения является участие в отношениях еще одной стороны — заказчика, т.е. группа юридических лиц определяет на временной договорной основе взаимоотношения между собой при совместном выполнении одного проекта, заказчиком или собственником которого является третья сторона, в недропользовании — государство.

Национальными и международными организациями разработаны рекомендации в отношении разработки и заключения таких договоров, однако о специальном нормативном правовом регулировании консорциальных соглашений в мире неизвестно. В России создание подобного акта предусматривалось в пакете нормативных документов, обеспечивающих реализацию Федерального закона «О СРП».

Поскольку консорциум представляет собой объединение, не обладающее правами юридического лица, создание его не означает появления нового субъекта права.

Федеральным законом «О СРП» предусмотрено, что участниками консорциума могут быть, как это и происходит обычно в мировой практике, только юридические лица, а также объединения юридических лиц. При заключении консорциального соглашения они полностью сохраняют свою юридическую самостоятельность. В зарубежной практике создаваемое объединение, не имеющее каких-либо корпоративных признаков, относится к категории неинкорпорированной совместной деятельности. В зависимости от принятой системы отношений участников между собой и с заказчиком могут быть образованы две основные модели консорциума. Первая — простой консорциум основан на чисто обязательственных отношениях между партнерами и каждого из них с заказчиком. Они раздельно несут перед заказчиком обязательства и риски выполнения работ и отдельно получают от него вознаграждение. Вторая модель имеет форму товарищества и основывается на совместном несении партнерами обязательств и рисков выполнения работ и получения прибыли, которая, как правило, прямо определяется результатом общего труда. В недропользовании, где сложно четко разделить операции, сохранив

единство технологического процесса, чаще применяется вторая модель.

Консорциальное соглашение представляет собой сложный договор, содержащий правила, определяющие, с одной стороны, внутренние отношения между собой партнеров, совместно выступающих как поставщики и/или подрядчики, и/или кредиторы, и с другой — между членами консорциума и заказчиком (государством). Для осуществления проекта, таким образом, заключаются два самостоятельных, но взаимосвязанных и взаимообусловленных договора. Один — так называемое генеральное соглашение между консорциумом и заказчиком, второй — между участниками консорциума по осуществлению генерального соглашения. В этом случае лицензионное соглашение или СРП следует рассматривать как генеральный договор.

Консорциальный договор может составляться в форме либо единого документа, определяющего все аспекты отношений сторон, либо двух взаимодополняющих договоров, один из которых — так называемый рамочный контракт закрепляет принципы и цели кооперации (формы участия, финансирование, процедуры выборов, полномочия оператора и т.п.), а другой — договор об участии — условия участия партнеров в исполнении рамочного контракта.

К важным элементам договора относятся:

- определение прав, обязательств и ответственности участников;
- назначение компании — лидера или оператора, на которого возлагается функция руководства оперативной деятельностью консорциума, определение его полномочий, прав и обязательств;
- регламентация порядка разработки программы и бюджета работ, контроля их выполнения;
- формы производства работ на собственный риск, когда при отсутствии единодушного мнения один или несколько участников принимают на себя риск, например бурение поисковой скважины; при этом возникает проблема урегулирования взаимоотношений внутри консорциума в случае успеха либо в случае неуспеха;
- санкции, предъявляемые к участникам в случае неисполнения обязательств (оценка ущерба, его раздел между участниками, процедура компенсации и т.п.);

— порядок распоряжения добытой продукцией.

Применительно к недропользованию государство обычно настаивает на форме объединения, в котором его участники имеют солидарные права и солидарные обязанности по генеральному соглашению. При этом в основу распределения прибыли, а также ответственности между самими партнерами обычно берется принцип распределения пропорционально долям участия.

В федеральном законодательстве понятие «консорциум» пока не встречается. Однако в единичных нормативных правовых актах, в частности МПР России, оно используется достаточно часто.

В условиях проводимых конкурсов и аукционов консорциум прямо рекомендуется как организационная форма объединения инвесторов. Встречается этот термин и в законодательстве субъектов Федерации, в частности в Законе Тюменской области «О нефти и газе» [52].

Как отмечалось, в гражданском законодательстве понятию «консорциум» соответствует понятие «простое товарищество». Общие положения гражданского законодательства вполне применимы к недропользованию. Однако существует и ряд особенностей, как продиктованных Федеральным законом «О СРП», так и вытекающих из самого процесса недропользования.

Простое товарищество создается с целью извлечения прибыли в качестве основной цели своей деятельности (п. 1 ст. 1041 ГК РФ). Применительно к недропользованию это освоение месторождений, их поиск, разведка и добыча минерального сырья. Исходя из этого, договор простого товарищества в недропользовании, в частности при освоении нефтегазовых месторождений, будет иметь целый ряд общих черт с основным, генеральным соглашением. Однако то, что простое товарищество создается для выполнения вполне определенного комплекса работ, то, что они должны и будут выполняться в соответствии с установленными нормами и правилами недропользования и под патронатом и надзором государства, определяет целый ряд специфических черт такой организации.

Закон позволяет членам товарищества в качестве вкладов вносить в общее дело помимо чисто материальных средств (деньги, имущество) такие, в общем, достаточно трудно поддающиеся оценке ценности, как профессиональные знания, деловая репутация, деловые связи (п. 1 ст. 1042 ГК РФ). Следует отметить, что

такие связи в рыночных отношениях ценятся, и часто по справедливости достаточно высоко. Возникает вопрос, должно ли государство вмешиваться в это, каким-либо способом регулировать и контролировать взаимоотношения участников товарищества. По закону денежная оценка вкладов последних производится только по согласованию между ними (п. 2 ст. 1042 ГК РФ). Вместе с тем государство прямо заинтересовано, чтобы товарищество, консорциум функционировали эффективно, и в определенной мере должно регулировать процесс формирования этой организации. Осуществить это государство вправе на этапе заключения соглашения, и в частности при выборе субъекта права пользования недрами на условиях раздела продукции. Поэтому в случае предоставления права недропользования консорциуму организаторам конкурсов и аукционов следует обращать особое внимание на его состав.

Особенностью простого товарищества при освоении нефтегазовых месторождений является учреждение института оператора соглашения. Оператор наделяется определенными полномочиями выступать от имени всего общества. Государство, очевидно, должно контролировать правомочность его действий, правовую обоснованность и четкое оформление делегированных полномочий. Это требование не оговорено законом, поэтому его целесообразно оговорить в СРП. Вообще, в СРП следует по возможности более полно определить все организационно-правовые аспекты взаимоотношений не только государства с консорциумом в целом, но и в определенной мере взаимоотношения его участников.

В принципе возможен вариант смены оператора по чисто производственным основаниям. Например, один оператор работает на этапе геологического изучения недр, другой — на этапе обустройства и добычи. Могут быть и два-три оператора одновременно, и каждый из них выполняет вполне определенный вид работ. Например, такая ситуация возможна при освоении крупных морских месторождений, когда различные операторы осуществляют работы по сооружению платформ, строительству морских трубопроводов, ведут разработку месторождения.

Спецификой освоения нефтегазовых месторождений является возможность и целесообразность делать это на свой риск. Под этим понимается право одного или нескольких участников товарищества вести работы без согласия других членов.

«Работами на собственный риск» называются работы, выполнение которых предусмотрено генеральным соглашением о СРП, но по вопросу необходимости и целесообразности выполнения которых между участниками не достигнуто взаимопонимание. В этом случае участник или группа участников может выполнять их на собственный риск, т.е. принимать на себя полностью финансирование этих работ и в случае неудачи не предъявлять претензий к другим участникам, а в случае успеха — на определенных условиях или кратно компенсации произведенных затрат продолжить совместные работы. Договор регламентирует, какие работы могут в процессе совместных работ относиться к работам на собственный риск.

Применительно к нефтегазовым проектам такими работами обычно являются: бурение поисковых скважин, оценка коммерческого открытия, обустройство и разработка отдельных участков (залежей, блоков) месторождения и др.

Если генеральным соглашением о СРП предусмотрено выполнение определенного минимума работ или других подобных обязательств, на них принцип собственного риска не распространяется.

Любые работы, которые вошли в приведенный выше перечень работ собственного риска, могут осуществляться в качестве совместных работ только в случае, если решение об этом принято единогласно управляющим комитетом. И с другой стороны, никакие работы не могут рассматриваться как работы на собственный риск, пока они не были представлены на обсуждение управляющим комитетом в качестве совместных работ. СРП может предусматривать условие получения необходимого согласия государственных органов на выполнение работ на собственный риск.

В договоре обычно подробно описывается процедура выполнения работ на собственный риск отдельно в процессе поиска, разведки и разработки месторождения, а также условия выхода или присоединения отдельных участников к работам на собственный риск.

Закон в принципе устанавливает общие права и обязательства членов товарищества (глава 55, ст. 1041–1054 ГК РФ). Возможность на определенном этапе общих работ действовать на свой риск прямо не предусмотрена. Поэтому процедура осуществления таких работ должна быть прописана в договоре простого то-

вариществa очень подробно и четко. Особое внимание необходимо уделить разработке механизмов реализации устанавливаемых правил.

Законодательством практически не оговорены механизмы реализации правил взаимоотношений участников товарищества, когда один из них по тем или иным причинам не выполняет свои обязательства.

Учитывая, что форма простого товарищества или консорциума применима не только к режиму СРП, но и к лицензионной системе недропользования, представляется целесообразным разработать и принять специальный законодательный акт, регулирующий его функционирование в этой области предпринимательской деятельности.

Приведенные ниже основные положения консорциального соглашения участников СРП или владельцев лицензии на поиск, разведку и разработку нефтегазовых ресурсов подготовлены на основе обобщения отечественной практики разработки проектов таких соглашений, а также материалов иностранных организаций и публикаций в зарубежных изданиях и могут служить основой при подготовке текста примерного (модельного) соглашения такого типа. Разработка типового консорциального соглашения вряд ли целесообразна в силу того, что существуют очень большие различия в организации работ, технологии, других условиях регионального характера, которые невозможно учесть в одном документе.

Как отмечалось, структура и основные положения консорциального соглашения (далее — договор) в недропользовании, хотя и типичны вообще для договора простого товарищества, но имеют целый ряд особенностей по сравнению с соглашением о разделе продукции и с лицензионным соглашением.

Договор рассматриваемого типа содержит обычно следующие разделы (статьи), перечень которых может детализироваться и укрупняться:

- преамбула;
- определения;
- срок действия и дата вступления в силу договора;
- доли участников договора;
- оператор (организация выполнения работ по договору): порядок назначения; полномочия и обязанности; отказ от

- своих функций, смещение, выбор правопреемника; урегулирование претензий и исков;
- управляющий комитет: учреждение и представительство; полномочия и обязанности; рабочие органы; процедура проведения заседаний и принятия решений;
 - права участников: право на добытую продукцию; взаимоотношения; доступ к информации; передача доли участия или прав в СРП; выход из договора; продление договора;
 - программы и бюджеты: программа и бюджет проекта; программа и бюджет периода поиска и оценки; программа и бюджет периода разведки и добычи; полномочия на расходы; заключение подрядных контрактов; расходы сверх программы и бюджета;
 - работа на собственный риск: перечень работ собственного риска; производство работ на собственный риск; участие несторон собственного риска;
 - распоряжение добытой продукцией: права и обязанности участников в распоряжении добытой продукцией; распоряжение нефтью; распоряжение газом.

Далее в договоре идут статьи общего характера, регулирующие вопросы конфиденциальности, форс-мажорных обстоятельств, разрешения споров и др.

ЧАСТЬ II. Система налогообложения нефтегазодобычи

Глава 5. Нефтегазодобыча в налоговой системе России

5.1. Правовой статус налогового законодательства

В соответствии со ст. 71 и 72 Конституции РФ в ведении Федерации находятся федеральные налоги и сборы, а в совместном ведении Российской Федерации и субъектов Федерации — «установление общих принципов налогообложения и сборов в Российской Федерации» (п. «и» ст. 72).

Пункт 1 ст. 1 НК РФ устанавливает, что «законодательство Российской Федерации о налогах и сборах состоит из Налогового кодекса РФ и принятых в соответствии с ним федеральных законов о налогах и сборах». «Законодательство субъектов Российской Федерации о налогах и сборах состоит из законов и иных нормативных правовых актов о налогах и сборах субъектов Российской Федерации, принятых в соответствии с настоящим Кодексом» (п. 4 ст. 1 НК РФ).

Такую трактовку вряд ли можно признать соответствующей положениям Конституции РФ о предметах совместного ведения. Неверно ограничивать институт «законодательства Российской Федерации о налогах и сборах» только федеральными налогами и сборами. То, что они находятся в ведении Российской Федерации, говорит лишь об их статусе, но никак не ограничивает круг законов и иных нормативных правовых актов, формирующих систему законодательства о налогах и сборах.

В этой связи правомерно рассмотреть определения законодательства о земле и недрах, права владения, пользования и распоряжения которыми находятся в совместном ведении Российской Федерации и субъектов Федерации.

Земельный кодекс РФ определяет, что земельное законодательство в соответствии с Конституцией РФ находится в совместном ведении Российской Федерации и субъектов Федерации. «Земельное законодательство состоит из Земельного кодекса, федеральных законов, принимаемых в соответствии с ними законов субъектов Российской Федерации» (п. 1 ст. 2 Земельного кодекса РФ).

Статья 1 Закона «О недрах» устанавливает, что «законодательство Российской Федерации о недрах основывается на Конституции Российской Федерации и состоит из настоящего Закона и принимаемых в соответствии с ним других федеральных законов и иных нормативных правовых актов, а также законов и иных нормативных правовых актов субъектов РФ».

Интересно отметить, что сам НК РФ рассматривает законодательство о налогах и сборах в России как единую взаимосвязанную и взаимообусловленную систему. Взаимосвязь налогов всех видов — федеральных, региональных и местных как единой системы проявилась, например, очень четко при введении налога с продаж.

Федеральным законом от 31.07.1998 г. № 150-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в статью 20 Закона Российской Федерации “Об основах налоговой системы в Российской Федерации”» было установлено, что с введением в действие представительными органами власти субъектов Федерации налога с продаж на территориях соответствующих субъектов Федерации основная часть местных налогов, которые взимались до этого в соответствии с налоговым законодательством, прекратили действие.

В прямое противоречие с такой узкой трактовкой понятия «законодательство о налогах и сборах Российской Федерации» входит перечень «участников отношений, регулируемых законодательством о налогах и сборах» (ст. 9 НК РФ), в который включаются, в частности:

- государственные органы исполнительной власти и исполнительные органы местного самоуправления, другие уполномоченные ими органы и должностные лица, осуществляющие в установленном порядке помимо налоговых и таможенных органов прием и взимание налогов и/или сборов;
- Министерство финансов Российской Федерации, министерства финансов республик, финансовые управления

(департаменты, отделы) администраций краев, областей, городов Москвы и Санкт-Петербурга, автономной области, автономных округов, районов и городов, иные уполномоченные органы — при решении вопросов об отсрочке и рассрочке уплаты налогов и сборов, других вопросов, предусмотренных настоящим Кодексом.

5.2. Виды налогов и сборов¹

Формирование современной налоговой системы России началось с принятия в 1991 г. Закона РФ «Об основах налоговой системы Российской Федерации». После этого в Закон более 20 раз вносились изменения и дополнения; некоторые его положения Конституционным Судом РФ были признаны противоречащими Конституции РФ. Из 26 статей Закона на июль 2002 г. продолжало действовать только четыре, регламентирующие виды налогов и сборов, взимаемых на территории России.

В настоящее время происходит реформирование налоговой системы в направлении консолидации налогового законодательства в едином акте — НК РФ. Процесс далеко не завершен, поэтому наряду с НК РФ продолжают действовать другие специальные налоговые законы.

Все налоги и сборы в соответствии с НК РФ подразделяются на три группы:

- федеральные налоги и сборы;
- региональные налоги и сборы;
- местные налоги и сборы.

Кроме того, предусмотрена возможность установления федеральными законами специальных налоговых режимов, в соответствии с которыми вводится особый порядок исчисления и уплаты налогов, в том числе замена совокупности федеральных, региональных и местных налогов и сборов одним налогом. При этом следует иметь в виду, что «установление и введение в дей-

¹ Налоги и сборы, не характерные для нефтегазодобывающих организаций, не рассматриваются. Это касается, в частности, налога на наследуемое имущество, игорный бизнес, сборов за выдачу лицензии на производство спирта, налога на имущество физических лиц, налога с продаж и др.

ствие специальных налоговых режимов не относятся к установлению и введению новых налогов и сборов». Интересно отметить, что такая трактовка специальных неналоговых режимов была введена в 2001 г. (ФЗ от 29.12.2001 г. № 187-ФЗ). Объясняется это тем, что введение специального налогового режима, который выглядит как некий новый налог, по существу, является специальной системой налогообложения, заменяющей некоторую совокупность налогов и сборов различного вида — федеральных, региональных и местных. Рассматривая вопрос о том, к какому виду относить эти режимы, очевидно, следует исходить из того, что в составе заменяемых налогов и сборов всегда присутствует один или несколько федеральных налогов, являющихся в данном случае определяющими. Учитывая это, Налоговый кодекс РФ не выделил их во вспомогательный раздел, а представил в форме подраздела федеральных налогов и сборов.

Из 12 видов федеральных налогов и сборов шесть включены в раздел VIII «Федеральные налоги» в виде отдельных глав:

Глава 21 «Налог на добавленную стоимость».

Глава 22 «Акцизы».

Глава 23 «Налог на доходы физических лиц».

Глава 24 «Единый социальный налог».

Глава 25 «Налог на прибыль организаций».

Глава 26 «Налог на добычу полезных ископаемых».

Помимо этого, виды налогов и сборов регулируются специальными налоговыми актами. К ним в соответствии с Законом РФ «Об основах налоговой системы Российской Федерации» относятся:

- налог на операции с ценными бумагами;
- таможенная пошлина;
- платежи за пользование природными ресурсами¹;
- государственная пошлина;
- налог на покупку иностранных денежных знаков и платежных документов, выраженных в иностранной валюте;
- плата за пользование водными объектами.

В части первой НК РФ этот перечень выглядит несколько иначе. В частности, он включает так называемый налог на допол-

¹ Данная формулировка неверна. В соответствии с ФЗ от 08.08.2001 г. № 126-ФЗ эта группа налогов и сборов именуется «платежи при пользовании недрами».

нительный доход от добычи углеводородов (о нем подробнее см. в разделе 13.4 наст. изд.), экологический налог, лесной налог и др. (ст. 13 НК РФ). Необходимость их разработки и включения в НК РФ является достаточно дискуссионной.

В раздел VIII «Специальные налоговые режимы» в настоящее время включено три главы:

Глава 26.2 «Система налогообложения для сельскохозяйственных товаропроизводителей (единый сельскохозяйственный налог)».

Глава 26.1 «Упрощенная система налогообложения».

Глава 26.3 «Система налогообложения в виде единого налога на вмененный доход для отдельных видов деятельности».

Правомерность рассмотрения специальных налоговых режимов как неких налогов подтверждается самим НК РФ, в котором глава 26.1 «Система налогообложения для сельскохозяйственных товаропроизводителей» имеет подзаголовок «Единый сельскохозяйственный налог», а глава 26.3 названа «Система налогообложения в виде единого налога на вмененный доход для отдельных видов деятельности». Теоретизирование по этой проблеме представляется малопродуктивным и приводит лишь к затруднению восприятия существа вопроса. В результате из названия главы 26.2, носящей буквально всеобщий характер, абсолютно неясно, что речь идет о вполне конкретном, строго ограниченном круге налогоплательщиков, годовой доход которых от реализации не превысил 11 млн руб., или примерно 350 тыс. долл. Применительно к нефтегазодобыче это соответствует добыче 3,5 тыс. т нефти в год. Таких мелких компаний практически нет.

И второй, более убедительный аргумент. В статье 346.1 НК РФ, устанавливающей общие положения действия «упрощенной системы налогообложения», прямо установлено, что применение упрощенной системы налогообложения предусматривает замену ряда конкретных налогов «уплатой единого *налога*, исчисляемого по результатам хозяйственной деятельности организации».

Помимо перечисленных специальных налоговых режимов предполагается ввести еще несколько:

- систему налогообложения в свободных экономических зонах;
- систему налогообложения в закрытых административно-территориальных образованиях;

— систему налогообложения при выполнении договоров концессии и соглашений о разделе продукции (ст. 18 НК РФ).

Что касается последнего режима, то, очевидно, речь должна вестись о двух различных системах налогообложения. Вопрос о концессионных договорах обсуждается в законодательных органах уже второе десятилетие. Законопроект о введении специальной главы НК РФ «Система налогообложения при выполнении соглашений о разделе продукции» в первом чтении была принята 27.06.2002 г. Логично ожидать ее окончательного принятия в конце 2003 г.

Второй вид налогов и сборов — региональные налоги и сборы в соответствии с НК РФ — включает пять налогов, из которых только один — транспортный налог — введен в действие с 1 января 2003 г. главой 28 НК РФ.

Остальные четыре налога регулируются иными законодательными актами о налогах и сборах:

- налог на имущество организации;
- налог на недвижимость;
- дорожный налог;
- региональные лицензионные сборы.

Третий вид — местные налоги и сборы — был самым разнообразным и содержал 20 различных налогов и сборов. С введением в действие налога с продаж (Федеральный закон от 31.07.1998 г. № 150-ФЗ) было отменено взимание 16 разновидностей налогов и сборов. В настоящее время НК РФ предусмотрено взимание пяти местных налогов и сборов:

- земельного налога;
- налога на имущество физических лиц;
- налога на рекламу;
- налога на наследование или дарение;
- местных лицензионных сборов (ст. 15 НК РФ).

Следует иметь в виду, что земельный налог относится на себестоимость продукции (работ, услуг), а налог на рекламу — на финансовые результаты хозяйственной деятельности организаций.

НК РФ установлено, что не предусмотренные в нем налоги и сборы не могут устанавливаться региональными и местными органами власти (п. 5 ст. 12).

5.3. Особенности ценообразования в нефтегазодобыче

На формирование структуры системы налогообложения предприятий нефтегазодобычи оказывают влияние две группы факторов: природные, обуславливающие особенности производственного процесса добычи нефти и газа, и экономические, обуславливающие особенности реализации добытых углеводородов.

Основной особенностью нефтегазодобычи, как любой добывающей отрасли промышленности, является роль природных факторов, определяющих эффективность разработки месторождений. Государство регулирует степень влияния этих факторов путем установления специальных налоговых режимов порядка начисления и уплаты налогов и сборов.

Влияние экономических факторов, определяющих условия функционирования и развития нефтегазодобычи, аккумулируется через цены реализации нефти и газа, тенденции формирования которых также регулируются государством.

В СССР в условиях плановой экономики предусматривалась независимость цен на нефть на внутреннем и мировом рынке. Они были практически несопоставимы. Разница была более чем двукратной. В результате либерализации внешней торговли в начале 90-х годов ситуация серьезно изменилась. Цены на нефтепродукты практически приблизились к мировым. Внутренние цены на нефть также резко выросли, однако не достигли еще своего конкурентного предела. Разница между внутренними и мировыми ценами хотя и резко сократилась, но все еще устойчиво составляет 2–4 раза (см. табл. 9).

Таблица 9

Соотношение мировых и внутренних цен на нефть в России в 1990–2002 гг., долл./т [159]

Показатель	1990 г.	1992 г.	1994 г.	1996 г.	1998 г.	2000 г.	сент. 2002 г.
Внутренняя цена	1,6	9,6	37,0	66,7	46,9	48,3	57,1
Мировая цена	180,0	147,0	120,0	157,0	97,0	212,0	199,0
Соотношение цен	111,2	15,3	3,2	2,4	2,0	4,4	3,5

Во-первых, вследствие достаточно высоких экспортных пошлин (35–50 долл./т), а также получившего повсеместное распространение трансфертного ценообразования цены внутрикорпорационных поставок занижаются по сравнению с ценами «свободного» нефтяного рынка в 2–3 раза. По данным Топливоэнергетического независимого института (ТЭНИ), средний уровень трансфертных цен на российскую нефть составлял 27,1 долл./т в 1999 г. и 43,8 долл./т в 2000 г., тогда как рыночные цены достигали соответственно 62,2 и 96,5 долл./т¹. В свою очередь, по сведениям авторитетного нефтяного агентства «Кортес», в ноябре 2000 г. средний уровень внутрикорпорационных цен на западносибирскую нефть составлял 1670 руб./т, тогда как цена тонны этой нефти на «свободном» рынке достигала 4850 руб.²

Вторая причина — цены на российскую нефть, потребляемую на внутреннем рынке, остаются ограниченными в своем потенциальном росте из-за достаточно жесткого технологического барьера — относительно неглубокой переработки нефти на отечественных нефтеперерабатывающих заводах.

Перед налоговой системой нефтегазодобычи указанный разрыв в ценах на нефть на внутреннем и мировом рынках ставит проблему регулирования, а точнее, контроля за установленным порядком реализации продукции, ценами, используемыми при расчетах налогооблагаемой базы.

¹ См.: Ведомости. 2000. № 28.

² См.: Профиль. 2000. 13 ноября. С. 25.

Глава 6. Налог на прибыль нефтегазодобывающих организаций

6.1. Налогооблагаемая прибыль

С введением в действие с 1 января 2002 г. главы 25 «Налог на прибыль организаций» НК РФ изменилась идеология взимания этого налога. В определенной мере она приблизилась к западным стандартам. За рубежом, по существу, отсутствует такая широко распространенная в отечественной экономике категория, как себестоимость выпущенной продукции. Она представляет собой сумму реальных текущих затрат организации, осуществленных ею с целью производства и реализации продукции, плюс амортизация основных производственных фондов. За рубежом существует категория «операционные расходы»; по существу, это те самые текущие затраты на производство и реализацию. При расчете налогооблагаемой базы выручка уменьшается на операционные расходы и амортизацию. С математической точки зрения результат не меняется. Однако изменился подход к оценке текущих эксплуатационных затрат, а главное, трактовка их природы. Появилось понятие экономически обоснованных затрат. Бремя обоснования перешло от государства к налогоплательщику. Теперь он вправе включать в состав расходов любые затраты, которые в состоянии обосновать как необходимые для осуществления нормального эффективного процесса производства и реализации. Перечень этих затрат является открытым. Исключение составляет закрытый перечень затрат, по которым законодательно прямо предусмотрено, что они не могут быть учтены для целей налогообложения. При этом в ходе контрольных мероприятий предметом рассмотрения является не превышение себестоимости, а серьезность аргументации обоснованности тех или иных затрат. В первую очередь это коснулось расходов, появившихся вследствие рыночных отношений. Расходы на маркетинговые исследования, рекламу и т.п. стали рассматриваться как экономически обоснованные. Они стали приниматься при расчете налогооблагаемой базы. Вместе с тем понятие «экономически обоснованные» является категорией неопределенной. В результате на практике иногда возникает проблема несовпадения позиций налогоплательщика и налоговых органов. Нес-

смотря на это, новый порядок в большой мере стимулирует инициативу и соответствует развивающимся рыночным отношениям.

В нефтегазодобыче, как и в других отраслях промышленности, налогоплательщиками налога на прибыль являются российские организации, а также иностранные, осуществляющие свою деятельность в Российской Федерации через постоянные представительства и/или получающие доходы от источников в России (ст. 246 НК РФ).

Объектом налогообложения является прибыль, полученная налогоплательщиком.

Следует обратить внимание на формулировку понятия «прибыль», содержащуюся в НК РФ. Указано, что приведенное определение не имеет всеобщего характера, а приводится в главе 25 «Налог на прибыль организации» НК РФ лишь «в целях настоящей главы». Это важно иметь в виду в первую очередь нефтегазодобывающим организациям, осуществляющим или предполагающим осуществлять работы по освоению нефтяных и газовых месторождений на условиях соглашений о разделе продукции (СРП). Как было подробно показано в разделе 4.11, приведенное в НК РФ определение понятия «прибыль» к СРП неприменимо. Для нефтегазодобывающих организаций, осуществляющих работы по освоению нефтяных и газовых месторождений на основе Закона «О недрах», используется общепринятое понятие прибыли, под которой понимаются:

- для российских организаций — полученные доходы, уменьшенные на величину произведенных расходов;
- для иностранных организаций, осуществляющих деятельность в Российской Федерации через постоянные представительства, — полученные через эти постоянные представительства доходы, уменьшенные на величину произведенных этими постоянными представительствами расходов;
- для иных иностранных организаций — доходы, полученные от источников в Российской Федерации (ст. 247 НК РФ).

В общем виде налоговая база при расчете налога на прибыль определяется как разница доходов и расходов. НК РФ дает определение этих категорий, их элементный состав, структуру, источники формирования.

Рассмотрим подробнее структуру формирования доходов и состав расходов.

6.2. Доходы: понятие, виды, структура

При расчете налога на прибыль к доходам относятся:

- доходы от реализации товаров (работ, услуг) и имущественных прав;
- внереализационные доходы (подпункт 1 п. 1 ст. 248 НК РФ).

Товаром признается любое имущество, реализуемое либо предназначенное для реализации (п. 3 ст. 38 НК РФ). Применительно к нефтегазодобывающим организациям это в первую очередь нефть, природный газ, газовый конденсат, другие виды добытой продукции (гелий, сера и т.п.).

Работой для целей налогообложения признается деятельность, результаты которой имеют материальное выражение и могут быть реализованы для удовлетворения потребностей организации и/или физических лиц.

Услугой для целей налогообложения признается деятельность, результаты которой не имеют материального выражения, реализуются и потребляются в процессе осуществления этой деятельности (п. 4 и 5 ст. 38 НК РФ).

Применительно к нефтегазодобывающим организациям к категориям «работы» и «услуги» следует относить результаты деятельности вспомогательных производств, осуществленной для сторонних организаций.

НК РФ жестко регламентирует состав доходов от реализации и внереализационные доходы.

При определении доходов из них исключаются суммы налогов, предъявленные налогоплательщиком покупателю (приобретателю) товаров (работ, услуг, имущественных прав); в частности, исключаются НДС и акцизы на природный газ (ст. 248 НК РФ).

Выручка от реализации имущественных прав отражается в составе доходов с введением в действие с 1 января 2002 г. главы 25 НК РФ. К продаже имущественных прав применяются общие положения о купле-продаже.

Специфическим видом имущественных прав являются авторские права на геологическую информацию. Дискуссионен вопрос о том, становится ли условно некий геолог, осуществивший в рабочее время, т.е. получив зарплату, интерпретацию геологической информации, полученной за счет средств организации, собственником полученных результатов.

Реализацией товаров, работ или услуг организацией признается передача на возмездной основе (в том числе обмен товарами, работами или услугами) права собственности на товары, результатов выполненных работ одним лицом другому лицу, а в некоторых случаях даже передача собственности на безвозмездной основе (п. 1 ст. 39 НК РФ).

НК РФ регламентирует хозяйственные операции, которые не признаются реализацией. К ним, в частности, относятся:

- передача основных средств, нематериальных активов и/или иного имущества организации ее правопреемнику (правопреемникам) при реорганизации этой организации;
- передача имущества, если такая передача носит инвестиционный характер (в частности, вклады в уставный (складочный) капитал хозяйственных обществ и товариществ, вклады по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности));
- передача имущества в пределах первоначального взноса участнику хозяйственного общества или товарищества (его правопреемнику или наследнику) при выходе (выбытии) из хозяйственного общества или товарищества, а также при распределении имущества ликвидируемого хозяйственного общества или товарищества между его участниками;
- передача имущества в пределах первоначального взноса участнику договора простого товарищества (договора о совместной деятельности) или его правопреемнику в случае выдела его доли из имущества, находящегося в общей собственности участников договора, или разделов такого имущества;
- некоторые другие хозяйственные операции (п. 3 ст. 39 НК РФ).

Доходом от реализации для целей налогообложения признается выручка от реализации товаров (работ, услуг), выручка от реализации имущественных прав (п. 1 ст. 249 НК РФ).

К категории внереализационных доходов нефтегазодобывающих организаций, которые учитываются при расчете налогооблагаемой прибыли, относятся, в частности, доходы в виде:

- стоимости полученных материалов или иного имущества при демонтаже или разборке при ликвидации выводимых из эксплуатации основных средств;

- стоимости излишков товарно-материальных ценностей и прочего имущества, которые выявлены в результате инвентаризации;
- процентов, полученных по договорам займа, кредита, банковского счета, банковского вклада, а также по ценным бумагам и другим долговым обязательствам (особенности определения доходов банков в виде процентов устанавливаются статьей 290 НК РФ);
- сумм восстановленных резервов, расходы на формирование которых были приняты в составе расходов;
- безвозмездно полученного имущества (работ, услуг) или имущественных прав. При получении имущества (работ, услуг) безвозмездно оценка доходов осуществляется исходя из рыночных цен, но не ниже остаточной стоимости — по амортизируемому имуществу — и не ниже затрат на производство (приобретение) — по иному имуществу (выполненным работам, оказанным услугам);
- дохода, распределяемого в пользу налогоплательщика при его участии в простом товариществе;
- дохода прошлых лет, выявленного в отчетном (налоговом) периоде;
- другие доходы (ст. 250 НК РФ).

Наряду с этим НК РФ регламентирует состав доходов организаций, которые не учитываются при определении налоговой базы. С 2002 г. перечень таких доходов был уточнен и детализирован; сейчас он насчитывает 27 укрупненных позиций. В частности, к ним относятся следующие доходы в виде:

- имущества, имущественных прав, работ или услуг, которые получены от других лиц в порядке предварительной оплаты товаров (работ, услуг) налогоплательщиками, определяющими доходы и расходы по методу начисления;
- имущества, имущественных прав или неимущественных прав, имеющих денежную оценку, которые получены в виде взносов (вкладов) в уставный (складочный) капитал (фонд) организации и др. (ст. 251 НК РФ).

Не учитываются в качестве доходов при расчете налоговой базы целевые поступления, за исключением целевых поступлений в виде подакцизных товаров и подакцизного минерального сырья. При этом налогоплательщики — получатели указанных целевых

поступлений обязаны вести отдельный учет доходов (расходов), полученных (произведенных) в рамках целевых поступлений. К указанным целевым поступлениям относятся целевые поступления из бюджета бюджетополучателя и целевые поступления на содержание некоммерческих организаций и ведение ими уставной деятельности, поступившие безвозмездно от других организаций и/или физических лиц и использованные указанными получателями по назначению (п. 2 ст. 251 НК РФ).

6.3. Расходы: понятие, виды, структура

В целях определения налоговой базы по налогу на прибыль налогоплательщик уменьшает полученные доходы на сумму произведенных расходов.

Расходами признаются обоснованные и документально подтвержденные затраты (а в случаях, предусмотренных статьей 265 НК РФ, — убытки), осуществленные (понесенные) налогоплательщиком.

Под обоснованными расходами понимаются экономически оправданные затраты, оценка которых выражена в денежной форме.

Под документально подтвержденными расходами понимаются затраты, подтвержденные документами, оформленными в соответствии с законодательством Российской Федерации. Расходами признаются любые затраты при условии, что они произведены для осуществления деятельности, направленной на получение дохода (п. 1 ст. 252 НК РФ).

В Методических рекомендациях по применению главы 26 «Налог на добычу полезных ископаемых» НК РФ уточняется, что под такими затратами следует понимать затраты (расходы), обусловленные целями получения доходов, основанные на принципе рациональности и обусловленные обычаями делового оборота.

Как уже отмечалось, понятие «рациональность» также трудно признать четким и однозначным.

То же относится и к понятию обычая делового оборота. В ст. 5 ГК РФ «обычаем делового оборота признается сложившееся и широко применяемое в какой-либо области предприниматель-

ской деятельности правило поведения, не предусмотренное законодательством, независимо от того, зафиксировано ли оно в каком-либо документе. Обычаи делового оборота, противоречащие обязательным для участников соответствующего отношения положениям законодательства или договора, не применяются». Очевидно, и это понятие нельзя признать достаточно определенным.

На практике такая размытость понятий приводит к попыткам расширенного, не всегда оправданного толкования состава произведенных затрат и в конечном итоге ставит под вопрос правомерность принятия их к учету. Все эти проблемы решаются либо путем разработки отраслевых методических указаний, регламентирующих состав затрат с учетом специфики конкретной отрасли, либо путем издания отдельных инструктивных предписаний МНС России.

Расходы в зависимости от их характера, а также условий осуществления и направлений деятельности налогоплательщика подразделяются на расходы, связанные с производством и реализацией, и на внереализационные расходы.

НК РФ установил укрупненный общий перечень расходов, связанных с производством и реализацией, включающих в себя расходы:

- связанные с изготовлением (производством), хранением и доставкой товаров, выполнением работ, оказанием услуг, приобретением и/или реализацией товаров (работ, услуг, имущественных прав);
- на содержание и эксплуатацию, ремонт и техническое обслуживание основных средств и иного имущества, а также на поддержание их в исправном (актуальном) состоянии;
- на освоение природных ресурсов;
- на научные исследования и опытно-конструкторские разработки;
- на обязательное и добровольное страхование;
- прочие расходы, связанные с производством и/или реализацией.

В свою очередь все эти расходы подразделяются по элементам затрат:

- материальные расходы;
- расходы на оплату труда;
- суммы начисленной амортизации;

— прочие расходы (ст. 253 НК РФ).

На практике иногда достаточно трудно однозначно и четко установить адресность отнесения того или иного вида затрат. Группировка расходов осуществляется в первую очередь не с целью обеспечения полноты учета затрат, а с целью представить их в виде информации, пригодной и удобной для выполнения анализа. Поэтому НК РФ установил, что налогоплательщик вправе самостоятельно определить, к какой группе он отнесет те или иные расходы, если они с равным основанием могли бы быть отнесены одновременно к нескольким группам.

Для нефтегазодобывающих организаций специфичным видом затрат являются так называемые расходы на освоение природных ресурсов, которые в ряде случаев составляют существенную часть производственных затрат.

Технологической особенностью структуры производственных затрат в нефтегазодобыче является высокий удельный вес амортизационных отчислений.

Учитывая это, рассмотрим подробнее эти виды расходов.

6.4. Расходы на освоение природных ресурсов

6.4.1. Виды и структура расходов

НК РФ впервые выделил в налоговом учете затрат в качестве самостоятельной группы «расходы на освоение природных ресурсов».

Многие терминологические отраслевые словари, научные и учебные издания в области природоресурсного права и экономики природопользования определяют термином «освоение природных ресурсов» процесс, включающий в себя поиск и разведку месторождений, их обустройство и добычу полезных ископаемых. Иногда этот процесс ограничивается только обустройством и добычей [125, 146, 159].

Русские толковые словари (В.И. Даль и др.) определяют термин «освоение», «освоить» следующим образом: освоить — значит вполне овладеть чем-нибудь, ознакомившись с чем-нибудь, научившись пользоваться, сделав пригодным для употребления. Наиболее близким к такому толкованию является следующее определение понятия «освоение месторождений (минерально-

сырьевой базы, минерально-сырьевых ресурсов) — начальная стадия промышленного использования ранее выявленных запасов, естественно предшествующая периоду полномасштабного функционирования новых горнодобывающих предприятий» [155]. НК РФ придал этому термину существенно иное содержание. Специально оговорив, что предложенное определение дано только для целей расчета налога на прибыль организаций, НК РФ отнес к расходам на освоение природных ресурсов затраты, связанные с осуществлением трех видов работ:

- геологическое изучение недр;
- разведка полезных ископаемых;
- проведение работ подготовительного характера (п. 1 ст. 261).

Геологическое изучение недр представляет собой установленный Законом «О недрах» вид пользования недрами, включающий поиск и оценку месторождения полезных ископаемых (ст. 6). Положительным результатом этих работ может быть открытие месторождения, имеющего коммерческое значение, и, соответственно, переход к другому виду пользования недрами — разведке и добыче полезных ископаемых. Не исключен и отрицательный результат. Тогда работы прекращаются, а затраты списываются в установленном НК РФ порядке.

Разведка полезных ископаемых — вид работ, названный Законом «О недрах» в составе определения вида пользования недрами, логически следующего за удачным геологическим изучением недр, «разведкой и добычей». Самостоятельно разведка в указанном Законе не выделяется. НК РФ, по существу, как следует из текста целого ряда статей, не дает однозначного четкого решения. Более того, НК РФ вводит новые термины, которых нет в Законе «О недрах», — «доразведка» месторождения, опять-таки не определяя, что это за вид работ (п. 3 ст. 325 НК РФ), и «аудит запасов», очевидно, вместо термина «оценка», приведенного в Законе (п. 1 ст. 325). При этом не следует считать, что законодатель не ориентируется в видах пользования недрами, установленных Законом «О недрах». Так в п. 5 ст. 261 НК РФ при перечислении прав, которые получает пользователь недр, строго в соответствии с терминологией этого закона отдельно рассматриваются право на «геологическое изучение недр» и право на «разведку и добычу полезных ископаемых».

Вызывает сомнение целесообразность отнесения к расходам на освоение природных ресурсов затрат по так называемым работам подготовительного характера. Такие работы присущи всем видам работ, и в данном случае их выделение неоправданно. Тем более некоторые из них трудно классифицировать как подготовительные. Это относится к «расходам на возмещение комплексного ущерба, наносимого природным ресурсам землепользователями (очевидно, речь должна идти о недропользователях. — Авт.) в процессе *строительства и эксплуатации* объектов...» (п. 1 ст. 261 НК РФ).

Можно предположить, что одним из теоретических оснований для выделения при расчетах налога на прибыль организаций в самостоятельную группу расходов на освоение природных ресурсов являлось стремление объединить самые разнохарактерные затраты, осуществляемые в начальный период, и установить для них определенный порядок списания — амортизации. В целом эта задача решена.

Саму идею выделения в налоговом учете определенной группы затрат, характеризующей определенный этап работ по освоению ресурсов недр, следует признать очень удачной. Она продуктивна как с точки зрения учета и контроля расходов, так и с точки зрения получения информации для оценки качества и эффективности работ. Однако все это имело бы смысл, если бы в качестве таких этапов законодатель, как это обычно делалось при советской власти, построил учет применительно к технологическим переделам, каковыми в данном случае являются соответствующие виды пользования недрами. По каким-то другим мотивам законодатель пошел по другому пути, достаточно произвольно относя к составу расходов на освоение природных ресурсов затраты, не имеющие к ним прямого отношения. Вместе с тем некоторые виды расходов, осуществляемых в связи с освоением природных ресурсов, в частности с выполнением работ, связанных с ликвидацией месторождений, учитываются в составе статьи «Внереализационные расходы» (ст. 265 НК РФ).

НК РФ приводит открытый перечень затрат, которые следует относить к расходам на освоение природных ресурсов. Все они объединены в три группы:

- расходы на поиск и оценку месторождений полезных ископаемых (включая аудит запасов), разведку полезных иско-

- паемых и/или гидрогеологические изыскания, осуществляемые на участке недр в соответствии с полученными в установленном порядке лицензиями или иными разрешениями уполномоченных органов, а также расходы на приобретение необходимой геологической и иной информации у третьих лиц, в том числе в государственных органах;
- расходы на подготовку территории к ведению горных, строительных и других работ в соответствии с установленными требованиями к безопасности, охране земель, недр и других природных ресурсов и окружающей среды, в том числе на устройство временных подъездных путей и дорог для вывоза добываемых горных пород, полезных ископаемых и отходов, подготовку площадок для строительства соответствующих сооружений, хранения плодородного слоя почвы, предназначенного для последующей рекультивации земель, хранения добываемых горных пород, полезных ископаемых и отходов;
 - расходы на возмещение комплексного ущерба, наносимого природным ресурсам землепользователями в процессе строительства и эксплуатации объектов, а также на возмещение потерь сельскохозяйственного производства при изъятии земель для нужд, не связанных с сельскохозяйственным производством, при уничтожении, порче оленьих пастбищ. К этим расходам также относятся компенсации, предусмотренные договорами (соглашениями) с органами местного самоуправления и/или родовыми, семейными общинами коренных малочисленных народов, заключенными такими землепользователями (п. 1 ст. 261 НК РФ).

Для целей налогообложения расходы первой группы включаются в состав расходов равномерно в течение 12 месяцев, а расходы второй и третьей групп — равномерно в течение пяти лет, но не более срока эксплуатации (п. 2 ст. 261).

В самостоятельную группу в аналитических регистрах налогового учета должны объединяться расходы, связанные с приобретением права пользования недрами. Соответствующие записи должны отражаться с момента принятия налогоплательщиком — потенциальным недропользователем решения о приобретении лицензии на право пользования недрами.

При этом расходы, связанные с приобретением каждой конкретной лицензии, должны учитываться отдельно.

«К расходам, осуществляемым в целях приобретения лицензии, в частности, относятся:

- расходы, связанные с предварительной оценкой месторождения;
- расходы, связанные с проведением аудита запасов месторождения;
- расходы на разработку технико-экономического обоснования (иных аналогичных работ), проекта освоения месторождения;
- расходы на приобретение геологической и иной информации;
- расходы на оплату участия в конкурсе.

Если по результатам конкурса налогоплательщик получает право пользования недрами (получает лицензию и заключает лицензионное соглашение), то расходы, осуществленные налогоплательщиком и связанные с процедурой участия в конкурсе, формируют стоимость лицензионного соглашения (лицензии), которая учитывается налогоплательщиком в составе нематериальных активов» (п. 1 ст. 325 НК РФ).

В соответствии с нормами горного права участки недр предоставляются только в пользование. Поэтому термины «приобретение лицензий», «стоимость лицензионного соглашения» и др. нельзя признать удачными.

НК РФ, очевидно, не преследовал цели дать оригинальную правовую трактовку процедуры получения права пользования недрами и статуса лицензии и лицензионного договора. Они четко установлены в Законе «О недрах», а также охарактеризованы в комментариях к Закону [113] и учебнике по горному праву [133]. Поэтому без комментария приведем некоторые уточнения, которые следовало бы внести в текст НК РФ.

Право пользования недрами может быть получено по различным основаниям. Закон «О недрах» помимо конкурса приводит 14 таких оснований (ст. 10.1). Поэтому в НК РФ достаточно было указать на то, что «право пользования недрами получено в соответствии с действующим законодательством».

Законодательством о недрах предусмотрены различные процедуры получения права пользования недрами. В частности, оно

может быть получено по результатам конкурса или аукциона или по другим основаниям и «оформлено специальным государственным разрешением в виде лицензии» (ст. 11 Закона «О недрах») либо «на основании соглашения, заключенного в соответствии с законом» (п. 1 ст. 4 Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции»). В этом случае опять-таки в НК РФ целесообразно просто сделать ссылку на действующее законодательство.

Законодательством о недрах [31, 38] предусмотрены различные договорные формы пользования недрами. Они могут предусматривать так называемое лицензионное соглашение, которое является неотъемлемой частью лицензии на право пользования недрами, соглашение о разделе продукции и др. Никакого «заключения» лицензионного соглашения законодательством о недрах не предусмотрено.

Нельзя признать удачной формулировку примерного перечня расходов на так называемое приобретение лицензии.

Для того чтобы избежать ошибочных формулировок, которые неизбежны при попытке даже относительно кратко изложить содержание сложных организационно-правовых положений, целесообразно определить всю группу рассматриваемых затрат как «расходы, связанные с приобретением права пользования недрами». В этом случае логичным и обоснованным становится положение НК РФ об учете этих затрат налогоплательщиком в составе нематериальных активов.

Если налогоплательщик в результате конкурса или иных процедур не получает права пользования недрами, то расходы, осуществленные налогоплательщиком и связанные с участием в конкурсе, включаются в состав прочих расходов равномерно в течение пяти лет. В случае если после осуществления предварительных расходов, направленных на приобретение права пользования недрами (лицензии), налогоплательщик принимает решение об отказе от участия в конкурсе либо о нецелесообразности приобретения лицензии, указанные расходы также включаются в состав прочих расходов равномерно в течение пяти лет.

В аналогичном порядке учитываются расходы, осуществленные в целях приобретения лицензий на право пользования недрами, в случае если указанные лицензии выдаются налогоплательщикам без проведения конкурсов (п. 1 ст. 325 НК РФ).

6.4.2. Рыночная цена работ по освоению нефтегазовых месторождений

В целях установления контроля за формированием налогооблагаемой базы Правительством РФ были утверждены в 2002 г. специальные Правила [84], которые определяли порядок установления предельной границы колебаний рыночной цены работ (услуг) по освоению, в частности, нефтегазовых ресурсов, связанных с геологическим изучением недр, разведкой полезных ископаемых, проведением работ подготовительного характера.

Выделение разведочных работ и неких обобщенных, не привязанных к лицензируемым видам пользования недрами «работ подготовительного характера», нарушает порядок учета расходов по видам пользования недрами, создает возможность различного подхода к отнесению тех или иных конкретных видов работ (услуг) к регламентируемым.

Указанными Правилами установлено, что предельная граница колебаний рыночной цены работ (услуг) по освоению природных ресурсов не должна превышать 20% рыночной цены работ (услуг), определяемой по отдельным видам природных ресурсов с соблюдением общих принципов, установленных НК РФ (ст. 40).

Установление предельной границы колебаний рыночной цены геологической информации, приобретаемой у третьих лиц, в том числе в государственных органах, и работ (услуг) по поиску и оценке месторождений полезных ископаемых (включая аудит запасов), разведке полезных ископаемых и гидрогеологическим изысканиям, а также определение регионов Российской Федерации, в которых она действует, осуществляются МПР России.

Установление предельной границы колебаний рыночной цены работ (услуг) по подготовке территории к ведению горных, строительных и других работ, в том числе по устройству временных подъездных путей и дорог для вывоза добываемых горных пород, полезных ископаемых и отходов, подготовке площадок для строительства соответствующих сооружений, хранения плодородного слоя почвы, предназначенного для последующей рекультивации земель, хранения добываемых горных пород, полезных ископаемых и отходов, а также предельной границы колебаний рыночной цены приобретаемой у третьих лиц геологической информации, необходимой для проведения перечисленных работ, и определение регионов Российской Федерации, в которых она действует,

применительно к освоению месторождений углеводородов осуществляется Минэнерго России.

При установлении предельной границы колебаний рыночной цены работ (услуг) по освоению природных ресурсов и определении регионов Российской Федерации, в которых она действует, федеральные органы исполнительной власти используют результаты собственных наблюдений за уровнем и колебаниями рыночной цены указанных работ (услуг), а также статистические данные Госкомстата России.

Сведения об установлении предельной границы колебаний рыночной цены работ (услуг) по освоению природных ресурсов и о регионах Российской Федерации, в которых она действует, в трехдневный срок с момента ее установления направляются федеральными органами исполнительной власти в МПР России.

До установления предельной границы колебаний рыночной цены работ (услуг) по освоению природных ресурсов применяется норматив колебаний этой цены в размере 20% рыночной цены соответствующих работ (услуг).

6.4.3. Порядок учета расходов

МНС России рекомендует относить к расходам на освоение полезных ископаемых только расходы пользователя недр на *самостоятельное* осуществление указанных видов деятельности, т.е. поиска и разведки. Термин «самостоятельно» можно толковать как выполнение организацией работ либо собственными силами, либо за счет собственных источников финансирования. Реально работы по геологическому изучению и разведке осуществляются нефтегазодобывающими организациями подрядным способом и финансируются в основном за счет собственных источников, хотя в ряде случаев ограниченно могут использоваться и бюджетные средства. Смысл введенного ограничения следовало бы разъяснить.

Методические рекомендации по применению главы 25 «Налог на прибыль организаций» части второй НК РФ, утвержденные приказом МНС России от 20.12.2002 г. № БК-3-02/729, определяют, что «к расходам на приобретение необходимой геологической и иной информации у третьих лиц, в том числе в государственных органах, относятся затраты, предусмотренные Законом “О недрах”, в частности статьей 27». Строго говоря, в Законе

«О недрах» ничего не говорится о расходах на приобретение информации у третьих лиц. Он лишь констатирует, что «информация о геологическом строении недр, находящихся в них полезных ископаемых, об условиях разработки, а также иных качествах и особенностях недр, содержащихся в геологических отчетах, картах и иных материалах, *может* находиться в государственной собственности или в собственности пользователя недр». Критерием является источник финансирования расходов на эти цели: государственные средства или собственные средства пользователя недр.

Названные Методические рекомендации предписывают принимать для целей налогообложения расходы, целесообразность которых обоснована требованиями законодательства о недрах и об охране окружающей среды. Это, в частности, касается расходов, осуществляемых в целях выполнения положений ст. 24 «Основные требования по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами» Закона «О недрах».

К расходам по охране земель, недр и других природных ресурсов и окружающей среды, осуществляемых при освоении природных ресурсов, а также к расходам на возмещение комплексного ущерба, наносимого природным ресурсам, предписано относить затраты, связанные с выполнением требований, установленных Федеральным законом «Об охране окружающей среды» [78] и статьей 50 Закона «О недрах».

Очевидно, что при выполнении перечисленных требований в деятельности организации могут возникать расходы, учитываемые практически на всех счетах учета производственных затрат, а также на счетах учета расчетов (в части оплаты услуг специализированных организаций).

Важным требованием, которое выдвигает МНС России, является условие, в соответствии с которым расходы на освоение природных ресурсов принимаются для расчета налога на прибыль только при наличии у организации лицензии на пользование недрами, предусмотренной статьей 11 Закона «О недрах».

НК РФ установлено, что расходы на освоение природных ресурсов, осуществленные после введения в действие главы 25, т.е. с 1 января 2002 г., подлежат включению в состав прочих расходов, если источником их финансирования не являются средства бюджета и/или средства государственных внебюджетных фондов.

При осуществлении расходов на освоение природных ресурсов, относящихся к нескольким участкам недр, указанные расходы учитываются отдельно по каждому участку недр в доле, определяемой налогоплательщиком в соответствии с принятой им учетной политикой для целей налогообложения. При этом следует иметь в виду, что при раздельном учете расходов по каждому отдельному участку недр границы указанного участка должны быть установлены в соответствии со ст. 7 «Участки недр, предоставленные в пользование» Закона «О недрах».

Если расходы на освоение природных ресурсов по соответствующему участку недр не дали результата, указанные расходы признаются безрезультатными для целей налогообложения с 1-го числа месяца, следующего за месяцем, в котором налогоплательщик уведомил федеральный орган управления государственным фондом недр и его территориальное подразделение о прекращении дальнейших геолого-поисковых, геолого-разведочных и иных работ на этом участке в связи с их бесперспективностью. При этом следует учитывать, что в соответствии с Положением о МПР России, утвержденным постановлением Правительства РФ от 25.09.2000 г. № 726, МПР России является федеральным органом управления государственным фондом недр. Названное министерство осуществляет возложенные на него полномочия как непосредственно, так и через свои территориальные органы.

Безрезультатными признаются геолого-поисковые, геолого-разведочные и иные работы, по результатам которых налогоплательщик принял решение о прекращении дальнейших работ на соответствующей части участка недр в связи с бесперспективностью выявления запасов полезных ископаемых либо в связи с невозможностью или нецелесообразностью строительства и/или эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

Этот порядок применяется к расходам на освоение природных ресурсов, относящимся к части территории (акватории), предусмотренной соответствующей лицензией. При этом налогоплательщик должен вести раздельный учет таких расходов по соответствующей части территории (акватории).

Указанные расходы включаются в состав прочих расходов (п. 3 ст. 261 НК РФ).

Приведенный выше порядок признания расходов на освоение природных ресурсов для целей налогообложения применяется также к расходам на строительство (бурение) разведочной скважины на месторождениях нефти и газа, которая оказалась непродуктивной, проведение комплекса геологических работ и испытаний с использованием этой скважины, а также на последующую ликвидацию такой скважины. Такой порядок применяется налогоплательщиком независимо от продолжения или прекращения дальнейших работ на соответствующем участке недр после ликвидации непродуктивной скважины при условии раздельного учета расходов по этой скважине. Расходы по непродуктивной скважине признаются для целей налогообложения равномерно в течение 12 месяцев с 1-го числа месяца, следующего за месяцем, в котором эта скважина была ликвидирована в установленном порядке как выполнившая свое назначение.

Решение о признании соответствующей скважины непродуктивной принимается налогоплательщиком один раз и в дальнейшем изменению не подлежит. При этом налогоплательщик уведомляет налоговый орган по месту своего учета о решении, принятом в отношении каждой скважины, не позднее установленного главой 25 НК РФ предельного срока представления налоговой декларации за отчетный (налоговый) период, в котором он фактически включил расходы (часть таких расходов) по скважине в состав прочих расходов (п. 4 ст. 261 НК РФ).

Следует учитывать, что не признаются для целей налогообложения расходы по ликвидации горных выработок, а также по консервации горных выработок и буровых скважин.

Расходы по ликвидации буровых скважин признаются в случае приведения их в соответствие с требованиями по ликвидации и консервации подобных объектов, содержащихся в ст. 26 «Ликвидация и консервация предприятий по добыче полезных ископаемых и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых» Закона «О недрах».

Не включаются в состав расходов для целей налогообложения расходы на безрезультатные работы по освоению природных ресурсов, если в течение пяти лет до момента предоставления налогоплательщику прав на геологическое изучение недр, разведку и добычу полезных ископаемых или иное пользование участком недр на этом участке уже осуществлялись аналогичные работы.

Данное положение не применяется, если указанные работы проводились на основе принципиально иной технологии и/или в отношении других полезных ископаемых (п. 5 ст. 261 НК РФ).

Информация о виде проведенных безрезультатных работ по освоению природных ресурсов должна быть подтверждена МПР России.

Расходы на приобретение работ (услуг), геологической и иной информации у третьих лиц, в том числе у государственных органов, а также расходы на самостоятельное проведение работ по освоению природных ресурсов принимаются для целей налогообложения в сумме фактических затрат (п. 6 ст. 261 НК РФ).

Необходимо отметить, что расходы на освоение природных ресурсов должны отражаться в аналитических регистрах налогового учета отдельно по каждому участку недр (месторождению) или участку территории (акватории), указанному в лицензии на право пользования недрами.

В зависимости от характера и целевой направленности расходов они могут группироваться как:

- общие расходы по осваиваемому участку (месторождению) в целом (расходы на поиск и оценку месторождений полезных ископаемых, включая аудит запасов, разведку полезных ископаемых, гидрогеологические изыскания, осуществляемые на участке недр в соответствии с предоставленными в установленном порядке лицензиями (разрешениями), а также расходы на приобретение необходимой геологической и иной информации у третьих лиц, в том числе государственных органов);
- расходы, относящиеся к отдельным частям территории разрабатываемого участка (расходы на подготовку территории к ведению горных, строительных и других работ в соответствии с установленными требованиями к безопасности, охране земель, недр и других природных ресурсов; прочие расходы, связанные с освоением части территории участка);
- расходы, относящиеся к конкретному объекту, создаваемому в процессе освоения участка (расходы, непосредственно связанные со строительством сооружений, которые в дальнейшем на основании решения налогоплательщика могут быть признаны постоянно эксплуатируемыми объектами основных средств).

Сумма общих расходов должна учитываться по каждой части территории осваиваемого участка (месторождения) в доле, определяемой исходя из отношения суммы расходов, относящихся к отдельным частям территории осваиваемого участка, к общей сумме расходов, осуществленных по освоению данного участка (месторождения) (п. 2 ст. 325 НК РФ).

При проведении работ по геологическому изучению недр и разведке месторождений сумма осуществленных налогоплательщиком расходов определяется на основании актов выполненных работ по договорам с подрядчиками, а также на основании сумм фактически осуществленных налогоплательщиком затрат, относимых к расходам на освоение природных ресурсов в соответствии с положениями ст. 325 НК РФ.

Налоговый учет указанных расходов должен быть организован по каждой лицензии и каждому объекту, связанному с освоением природных ресурсов.

НК РФ установил, что текущие расходы на содержание объектов, связанных с освоением природных ресурсов (в том числе расходы на оплату труда, расходы, связанные с содержанием и эксплуатацией временных сооружений, и иные подобные расходы), а также расходы на доразведку месторождения или его участков, находящихся в пределах горного или земельного отвода организации, должны включаться в полной сумме в состав расходов того отчетного (налогового) периода, в котором они произведены.

Такой порядок учета относится к расходам, осуществляемым в процессе геологического изучения недр и разведки месторождений, включая расходы по работам, которые признаны безрезультатными, бесперспективными либо продолжение которых признано нецелесообразным (п. 3 ст. 325 НК РФ).

6.5. Амортизационные отчисления

Амортизируемым имуществом для целей налогообложения признаются имущество, результаты интеллектуальной деятельности и иные объекты интеллектуальной собственности, которые находятся у налогоплательщика на праве собственности, используются им для извлечения дохода и стоимость которых погашается путем начисления амортизации. Амортизируемым имуществом

признается имущество со сроком полезного использования более 12 месяцев и первоначальной стоимостью более 10 тыс. руб.

Амортизируемое имущество, полученное унитарным предприятием от собственника имущества унитарного предприятия в оперативное управление или хозяйственное ведение, подлежит амортизации у данного унитарного предприятия в общем порядке.

Не подлежат амортизации земля и иные объекты природопользования (вода, недра и другие природные ресурсы), а также материально-производственные запасы, товары, объекты незавершенного капитального строительства, ценные бумаги, финансовые инструменты срочных сделок (в том числе форвардные, фьючерсные контракты, опционные контракты) (ст. 256 НК РФ).

НК РФ устанавливает достаточно широкий круг амортизируемого имущества, которое по тем или иным мотивам не подлежит амортизации. Применительно к нефтегазодобыче к нему, в частности, относятся:

- имущество бюджетных организаций;
- имущество, приобретенное (созданное) с использованием бюджетных средств целевого финансирования. Указанная норма не применяется в отношении имущества, полученного налогоплательщиком при приватизации;
- объекты внешнего благоустройства (объекты лесного хозяйства, объекты дорожного хозяйства, сооружение которых осуществлялось с привлечением источников бюджетного или иного аналогичного целевого финансирования, специализированные сооружения судоходной обстановки) и другие аналогичные объекты;
- имущество, полученное (созданное) за счет средств целевого финансирования, и др. (п. 2 ст. 256).

Из состава амортизируемого имущества исключаются основные средства:

- переведенные по решению руководства организации на консервацию продолжительностью свыше трех месяцев;
- находящиеся по решению руководства организации на реконструкции и модернизации продолжительностью свыше 12 месяцев.

При расконсервации объекта основных средств амортизация по нему начисляется в порядке, действовавшем до момента его консервации, а срок полезного использования продлевается на

период нахождения объекта основных средств на консервации (п. 1 ст. 257 НК РФ).

Под основными средствами в НК РФ понимается часть имущества, используемого в качестве средств труда для производства и реализации товаров (выполнения работ, оказания услуг) или для управления организацией.

Первоначальная стоимость основного средства определяется как сумма расходов на его приобретение (а в случае если основное средство получено налогоплательщиком безвозмездно, — как сумма, в которую оценено такое имущество), сооружение, изготовление, доставку и доведение до состояния, в котором оно пригодно для использования, за исключением сумм налогов, подлежащих вычету или учитываемых в составе расходов в соответствии с НК РФ.

Первоначальной стоимостью имущества, являющегося предметом лизинга, признается сумма расходов лизингодателя на его приобретение, сооружение, доставку, изготовление и доведение до состояния, в котором оно пригодно для использования, за исключением сумм налогов, подлежащих вычету или учитываемых в составе расходов.

Восстановительная стоимость амортизируемых основных средств, приобретенных (созданных) до 1 января 2002 г., определяется как их первоначальная стоимость с учетом проведенных до этого срока переоценок (п. 1 ст. 257 НК РФ).

Остаточная стоимость основных средств, введенных в эксплуатацию до 1 января 2002 г., определяется как разница между восстановительной стоимостью таких основных средств и суммой, начисленной за период эксплуатации амортизации (с учетом переоценки этой суммы). Остаточная стоимость основных средств, введенных в эксплуатацию после 2002 г., определяется как разница между их первоначальной (восстановительной) стоимостью и суммой, начисленной за период эксплуатации амортизации.

При использовании налогоплательщиком объектов основных средств собственного производства первоначальная стоимость таких объектов определяется как стоимость готовой продукции, увеличенная на сумму соответствующих акцизов для основных средств, являющихся подакцизными товарами.

Первоначальная стоимость основных средств изменяется в случаях достройки, дооборудования, реконструкции, модерниза-

ции, технического перевооружения, частичной ликвидации соответствующих объектов и по иным аналогичным основаниям.

К работам по достройке, дооборудованию, модернизации относятся работы, вызванные изменением технологического или служебного назначения оборудования, здания, сооружения или иного объекта амортизируемых основных средств, повышенными нагрузками и/или другими новыми качествами.

К реконструкции относится переустройство существующих объектов основных средств, связанное с совершенствованием производства и повышением его технико-экономических показателей и осуществляемое по проекту реконструкции основных средств в целях увеличения производственных мощностей, улучшения качества и изменения номенклатуры продукции.

К техническому перевооружению относится комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств или их отдельных частей на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным (п. 2 ст. 257 НК РФ).

Нематериальными активами признаются приобретенные и/или созданные налогоплательщиком результаты интеллектуальной деятельности и иные объекты интеллектуальной собственности (исключительные права на них), используемые в производстве продукции (выполнении работ, оказании услуг) или для управленческих нужд организации в течение длительного времени (продолжительностью свыше 12 месяцев).

К нематериальным активам, в частности, относятся:

- исключительное право патентообладателя на изобретение, промышленный образец, полезную модель;
- исключительное право автора и иного правообладателя на использование программы для ЭВМ, базы данных;
- исключительное право на товарный знак;
- владение ноу-хау, секретной формулой или процессом, информацией в отношении промышленного, коммерческого или научного опыта и др.

Первоначальная стоимость амортизируемых нематериальных активов определяется как сумма расходов на их приобретение (создание) и доведение их до состояния, в котором они пригодны

для использования, за исключением сумм налогов, учитываемых в составе расходов в соответствии с НК РФ (п. 3 ст. 257 НК РФ).

Для целей амортизации основные средства (имущество) объединяются в амортизационные группы (п. 2 ст. 258 НК РФ) (см. табл. 10).

Таблица 10

Группы амортизируемого имущества

Группа	Срок полезного использования имущества
I	все недолговечное от 1 до 2 лет включительно
II	свыше 2 до 3 лет включительно
III	свыше 3 до 5 лет включительно
IV	свыше 5 до 7 лет включительно
V	свыше 7 до 10 лет включительно
VI	свыше 10 до 15 лет включительно
VII	свыше 15 до 20 лет включительно
VIII	свыше 20 до 25 лет включительно
IX	свыше 25 до 30 лет включительно
X	свыше 30 лет

Амортизируемое имущество распределяется по амортизационным группам в соответствии со сроками его полезного использования. Сроком полезного использования признается период, в течение которого объект основных средств или объект нематериальных активов служит для выполнения целей деятельности налогоплательщика. Срок полезного использования определяется налогоплательщиком самостоятельно на дату ввода в эксплуатацию данного объекта амортизируемого имущества в соответствии с положениями ст. 258 НК РФ и с учетом классификации основных средств, утверждаемой Правительством РФ.

Налогоплательщик вправе увеличить срок полезного использования основных средств объекта после даты ввода его в эксплуатацию, в случае если после реконструкции, модернизации или технического перевооружения такого объекта произошло увеличение срока его полезного использования. При этом увеличение срока полезного использования основных средств может быть осуществлено в пределах сроков, установленных для той аморти-

зационной группы, в которую ранее было включено такое основное средство (п. 1 ст. 258 НК РФ).

Для тех видов основных средств, которые не указаны в амортизационных группах, срок полезного использования устанавливается налогоплательщиком в соответствии с техническими условиями или рекомендациями организаций-изготовителей (п. 5 ст. 258).

В составе каждой группы имущество подразделяется на девять групп в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК013-94, утвержденным постановлением Госстандарта РФ от 26.12.1994 г. № 359 (в данном случае налоговое законодательство отождествляет понятия «основные средства», «основные фонды» и «имущество»):

1. Здания.
2. Сооружения и передаточные устройства.
3. Жилища.
4. Машины и оборудование.
5. Средства транспорта.
6. Инвентарь производственный и хозяйственный.
7. Скот рабочий.
8. Насаждения многолетние.
9. Основные средства, не включенные в другие группы.

Действующая классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы (далее — Классификация), была введена с начала 2001 г. [68]. При этом она рекомендована не только для целей налогообложения, но и для целей бухгалтерского учета.

Наиболее характерные и специфические виды основных средств нефтегазодобывающей промышленности распределяются Классификацией по группам следующим образом (сохранена терминология Классификации):

1 группа

(от 1 до 2 лет)

- Замки и соединительные концы к бурильным трубам; элементы компоновки низа бурильной колонны; замки для электробура; замки буровые специальные.
- Двигатели забойные и инструмент породоразрушающий (для нефтяных скважин) (турбобуры, буры, турбодолота, долота, отклонители, электробуры, расширители, калибра-

торы и пр.). Оборудование для различных способов добычи нефти и пр.

- Ключи; инструмент ловильный для ликвидации аварий при бурении; инструмент и приспособления для зарезки вторых стволов; инструмент буровой (кроме породоразрушающего); инструмент для свинчивания-развинчивания и удержания на весу насосно-компрессорных труб и штанг при ремонте эксплуатационных скважин; инструмент для нефтепромыслового и геолого-разведочного оборудования, пр.

III группа

(св. 3 до 5 лет)

- Оборудование буровое нефтепромысловое и геолого-разведочное.

IV группа

(св. 5 до 7 лет)

- Установки буровые для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения.
- Оборудование наземное для освоения и ремонта скважин.
- Оборудование для спускоподъемных работ в эксплуатационных скважинах (кроме подъемного передвижного оборудования).
- Оборудование для сбора, учета, первичной обработки и транспортировки нефти на промыслах.

V группа

(св. 7 до 10 лет)

- Сооружения для поддержания пластового давления.
- Скважины разведочные.
- Сеть нефтегазопроводная.
- Газопровод.
- Скважина газовая для разведочного бурения.

VI группа

(св. 10 до 15 лет)

- Скважина нефтяная эксплуатационная.
- Скважина газовая для эксплуатационного бурения.
- Сооружения по охране окружающей среды и рациональному природопользованию.
- Станки-качалки.
- Нефтемусоросборщики морские.

VII группа

(св. 20 до 25 лет)

— Суда буровые морские.

VIII группа

(св. 20 до 25 лет)

— Газопровод магистральный.

— Скважина водозаборная.

— Отвод от магистрального трубопровода.

Рассмотренная Классификация по существу представляет собой общероссийские нормы амортизации основных средств, обязательные для применения при налогообложении.

Однако в отношении основных средств, включенных с III по IX амортизационную группу, не указан конкретный срок полезного использования. При этом во всех остальных группах налогоплательщик вправе выбрать в установленном диапазоне любое значение.

Важная роль, которая отводится Классификации, предъявляет к ее содержанию очень высокие требования. Вместе с тем рассмотрение приведенного выше перечня конкретных видов основных средств, специфических для нефтегазодобывающей промышленности, позволяет выявить целый ряд недостатков этого документа. Классификация содержит не только неточности редакционного характера, но, главное, в ней отсутствует целый ряд важнейших видов основных средств. Приведем лишь наиболее яркие примеры.

Упомянуты «скважина газовая для разведочного бурения» (V группа) и «скважина газовая для эксплуатационного бурения» (VI группа). Совершенно ясно, что речь идет о разведочных и эксплуатационных скважинах, добывающих газ. Даже специалисту ясно, что «для разведочного и эксплуатационного бурения» «скважина газовая» не нужна.

В составе V группы выделяются «сеть нефтегазосборная» и «газопровод», а в VIII группе — «газопровод магистральный» и «отвод от магистрального трубопровода».

Добытые нефть и газ от скважины транспортируются в пределах месторождения (промысла) по «нефтегазосборной сети», или — в соответствии с отраслевой научной терминологией — «внутрипромысловым трубопроводам». Это могут быть и нефте-

проводы, и газопроводы. К потребителю нефть и газ направляются по так называемым магистральным трубопроводам. Важно отметить, что транспортировка нефти и газа на месторождении и транспортировка по магистральным трубопроводам не только обособлены организационно, но их функционирование регулируется различными законами и нормативными правовыми актами. Помимо упомянутого «газопровода магистрального», очевидно, есть магистральный нефтепровод и даже нефтепродуктопровод. И тех и других десятки тысяч километров. Упомянута разведочная газовая скважина, но «забыли» о нефтяной. Все это из категории редакционных неточностей. Есть пример непонимания экономического содержания характера использования основных средств в нефтегазодобыче. Речь идет о скважинах.

При советской власти, когда все работы по нефтегазодобыче вело государство, финансирование строительства скважин осуществлялось в зависимости от сложности бурения. На новых неизученных территориях бурили поисковые скважины. Их финансировали «по факту». Сколько истратили — столько получали денег. На разведочные скважины выделялось денег меньше. И уже по строгим нормативам вели бурение эксплуатационных скважин на открытых и обустроенных месторождениях. Деление скважин на категории имело смысл не только для целей методики геологического изучения, но главное — для финансирования работ. Пробуренные скважины либо ликвидировались, если оказывались «сухими», либо использовались как добычные. Соответственно в составе основных фондов фигурировали только скважины, дающие продукцию. Были они до этого поисковыми, разведочными или какими-либо другими, роли не играло. Поэтому в действовавших тогда нормах амортизации скважины делились не по целям бурения (поисковые, разведочные, эксплуатационные), а по видам продукции — нефтяные и газовые. Для первых был установлен срок амортизации 15 лет, для вторых — 12 лет [140]. Таким образом, выделение «скважины газовой для разведочного бурения» вообще не нужно.

В ранее действовавших нормах амортизации для магистральных трубопроводов был установлен срок амортизации 35 лет, для газопроводов — 40 лет.

Понятие «срок службы» и «срок полезного использования» по существу совпадают. Почему в настоящее время он сократился

более чем в 1,5 раза — с 30–40 до 20–25 лет, можно объяснить лишь стремлением легально ускорить процесс амортизации. Однако для этого есть иные методы — так называемые методы ускоренной амортизации. Подмена их искусственным сокращением срока полезного использования приводит к искажению смысла экономического содержания понятия «полезное использование».

В целях более полного учета особенностей нефтегазодобывающего производства необходимо внести в Классификацию ряд уточнений. В первую очередь это касается отражения в учете всех скважин. Всех их, включая как добывающие нефть и газ, так и различные вспомогательные скважины (вспомогательные, наблюдательные и др.), целесообразно объединить в одну позицию — скважины глубокие на нефтяных и газовых месторождениях, сохранив их в VI амортизационной группе (от 10 до 15 лет). Отдельно необходимо выделить позицию «магистральные трубопроводы» для перекачки нефти, газа и нефтепродуктов, включив их в IX амортизационную группу (от 25 до 30 лет).

НК РФ, регламентируя методы и порядок расчета сумм амортизации, предоставляет налогоплательщику по сравнению с ранее действовавшим режимом значительно большую свободу действий.

Налогоплательщики вправе начислять амортизацию одним из следующих методов:

- линейным методом;
- нелинейным методом.

Налогоплательщик вправе применять линейный метод начисления амортизации к зданиям, сооружениям, передаточным устройствам, входящим в VIII–X амортизационные группы, независимо от сроков ввода в эксплуатацию этих объектов.

К остальным основным средствам он вправе применять один из указанных методов.

Выбранный налогоплательщиком метод начисления амортизации не может быть изменен в течение всего периода начисления амортизации по объекту амортизируемого имущества.

Начисление амортизации в отношении объекта амортизируемого имущества осуществляется в соответствии с нормой амортизации, определенной для данного объекта исходя из срока его полезного использования (п. 1–3 ст. 259 НК РФ).

В отношении амортизируемых основных средств, используемых для работы в условиях агрессивной среды и/или повышен-

ной сменности, к основной норме амортизации налогоплательщик вправе применять специальный коэффициент, но не выше 2. Данное положение может активно использоваться при амортизации большинства объектов нефтегазодобывающих организаций.

Однако указанное положение не распространяется на основные средства, относящиеся к I, II и III амортизационным группам, в случае если амортизация по данным основным средствам начисляется нелинейным методом (п. 7 ст. 259).

НК РФ содержит другие положения, позволяющие осуществлять в соответствующих случаях ускоренную амортизацию основных средств в целях повышения эффективности инвестиционного процесса.

6.6. Прочие расходы на производство и реализацию

Как отмечалось выше, часть «расходов на освоение природных ресурсов» учитывается в составе так называемых прочих расходов, связанных с производством и реализацией (подпункт 12 п. 1 ст. 264 НК РФ). В ст. 264 НК РФ по сравнению с ранее действовавшим законодательством состав «прочих расходов», учитываемых в себестоимости продукции (работ, услуг) и уменьшающих налоговую базу при расчете налога на прибыль, значительно расширен и детализирован. Кроме того, изменены предельные размеры так называемых нормируемых расходов. Всего в ст. 264 перечислено 47 видов «прочих расходов». Основная их часть является типичной для любых организаций, в том числе и нефтегазодобывающих. Однако ряд расходов носит специфический характер, обусловленный особенностями недропользования. К ним относятся в первую очередь уже перечисленные выше виды «расходов на освоение природных ресурсов», осуществленные после введения в действие с 1 января 2002 г. главы 25 НК РФ, если источником их финансирования не являются средства бюджета и/или средства государственных внебюджетных фондов.

Специфическим видом расходов, характерным для многих нефтегазодобывающих организаций, особенно ведущих работы в неосвоенных, новых труднодоступных регионах, являются расходы на доставку от места жительства (сбора) до места работы и обратно работников, занятых в организациях, которые осуществляют

свою деятельность вахтовым способом или в полевых (экспедиционных) условиях. Указанные расходы для целей налогообложения признаются в пределах нормативов на содержание аналогичных объектов и служб, утвержденных органами местного самоуправления по месту деятельности налогоплательщика. Если такие нормативы органами местного самоуправления не утверждены, налогоплательщик вправе применять порядок определения расходов на содержание этих объектов, действующий для аналогичных объектов, находящихся на данной территории и подведомственных указанным органам.

6.7. Внереализационные расходы

В состав внереализационных расходов, входящих в категорию расходов, уменьшающих налогооблагаемую базу, включаются обоснованные затраты на осуществление деятельности, непосредственно не связанной с производством и/или реализацией, но необходимые для их осуществления или объективно возникающие в процессе производства и реализации.

Укрупненно их можно объединить в три основные группы:

- расходы, связанные с обслуживанием финансовых потоков (проценты по долговым обязательствам, затраты на выпуск ценных бумаг и т.п.);
- расходы, связанные с ликвидацией и консервацией производственных объектов;
- убытки, включая убытки прошлых налоговых периодов.

Для нефтегазодобывающих организаций особое, специфическое значение имеют расходы, связанные с ликвидацией и консервацией производственных объектов. В соответствии со ст. 265 НК РФ к ним относятся расходы на ликвидацию выводимых из эксплуатации основных средств, включая суммы недоначисленной в соответствии с установленным сроком полезного использования амортизации, а также расходы на ликвидацию объектов незавершенного строительства и иного имущества, монтаж которого не завершен (расходы на демонтаж, разборку, вывоз разобранного имущества), охрану недр и другие аналогичные работы, а также расходы, связанные с консервацией и расконсервацией

производственных мощностей и объектов, в том числе затраты на содержание законсервированных производственных мощностей и объектов.

Ранее упомянутые Методические рекомендации МНС России по применению главы 25 НК РФ конкретизируют определенные положения НК РФ.

В них перечисляются случаи, которые приводят к ликвидации объектов основных средств. Ими являются:

- списание в случае морального и/или физического износа;
- ликвидация при авариях, стихийных бедствиях и иных чрезвычайных ситуациях, вызванных форс-мажорными обстоятельствами;
- другие аналогичные причины.

Списание основного средства должно быть оформлено приказом руководителя предприятия и актом ликвидации основных средств, подписанным членами ликвидационной комиссии. Акт должен содержать: год изготовления или постройки объекта, дату поступления на предприятие, дату ввода в эксплуатацию, первоначальную стоимость объекта (для переоцененных — восстановительную), сумму начисленного износа, количество проведенных капитальных ремонтов, также причины списания и возможность использования. Если основное средство списывается вследствие аварии, то к акту о списании прилагается копия акта об аварии.

Расходы на демонтаж, разборку, вывоз разобранного имущества, охрану недр и другие аналогичные работы учитываются в составе внереализационных расходов при наличии подтверждающих документов.

При отнесении расходов к затратам на содержание законсервированных производственных мощностей и объектов следует иметь в виду, что порядок консервации основных средств, числящихся на балансе, устанавливается и утверждается руководителем организации. При этом переводятся на консервацию, как правило, основные средства, находящиеся в определенном комплексе, объекте, имеющие законченный цикл производства, кроме того, составляется смета расходов на содержание законсервированных производственных мощностей и объектов. К расходам, связанным с содержанием указанных объектов, могут быть отнесены расходы по их сохранению и поддержанию и т.п.

Применительно к нефтегазодобыче эти положения должны конкретизироваться в соответствии с требованиями ст. 26 Закона «О недрах».

Предприятия по добыче полезных ископаемых подлежат ликвидации или консервации по истечении срока действия лицензии или при досрочном прекращении пользования недрами.

До завершения процесса ликвидации или консервации пользователь недр несет ответственность, возложенную на него указанным Законом.

При полной или частичной ликвидации или консервации предприятия либо поземного сооружения горные выработки и буровые скважины должны быть приведены в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей природной среды, зданий и сооружений, а при консервации — также сохранность месторождения, горных выработок и буровых скважин на все время консервации.

При ликвидации и консервации предприятия по добыче полезных ископаемых или его части, а также подземного сооружения, не связанного с добычей полезных ископаемых, геологическая, маркшейдерская и иная документация пополняется на момент завершения работ и сдается в установленном порядке на хранение.

Ликвидация и консервация предприятия при добыче полезных ископаемых или поземного сооружения, не связанного с добычей полезных ископаемых, считаются завершенными после подписания акта о ликвидации или консервации органами, предоставившими лицензию, и органами государственного горного надзора.

Консервация и ликвидация горных выработок и иных сооружений, связанных с использованием недрами, осуществляются за счет средств предприятий — пользователей недр.

Консервация и ликвидация горных выработок и иных сооружений, связанных с использованием недрами в соответствии с соглашением о разделе продукции, осуществляются за счет средств создаваемого инвестором ликвидационного фонда, размер, порядок формирования и использования которого определяются таким соглашением в соответствии с законодательством Российской Федерации (ст. 26 Закона «О недрах»).

6.8. Расчет налога

Статья 284 НК РФ ввела новый порядок исчисления налога на прибыль организации, принципиально отличающийся от ранее действовавшего. В соответствии с данной статьей налоговая ставка устанавливается в размере 24% (п. 1 ст. 284). При этом предусмотрено, что сумма налога исчисляется по различным ставкам в зависимости от того, в какой бюджет она зачисляется: в федеральный бюджет, бюджеты субъектов Федерации, местные бюджеты. Эти ставки за последние три года менялись трижды.

Первоначально в 2001 г. (Федеральный закон от 06.08.2001 г. № 110-ФЗ) распределение налога по соответствующим бюджетам осуществлялось по ставкам соответственно 7,5, 14,5 и 2,0%. В 2002 г. (Федеральный закон от 24.07.2002 г. № 110-ФЗ) ставки были изменены: 6,0, 16,0 и 2,0%. И наконец, в 2003 г. (Федеральный закон от 07.07.2003 г. № 117-ФЗ) были введены новые ставки: 5,0, 17,0 и 2,0%.

Прослеживается четкая тенденция снижения ставок для исчисления суммы налога, поступающей в федеральный бюджет, и увеличения суммы налога, поступающей в бюджеты субъектов Российской Федерации. Общая ставка и ставка исчисления налога, поступающего в местные бюджеты, не менялись.

Законами субъектов Российской Федерации предусмотренная статьей 284 НК РФ ставка налога может быть понижена для отдельных категорий налогоплательщиков в отношении налогов, зачисляемых в бюджеты субъектов Федерации. При этом определен лимит, ниже которого указанная ставка не может быть установлена. Этот лимит также трижды менялся: 10,5 (2001 г.), 12,0 (2002 г.) и 13,0% (2003 г.)

В соответствии со ст. 11 и 246 НК РФ в понятие «категории налогоплательщиков» включаются:

- организации — юридические лица, образованные в соответствии с законодательством Российской Федерации, а также иностранные юридические лица, компании и другие корпоративные образования, обладающие гражданской правоспособностью, созданные в соответствии с законодательством иностранных государств, международные организации, их филиалы и представительства, созданные на территории Российской Федерации;

- физические лица — граждане Российской Федерации, иностранные граждане и лица без гражданства;
- индивидуальные предприниматели — физические лица, зарегистрированные в установленном порядке и осуществляющие предпринимательскую деятельность без образования юридического лица, а также частные нотариусы, частные охранники, частные детективы.

В качестве примечания следует отметить, что налоговая ставка — 24% — распространяется на все отрасли народного хозяйства и виды деятельности, за исключением доходов, полученных:

- иностранными организациями, не связанными с деятельностью в РФ через постоянное представительство;
- в виде дивидендов;
- по операциям с отдельными видами долговых обязательств (доходы в виде процентов по ценным бумагам и т.п.);
- Центральным банком Российской Федерации.

Новая система установления налоговых ставок по налогу на прибыль организаций содержит три оригинальных положения, не имевшихся ранее в налоговом законодательстве России.

Первое — установлена единая фиксированная общая ставка налога с дифференциацией ее на три части для исчисления сумм налога на прибыль организаций, зачисляемых отдельно в федеральный бюджет, бюджеты субъектов Федерации и в местные бюджеты.

Второе — введено ограничение прав субъектов Федерации по установлению пониженной ставки налога для отдельных категорий налогоплательщиков в отношении налогов, зачисляемых в бюджеты субъектов Российской Федерации.

Третье — введены фиксированные ставки для исчисления доли налога на прибыль организаций, поступающих в местные бюджеты (бюджеты муниципальных образований, входящих в состав субъектов Федерации).

Для того чтобы глубже понять фискальную природу и значимость новаций НК РФ в части установления ставок налога на прибыль организаций, рассмотрим эту проблему по каждому из перечисленных выше нововведений в ретроспективе.

Первая новация — фиксация единой ставки налога позволила уйти от дискуссии: налог на прибыль — это один налог, исчисляемый по разным ставкам и по различным принципам, или два раз-

личных налога: налог на прибыль, зачисляемый в федеральный бюджет, и налог на прибыль, зачисляемый в бюджет субъекта Федерации. Для такой постановки вопроса были определенные аргументы.

Обратимся к истории введения в налоговую систему России налога на прибыль.

Налог на прибыль организаций, действовавший до введения в действие главы 25 НК РФ, был установлен Законом РФ от 27.12.1991 г. «Об основах налоговой системы в Российской Федерации», вступившим в силу с 1 января 1992 г., взамен ранее действовавших платежей из прибыли государственных предприятий и налогов с колхозов, предприятий кооперативных и общественных организаций. (Налог назывался: «подоходный налог (налог на прибыль) с предприятий» [17]; «налог на прибыль предприятий и организаций» [16]; «налог на прибыль организаций».)

Введенный налог классифицировался, во-первых, как федеральный [17] и как «регулирующий доход бюджетов».

Следует отметить, что отнесение налога к категории федеральных не означает, что поступления от него могут быть направлены только в федеральный бюджет (акциз и др.). Это может быть только бюджет субъекта Федерации (налог на доходы физических лиц), бюджеты различных уровней, когда налог распределяется между ними по фиксируемым долям (НДС, налог на добычу полезных ископаемых), местный бюджет (государственная пошлина).

Субъектам Российской Федерации (до принятия Конституции РФ они назывались «национально-государственные и административно-территориальные образования») статьей 1 вышеупомянутого Закона РФ было предоставлено право «устанавливать для отдельных категорий плательщиков дополнительные льготы по налогу в пределах сумм налоговых платежей, направляемых в их бюджеты». Данные суммы устанавливались ежегодно в рамках формирования федерального бюджета отдельно по каждому субъекту Федерации. Налог на прибыль организаций в Законе РФ «Об основах налоговой системы Российской Федерации» рассматривался как «регулирующий доходный источник». В настоящее время в ст. 48 Бюджетного кодекса РФ он отнесен к категории регулирующих доходы бюджетов, т.е. федеральных и региональных налогов и иных платежей, по которым

устанавливаются нормативы отчислений (в процентах) в бюджеты субъектов Федерации или местные бюджеты на очередной финансовый год, а также на долговременной основе (не менее чем на три года) по разным видам таких доходов.

Нормативы отчислений определяются Бюджетным кодексом РФ, либо законом о бюджете того уровня бюджетной системы Российской Федерации, который передает регулирующие доходы, либо законом о бюджете того уровня бюджетной системы Российской Федерации, который распределяет переданные ему регулирующие доходы из бюджета другого уровня.

Как уже указывалось, крупные поступления по этому налогу позволили использовать его в качестве регулирующего доходного источника в отношении бюджетов субъектов Федерации в целях их сбалансированности.

В начале 90-х годов проводилась политика расширения полномочий субъектов Федерации в различных сферах внутрисубъектных отношений. В рамках этого ставка налога была поделена на две части — федеральную и субъектов Федерации. Такой порядок был первоначально введен с 1 января 1994 г. Указом Президента РФ от 22.12.1993 г. № 2270 «О некоторых изменениях в налогообложении и во взаимоотношениях бюджетов различных уровней», в соответствии с которым предусматривалось установление ставки налога на прибыль предприятий и организаций, зачисляемой в республиканский бюджет Российской Федерации в размере 13%, и предоставление органам государственной власти субъектов Российской Федерации права самостоятельно повышать ставку налога на прибыль в размере не более 25% для предприятий и организаций, а для банков и страховщиков — не более 30%. Впоследствии (1995 г.) данное положение было закреплено в законодательстве Российской Федерации. При этом ставка отчисления налога в федеральный бюджет не изменилась, а предельная ставка отчислений в бюджеты субъектов РФ была снижена до 22%. В 1999 г., не изменяя общего порядка установления ставок, были понижены их абсолютные значения, соответственно до 11% — в федеральный бюджет и до 12% — в бюджеты субъектов Федерации.

С 1 января 2002 г. вступила в силу глава 25 «Налог на прибыль организаций» НК РФ. Данная глава установила, как было показано выше, не только новые ставки налога, но и новую систему

исчисления и распределения налога между бюджетами различных уровней.

В табл. 11 представлена динамика ставок налога на прибыль и характеристика изменения порядка их исчисления и использования. Анализ указанной динамики отражает общую экономическую политику государства. До начала экономических реформ действовала единая ставка, по которой налог исчислялся для всех категорий плательщиков, а затем определенная сумма направлялась в региональный бюджет. Администрации предоставлялось неограниченное право в пределах данной ставки устанавливать

Таблица 11

**Изменение ставок налога на прибыль организаций
за 1991–2002 гг., %**

№ п/п	Год введения ставки, основание — номер Закона РФ или Федерального закона	Общая ставка налога	В том числе ставки налога для зачисления в бюджет						
			федеральный		субъекта РФ				
			всего	в % общей ставки	общая	из нее в бюджет		диапазон изменения ставки субъекта РФ	
						субъекта РФ (максим. ставка)	местный	всего	в % общей ставки
1	1991 (Закон РФ № 2116-1)	32	—	—	—	—	—	—	100
2	1993 (указ Президента РФ № 2270)	— (38)**	13	34,2	до 25	—	—	до 25	100
3	1995 (Федеральный закон № 64-ФЗ)	— (35)**	13	37,1	до 22	до 22	—	до 22	100
4	1999 (Федеральный закон № 62-ФЗ)	— (30)**	11	36,7	до 19	до 19	—	до 19	100
5	2001 (Федеральный закон № 110-ФЗ)	24	7,5	31,25	16,5	до 14,5	2,0	4,0	24,2
6	2002 (Федеральный закон № 110-ФЗ)	24	6,0	25,0	18,0	до 16	2,0	4,0	22,2

* Сумма определяется ежегодно федеральным бюджетом. Субъект РФ в ее пределах может устанавливать льготы отдельным категориям налогоплательщиков.

** Общая ставка не устанавливалась; приведена возможная максимальная ставка.

льготы по налогу на прибыль для отдельных категорий налогоплательщиков.

С принятием в 1993 г. Конституции РФ ситуация изменилась. Права субъектов Федерации были существенно расширены. По существу, налог на прибыль был разделен на два налога со своими ставками и порядком исчисления.

Статья 72 Конституции РФ отнесла установление общих принципов налогообложения и сборов в Российской Федерации к совместному ведению Российской Федерации и субъектов Федерации, а к ведению Российской Федерации отнесены федеральные налоги и сборы. В соответствии с ст. 13 НК РФ налог на прибыль организаций отнесен к категории федеральных налогов. Таким образом, изменение размеров налоговых ставок и порядка их исчисления относится к компетенции федеральных органов власти.

В последние годы стала проявляться тенденция усиления роли федеральной власти в реализации экономической политики. Отражением этого наряду с другими примерами из сферы налогообложения явилась новая система исчисления налога на прибыль организаций. Она существенно ограничила возможности субъекта Федерации по установлению льгот по налогу на прибыль, причем это ограничение имеет тенденцию к ужесточению. Не оценивая значимости этой политики для других отраслей народного хозяйства, для нефтегазодобычи ее нельзя оценить положительно.

Объективные, обусловленные природными факторами отличия показателей освоения нефтяных и газовых месторождений требуют индивидуального подхода к налогообложению результатов добычи по каждому из них. Более того, ставки налога должны меняться в процессе разработки. Только это даст возможность осуществлять добычу «в интересах настоящего и будущих поколений», как того требуют и Конституция РФ, и законодательство о недропользовании.

Это, безусловно, сложная проблема. Однако опыт ряда субъектов Федерации показывает, что они осуществляли достаточно эффективно работу в этом направлении. Одним из наиболее известных и результативных примеров является комплекс законодательных мер, принятых в Республике Татарстан. Снижение налоговой нагрузки на мелкие месторождения с тяжелыми нефтями позволило активизировать их освоение за счет привле-

чения новых инвестиций. Особенностью налоговых льгот, которые могут дать положительный эффект в форме привлечения новых инвестиций в освоение «сложных» нефтяных проектов, является 100%-ное освобождение инвесторов от налоговых обязательств на начальном этапе реализации проекта. Установленная в настоящее время 25%-ная квота, по нашему мнению, практически сводит на нет действенность мероприятия.

Немаловажным общеизвестным фактором снижения инвестиционной привлекательности является частое изменение налогового режима. Что касается налога на прибыль, он менялся за 12 лет шесть раз. И хотя эти изменения были направлены на снижение налоговой нагрузки, такая частота не является положительным явлением. Логично сделать вывод, что если *система* позволяет часто менять условия инвестирования, то данная система не является стабильной. Если легко можно снижать налоговую нагрузку, то, очевидно, так же легко можно ее и увеличивать. Применительно к нефтегазодобыче это положение можно в значительной степени нивелировать путем фиксации ставок налога на прибыль в лицензионном соглашении, оговаривая требование их неизменности в течение всего срока действия лицензии.

Заканчивая рассмотрение проблемы установления и использования ставок налога на прибыль организаций, необходимо отметить, что НК РФ не урегулировал их режим применительно к административным образованиям, входящим в другие административные образования. Речь идет о примерах, когда в состав края или области как субъекта Федерации входит автономный округ (Тюменская область и входящие в нее Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа и др.).

Статьей 66 Конституции РФ установлено, что «отношения автономных округов, входящих в состав края или области, могут регулироваться федеральным законом и договором между органами государственной власти автономного округа и, соответственно, органами государственной власти края или области». Важно отметить, что речь идет не о возможности регулирования тем или иным законодательным актом — федеральным законом *или* договором, а о том, что они должны быть задействованы оба, дополняя и развивая друг друга. Подобное решение принято в отношении налога на добычу полезных ископаемых (ст. 48 Бюджетного кодекса РФ).

Глава 7. Налог на добавленную стоимость

В соответствии с главой 21 НК РФ нефтегазодобывающие организации (компании) являются налогоплательщиками налога на добавленную стоимость (НДС).

Статьей 145 НК РФ предусматривается возможность освобождения организаций от исполнения обязанностей налогоплательщика, связанных с исчислением и уплатой НДС, если за три предшествующих календарных месяца сумма выручки от реализации товаров (работ, услуг) этих организаций (без учета НДС) и налога с продаж не превысила в совокупности 1 млн руб. Это положение не распространяется на организации, реализующие подакцизные товары и/или подакцизное минеральное сырье, в частности природный газ.

Объектом налогообложения в нефтегазодобывающих организациях признаются следующие основные операции:

- реализация добытых нефти, газа и стабильного газового конденсата;
- выполнение строительно-монтажных работ для собственного потребления (к таким работам относятся строительные и монтажные работы, выполненные хозяйственным способом с 1 января 2001 г. непосредственно налогоплательщиками для собственных нужд);
- реализация других видов работ и услуг.

В целях налогообложения НДС реализацией товаров, работ или услуг признается соответственно передача на возмездной основе (в том числе обмен товарами, работами или услугами) права собственности на товары, результатов выполненных работ одним лицом для другого лица, возмездное оказание услуг одним лицом другому лицу, а в случаях, предусмотренных НК РФ, передача права собственности на товары, результатов выполненных работ одним лицом для другого лица, оказание услуг одним лицом другому лицу на безвозмездной основе.

Следует учитывать, что объектом налогообложения признается передача на территории Российской Федерации товаров (выполнение работ, оказание услуг) для собственных нужд, расходы на которые не принимаются к вычету (в том числе через аморти-

зационные отчисления) при исчислении налога на доходы организаций (ст. 146 НК РФ).

Многие нефтегазодобывающие организации являются так называемыми градообразующими, т.е. их деятельность прямо связана с обслуживанием городских и сельских поселений, а иногда и достаточно крупных городов, где проживают их работники. Учитывая это, необходимо иметь в виду, что к объектам налогообложения, в частности, относится передача товаров и выполнение (оказание) организациями работ (услуг), не связанных с производством продукции:

- содержание объектов здравоохранения, домов престарелых и индивидов, детских дошкольных учреждений, оздоровительных лагерей, объектов культуры и спорта, учреждений народного образования, а также объектов жилищного фонда (включая проведение всех видов ремонта);
- работы по благоустройству городов и поселков, по оказанию помощи сельскохозяйственным предприятиям и передача приобретенных для них товаров (работ, услуг) (в ред. приказа МНС России от 22.05.2001 г. № БГ-3-03/156);
- выполнение работ по строительству, оборудованию и содержанию (включая расходы на все виды ремонта) культурно-бытовых и других объектов, находящихся на балансе предприятий, а также работ, выполняемых в порядке оказания помощи и участия в деятельности других предприятий и организаций;
- содержание высших, средних учебных заведений, профессионально-технических училищ, состоящих на балансе организаций (Методические рекомендации по применению главы 21 «Налог на добавленную стоимость» НК РФ, утвержденные приказом МНС России от 20.12.2000 г. № БГ-3-03/447 в ред. от 17.09.2002 г.).

Закон освобождает от уплаты НДС ряд организаций, в частности религиозные, инвалидов и т.п. Однако эта льгота не распространяется на реализацию ими минерального сырья и полезных ископаемых. При вывозе нефти, газа и стабильного газового конденсата с таможенной территории Российской Федерации в таможенном режиме экспорта НДС не уплачивается.

Налоговая база при реализации товаров (работ и услуг) определяется как стоимость товаров (работ, услуг), исчисленная из

цен, определяемых в соответствии со ст. 40 НК РФ, согласно которой для целей налогообложения принимается цена товаров (работ, услуг), указанная сторонами сделки. Пока не доказано обратное, предполагается, что эта цена соответствует уровню рыночных цен.

При реализации товаров (работ, услуг) по государственным регулируемым ценам (тарифам), установленным в соответствии с законодательством Российской Федерации, налоговая база определяется как стоимость реализованных товаров (работ, услуг), исчисленная исходя из фактических цен их реализации (п. 2 ст. 154 НК РФ). Такая система установлена, в частности, при поставках газа.

Статьей 154 НК РФ установлены три ставки НДС: нулевая, 20 и 10%. Нулевая ставка для целей налогообложения предприятий нефтегазодобычи предусмотрена в двух случаях:

- при реализации углеводородного сырья (за исключением экспорта в государства — участники СНГ), помещенного под таможенный режим экспорта при условии его фактического вывоза за пределы таможенной территории Российской Федерации и представления в налоговые органы подтверждающих документов;
- при реализации работ (услуг) по сопровождению, транспортировке, погрузке и перегрузке экспортируемого за пределы территории Российской Федерации углеводородного сырья.

Налогообложение предприятий нефтегазодобычи по налоговой ставке 20% производится при реализации товаров (работ, услуг), связанных с осуществлением нефтегазовых проектов на территории РФ, а также при экспорте нефти и стабильного газового конденсата, а также природного газа в государства — участники СНГ.

Нефтегазодобывающая организация имеет право уменьшить общую сумму НДС на суммы налога, предъявленные налогоплательщику и уплаченные им при приобретении товаров (работ, услуг) на территории Российской Федерации либо уплаченные налогоплательщиком при ввозе товаров на таможенную территорию Российской Федерации (п. 1 и 2 ст. 171 НК РФ).

Суммы налога:

- предъявленные налогоплательщику подрядными организациями (заказчиками-застройщиками) при проведении

ими капитального строительства, сборке (монтаже) основных средств;

- предъявленные налогоплательщику по товарам (работам, услугам), приобретенным им для выполнения строительно-монтажных работ;
- предъявленные налогоплательщику при приобретении им объектов незавершенного капитального строительства;
- исчисленные налогоплательщиками при выполнении строительно-монтажных работ для собственного потребления — подлежат вычету после принятия на учет объектов соответственно завершенного или незавершенного капитального строительства (п. 6 ст. 171 НК РФ).

В случае превышения по итогам налогового периода налоговых вычетов над общей суммой налога, исчисленного налогоплательщиком по операциям, признаваемым объектами налогообложения, такая положительная разница подлежит возмещению налогоплательщику в порядке и на условиях, предусмотренных статьей 176 НК РФ.

Многие нефтегазодобывающие организации имеют обособленные подразделения, расположенные в различных регионах страны. Такие организации представляют в налоговый орган по месту нахождения обособленных подразделений расчет суммы налога, подлежащей уплате.

Доля налога, подлежащая уплате по месту нахождения обособленного подразделения организации P_i , исчисляется по формуле:

$$P_i = P_{\text{НДС}} \times (V_{\text{ФОТ}} + V_{\text{ОФ}}) \times \frac{1}{2},$$

где $P_{\text{НДС}}$ — сумма НДС, подлежащая уплате организацией в целом;

$V_{\text{ФОТ}}$ — удельный вес среднесписочной численности работников (фонда оплаты труда) обособленного подразделения в среднесписочной численности работников (фонде оплаты труда) по организации в целом;

$V_{\text{ОФ}}$ — удельный вес среднегодовой стоимости основных производственных фондов обособленного подразделения в среднегодовой стоимости основных производственных фондов по организации в целом.

Организации самостоятельно определяют, какой из показателей должен применяться — среднесписочная численность работников или фонд оплаты труда. Выбранный организацией показатель должен быть неизменным в течение отчетного года.

Следует отметить, что НДС — налог, в наибольшей степени подвергшийся изменениям и продолжающий их претерпевать. Количество поправок к первоначальному тексту Закона даже трудно подсчитать. Одним из последних и достаточно значимых изменений, в частности касающихся налогообложения предприятий нефтегазодобычи, является введение нового механизма — права вычета НДС по введенным объектам капитального строительства. После окончания строительства и постановки объекта на баланс налоговые органы обязаны принять к вычету уплаченный НДС.

Глава 8. Акциз

8.1. Природа акциза в нефтегазодобыче

Эффективность освоения месторождений полезных ископаемых, и в частности прибыль, которая может быть получена при добыче и реализации добытой продукции, в основном определяется их горно-геологическими и экономико-географическими характеристиками. Диапазон влияния этих факторов чрезвычайно широк. Иногда они отличаются на несколько порядков, а это в ряде случаев приводит к тому, что освоение месторождений становится неэффективным, в других — наоборот, позволяют получить прибыль, значительно превышающую нормальные значения.

Действующая налоговая система в принципе призвана существенно уменьшить влияние рассматриваемых факторов на эффективность, т.е. учесть так называемую рентную составляющую. В первом случае при сложных условиях освоения и низкой продуктивности месторождений за счет введения налоговых льгот, во втором — при благоприятных условиях освоения и высокой продуктивности месторождений путем введения специальных налоговых мероприятий, обеспечивающих изъятие сверхприбыли в пользу государства. Налоговые льготы могут выражаться в различной форме, в частности в полном или частичном освобождении от ряда налогов и платежей, предоставлении налогового кредита и др.

Налоговый прессинг осуществляется обычно либо путем взимания налогов и платежей по максимальным установленным ставкам, либо, если эта мера оказывается недостаточно действенной, введением специального налога на сверхприбыль. Так, например, налог на сверхприбыль был введен в ряде нефтедобывающих стран в начале 80-х годов, когда произошло трудно объяснимое, резкое повышение мировых цен на нефть (практически удвоение — до 35–40 долл./барр.). Введение такого налога было связано не с природными особенностями, а с конъюнктурными факторами.

Изъятие сверхприбыли, обусловленной объективными геолого-экономическими факторами, присущими конкретным место-

рождениям, в форме так называемого акциза, известно только в российском налоговом законодательстве.

Введение акцизных сборов на нефть, газ и газовый конденсат является одним из наиболее полно выраженных примеров проявления «принципа удобства» при введении тех или иных налогов. На том или ином этапе введения акцизов в нефтегазодобывающих отраслях выдвигались те или иные мотивы экономического характера, которые тут же либо не выполнялись, либо заменялись на прямо противоположные. Некоторые мероприятия просто не поддаются резонным объяснениям, хотя их целевое назначение, как правило, достаточно прозрачно.

Акциз — один из древнейших видов налога, который применяется в настоящее время во всех странах с рыночной экономикой.

Термин «акциз» происходит от латинского слова *accidere* — «обрезать». Акциз, будучи косвенным налогом, т.е. включаемым в цену или тариф, имеет определенное сходство с НДС, но отличается от него индивидуальной привязкой к конкретным товарам. НДС облагается часть стоимости товара, тогда как акцизом — вся его стоимость, включая и материальные затраты. Акциз устанавливается на ограниченный перечень товаров и играет двоякую роль: это, во-первых, один из важнейших источников дохода государственного бюджета, во-вторых, средство ограничения потребления социально вредных товаров (табак, алкоголь). При этом акциз используется в качестве инструмента, обеспечивающего изъятие сверхприбыли по товарам, цены на которые формируются под его воздействием таким образом, что их уровень многократно превышает себестоимость производства.

Акцизный сбор применялся в Российской империи, а затем и в СССР до налоговой реформы 1930 г. Вновь акцизный сбор был введен в действие с 1 января 1992 г. Законом РФ от 06.12.1991 г. № 1993-1 «Об акцизах» и Законом РФ от 27.12.1991 г. № 2118-1 «Об основах налоговой системы в Российской Федерации».

Первоначально в законодательстве Российской Федерации об акцизах предметом регулирования признавались так называемые подакцизные товары, т.е. товары, на которые устанавливались акцизные сборы. При этом указывалось, что они включают минеральное сырье. Позднее, особенно при разработке норм главы 22 «Акцизы» НК РФ, проводится четкое разделение так называемых «подакцизных товаров» и «подакцизного минерального сырья».

Непосредственно в недропользовании, и в частности при добыче нефти, газа и газового конденсата, акциз был введен Законом «О недрах».

В ст. 46 первой, начальной редакции (1992 г.) Закона «О недрах» устанавливалось, что «акцизный сбор может вводиться специальным законодательным актом Российской Федерации по отдельным видам минерального сырья, добываемого из месторождений с относительно лучшими горно-геологическими и экономико-географическими характеристиками при получении пользователем недр сверхнормативной прибыли, содержащейся в цене продукции».

Эта норма предусматривала, что акцизный сбор устанавливался:

- специальным законодательным актом;
- отдельно по видам минерального сырья;
- по отдельным месторождениям;
- в случае появления в цене продукции сверхнормативной прибыли.

Специальными законодательными актами явились указы Президента РФ от 14.08.1992 г. № 893 «О введении акцизного сбора с пользователей недр на территории Российской Федерации» и от 17.09.1992 г. № 1089 «О государственном регулировании цен на отдельные виды энергоресурсов», а также постановление Правительства РФ от 01.11.1992 г. № 847 «Об акцизном сборе на нефть, добываемую на территории Российской Федерации».

Данными актами устанавливались адвалорные ставки акцизного сбора только на нефть и газовый конденсат. На газ акциз не устанавливался, поскольку на него продолжала действовать регулируемая (фиксированная) оптовая цена.

Позднее (с апреля 1994 г.) на нефть были введены абсолютные ставки (в руб./т), а на газ — адвалорные.

Вся сумма акцизного сбора поступила в федеральный бюджет. Это положение прямо противоречило конституционной норме, согласно которой природные ресурсы, в том числе добытое минеральное сырье, должны использоваться и охраняться «в интересах субъектов Федерации».

На момент принятия Закона «О недрах» акциз взимался только при добыче нефти и газового конденсата в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.11.1992 г. № 847 «Об ак-

цизмом сборе на нефть, добываемую на территории Российской Федерации». Акциз на газ был введен лишь с 1993 г.

Наиболее одиозная ситуация сложилась с требованием указанного Закона о дифференциации акциза по месторождениям. Это требование было изначально невыполнимо в силу того, что отсутствовал учет затрат и реализации по месторождениям. Однако оно было декларировано данным Законом. Несмотря на это, Правительство РФ ввело ставки акциза на нефть, дифференцированные по компаниям. Новая редакция Закона «О недрах», принятая в 1995 г., вновь повторила требование установить акциз по месторождениям. В соответствии со ст. 46 данного Закона акцизы на отдельные виды минерального сырья, добываемого из месторождений с относительно лучшими горно-геологическими и экономико-географическими характеристиками, могут вводиться Правительством РФ в соответствии с Законом РФ «Об акцизах».

Интересный, но абсолютно не связанный с реальной экономикой и хозяйственной деятельностью нефтегазовых предприятий подход был предложен новой статьей 4 Федерального закона от 06.12.1991 г. № 1993-1 «Об акцизах» (в ред. от 10.01.1997 г.), которая установила, что «дифференцированные ставки акцизов на нефть, включая газовый конденсат, утверждаются Правительством РФ для отдельных месторождений в соответствии со средневзвешенной ставкой акциза, установленной настоящим Федеральным законом, в зависимости от их горно-геологических и экономико-географических условий».

Это означало, что вначале утверждается низкая ставка по отрасли, называемая средневзвешенной, а затем искусственно производится дифференциация ставок по месторождениям. Для того чтобы научно обосновать это мероприятие, Правительству РФ данным Законом было предписано разработать и утвердить в трехмесячный срок со дня вступления в силу настоящего Федерального закона методику дифференциации ставок акциза на нефть, включая газовый конденсат, по отдельным месторождениям в зависимости от их горно-геологических и экономико-географических условий. После утверждения указанной методики дифференцированные ставки акциза на нефть, включая газовый конденсат, должны быть соответствующим образом пересчитаны.

Следует отметить, что такой подход распространялся лишь на нефть и газовый конденсат. Для всех других полезных ископаемых этим же Законом было установлено, что «ставки акцизов по подакцизным видам минерального сырья (за исключением нефти, включая газовый конденсат) утверждаются Правительством РФ дифференцированно по отдельным месторождениям в зависимости от горно-геологических и экономико-географических условий».

В ряде случаев делались попытки регулировать акциз применительно к конкретным месторождениям. В частности, постановлением Правительства РФ от 01.03.1993 г. № 180 «Об обеспечении ввода в эксплуатацию новых нефтяных месторождений в 1992—1995 гг.» были установлены «нулевые» ставки акциза по ряду конкретных месторождений.

С принятием второй части НК РФ взимание акциза сохранилось лишь в нефтегазодобыче. В других добывающих отраслях он был отменен.

Проблема дифференциации акциза по месторождениям в НК РФ была решена очень просто: от нее отказались.

В качестве налогооблагаемой базы использовалась реализация: в натуральном выражении доля нефти и газового конденсата и в стоимостном (без НДС) для природного газа. Ни о каких месторождениях, различиях условий разработки, качества добываемой продукции речи уже не было. Более того, под это подводилось научное обоснование.

Основной идеолог российской налоговой системы — первый заместитель министра финансов РФ С.Д. Шаталов в своей фундаментальной монографии «Развитие налоговой системы России» в 2000 г. писал следующее:

«Переход к рыночным ценам для целей исчисления налогов и увеличение федеральной доли роялти до 60% позволяют вместо трех применяемых в настоящее время налогов (роялти, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акцизы) оставить один (роялти). Это позволит увеличить поступления в государственный бюджет, упростить налоговую систему и привести ее в соответствие с мировой практикой.

До перехода к рыночным ценам для исчисления налогов, т.е. в 2000—2001 гг., должен быть сохранен акциз на нефть как легко администрируемый инструмент обеспечения государственных

доходов, в определенной степени компенсирующий негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования. Ставка акциза должна быть единой для всех нефтепроизводителей. Дифференцированный акциз фактически является дублирующим налогом по отношению к роялти и не имеет под собой объективного механизма учета горно-геологических и экономико-географических условий добычи нефти, что делает его применение неоправданным.

Одновременно в целях создания благоприятного и стабильного инвестиционного климата при нефтедобыче предлагается предусмотреть налог на дополнительный доход от добычи углеводородов (НДД), который должен уплачиваться недропользователями при разработке новых месторождений взамен существующего (или модифицированного) акциза на нефть. Это позволит создать для нефтедобывающих организаций более гибкий и справедливый налоговый режим, учитывающий повышенные затраты в первые годы эксплуатации нефтяных месторождений» [162].

Идеи С.Д. Шаталова реализовались лишь частично. Вместо роялти и отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы ввели налог на добычу полезных ископаемых. Акциз сохранился, НДД не ввели.

Мотивом для отказа от дифференциации акциза выдвигалась его аналогия с роялти, т.е. с налогом, дифференцированным по месторождениям. В этом была определенная логика, однако она базировалась исключительно на желании увеличить поступления в федеральный бюджет и упростить налоговую систему. Требование обеспечить условия для рациональной разработки месторождения, создать условия для максимально возможного извлечения из пластов нефти и газа, освоения природных ресурсов в интересах нынешнего и будущих поколений (ст. 35 Закона «О недрах») как основной побудительный мотив действия налоговых механизмов даже не упоминается. Есть упоминания о необходимости проведения налогового механизма в нефтегазодобыче «в соответствии с мировой практикой». Но именно мировая практика налогообложения нефтегазодобычи предусматривает введение индивидуальных для отдельных месторождений механизмов (дифференциация налоговых ставок, введение налоговых льгот и т.д.), стимулирующих максимальное извлечение продукции из пласта.

Надо отметить, что решение этих проблем С.Д. Шаталов возлагал на так называемый «налог на дополнительный доход от добычи углеводородов» (НДД). Целью его было изъятие сверхприбыли, т.е. абсолютно та же, что и у акциза. Внедрить акциз по месторождениям не удалось по чисто техническим причинам. При детальном обсуждении НДД выявились те же технические трудности его реализации. В результате НДД не приняли, хотя в будущем это исключить нельзя.

8.2. Взимание акциза на природный газ

Порядок взимания акцизов регулируется главой 22 «Акцизы» НК РФ. Как отмечалось выше, НК РФ предусматривает при регулировании вопросов порядка исчисления и уплаты акцизов выделение подакцизных товаров и подакцизного минерального сырья.

К подакцизным товарам традиционно отнесены алкогольные напитки, табачная продукция, ювелирные изделия, мощные легковые автомобили, мотоциклы и некоторые виды нефтепродуктов (бензин, дизтопливо, моторные масла).

В 2002 г. из состава подакцизных товаров были исключены ювелирные изделия, которые относятся к этой категории в большинстве государств.

К подакцизному минеральному сырью был отнесен лишь один вид — природный газ.

В первоначальной редакции главы 22 «Акцизы» НК РФ предусматривалась уплата акциза на нефть, газовый конденсат и природный газ.

Решение об отмене акциза на нефть в 2002 г. было принято неожиданно и без убедительной мотивации. С.Д. Шаталов в 2000 г. писал, что «в течение определенного периода времени предполагается также сохранить акциз на нефть и газовый конденсат. С помощью таких акцизов (включая акциз на природный газ. — *Авт.*) государство сможет изымать часть принадлежащей ему ресурсной ренты (сверхприбыли. — *Авт.*) при добыче углеводородов» [161]. Отменив акциз на нефть и газовый конденсат, государство тем самым признало отсутствие здесь ресурсной ренты. Это может быть справедливо в отношении отрасли в целом, но уж

никак не в отношении отдельных месторождений, характеризующихся высокой эффективностью.

Было установлено, что вся сумма акциза должна поступать в федеральный бюджет.

В отношении подакцизных товаров это логично, поскольку в данном случае акциз — это инструмент федерального регулирования цен на эти товары, а также деятельности соответствующих отраслей народного хозяйства, производящих эти товары.

В отношении минерального сырья природа введения и взимания акциза принципиально иная. Здесь речь идет о механизме изъятия сверхприбыли с того или иного индивидуального месторождения, того или иного вида полезного ископаемого. В данном случае акциз являлся неким дополнением к налогу на добычу полезных ископаемых. Последний зачисляется в бюджеты субъектов Российской Федерации и в федеральный бюджет. Можно спорить о пропорциях зачисления, о нарушении конституционной нормы, устанавливающей субъекты «использования» недр. Все те же аргументы полностью относятся и к акцизам, т.е. как минимум, акциз должен был бы зачисляться в федеральный бюджет и в бюджет субъекта Федерации, хотя это следует рассматривать как беспринципное консенсуальное решение.

Налогоплательщиками акциза в нефтегазодобыче являлись организации, осуществляющие добычу газа из газовых месторождений, а также обработку или переработку газа, добываемого на нефтяных и газоконденсатных месторождениях. Кроме того, налогоплательщиками акциза признавались лица, занимающиеся перемещением природного газа через таможенную границу Российской Федерации в соответствии с положениями Таможенного кодекса РФ.

С 1 января 2004 г. акциз на газ был отменен (Федеральный закон от 07.07.2003 г. № 117-ФЗ), однако рассмотрение порядка его взимания представляет определенный интерес.

Объектом налогообложения акцизом на природный газ признавались следующие операции:

- реализация природного газа за пределы территории Российской Федерации;
- реализация и/или передача, в том числе на безвозмездной основе, природного газа на территории Российской Федерации газораспределительным организациям либо непо-

средственно (минуя газораспределительные организации) конечным потребителям, использующим природный газ в качестве топлива и/или сырья;

- передача природного газа для использования на собственные нужды;
- передача природного газа на промышленную переработку на давальческой основе и/или в структуре организации для изготовления других видов продукции;
- передача природного газа в качестве вклада в уставный капитал, вклада по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности), паевых взносов в паевые фонды кооперативов (п. 1 ст. 182 НК РФ).

Перечисленные выше операции признавались объектом налогообложения, в случае если природный газ был добыт на территории Российской Федерации, ее континентального шельфа и/или исключительной экономической зоны (п. 2 ст. 182).

НК РФ освобождал от налогообложения в нефтегазодобыче ряд операций, в частности:

- закачку природного газа в пласт для поддержания пластового давления; закачку природного газа в подземные хранилища (при реализации газа из подземных хранилищ производится уплата акциза); направление природного газа на подготовку теплоносителей для нагнетания в нефтяные пласты и других методов повышения нефтегазоотдачи, а также для газлифтной добычи нефти; использование природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих и газотранспортных организаций в пределах нормативов, обусловленных технологиями подготовки и транспортировки газа и утверждаемых в порядке, определяемом Правительством РФ; реализацию (передачу) на территории Российской Федерации отбензиненного сухого и нефтяного (попутного) газа после их обработки или переработки (данная правовая норма применяется в отношении сухого отбензиненного газа, которому присвоен код 02 7152, а также попутного газа нефтяных месторождений, которому присвоен код 02 7112 в соответствии с Общероссийским классификатором продукции ОК 005-93, утвержденным постановлением Госстандарта России от 30.12.1993 г. № 301);

- реализацию на территории Российской Федерации природного газа, предназначенного для личного потребления физическими лицами, а также для потребления жилищно-строительными кооперативами, кондоминиумами и иными подобными потребителями;
- передачу и/или реализацию природного газа для производства (в том числе на давальческой основе) сжатого газа в случае его реализации по государственным регулируемым ценам (п. 1 ст. 183 НК РФ).

Перечисленные выше операции не подлежали налогообложению (освобождались от налогообложения) только при введении и наличии отдельного учета операций по производству и реализации (передаче) природного газа указанным потребителям (п. 2 ст. 183).

Налоговая база при реализации (передаче) природного газа на внутреннем рынке определялась как стоимость реализованного (переданного) транспортируемого природного газа, исчисленная исходя из применяемых цен, но не ниже установленных при государственном регулировании, с учетом предоставленных в установленном порядке скидок, за вычетом налога на добавленную стоимость. При оплате услуг по транспортировке газа по распределительным газопроводам стоимость услуг, исчисленная исходя из сумм тарифных ставок за услуги по транспортировке газа по распределительным газопроводам и за пользование распределительными газопроводами, не включалась в налоговую базу (п. 1 ст. 188).

При реализации природного газа за пределы территории Российской Федерации налоговая база определялась как стоимость реализованного природного газа за вычетом налога на добавленную стоимость при реализации природного газа в государства — участники СНГ, таможенных платежей и расходов на транспортировку природного газа за пределами территории России (п. 2 ст. 188).

При определении налоговой базы стоимость природного газа налогоплательщика в иностранной валюте пересчитывалась в валюту Российской Федерации по курсу Центрального банка РФ, действующему на дату его реализации.

Не включались в налоговую базу полученные налогоплательщиком средства, не связанные с реализацией природного газа (п. 4 ст. 188).

В соответствии со ст. 39 НК РФ реализацией товаров признавалась передача права собственности на товары как на возмездной, так и на безвозмездной основе.

В случае реализации природного газа по договорам комиссии, поручения или агентским договорам переход права собственности от комитента к комиссионеру, от доверителя к поверенному, от принципала к агенту на реализуемый природный газ не происходило; следовательно, акциз на природный газ, реализованный по договорам комиссии, поручения или агентским договорам, уплачивался собственниками природного газа.

При реализации природного газа по договорам комиссии, поручения или агентским договорам в целях налогообложения применялась вся выручка от реализации, включающая и вознаграждение комиссионера, поверенного или агента.

Налогообложение подакцизного минерального сырья осуществлялось по единым на территории России налоговым ставкам, %:

- природный газ, реализуемый на территории Российской Федерации, – 15;
- природный газ, реализуемый в государства – участники СНГ, – 15.

Налогообложение природного газа, реализуемого за пределы территории России (за исключением государств – участников СНГ), осуществлялось по ставке 30% (п. 1 ст. 193 НК РФ).

Общая сумма акциза по природному газу исчислялась по итогам каждого налогового периода применительно ко всем операциям по реализации, дата реализации (передачи) которого относилась к соответствующему налоговому периоду, а также с учетом всех изменений, увеличивающих или уменьшающих налоговую базу в соответствующем налоговом периоде (п. 5 ст. 194).

Суммы акциза, исчисленные налогоплательщиком при реализации и предъявленные покупателю, относились у налогоплательщика на расходы, принимаемые к вычету при исчислении налога на прибыль организаций (п. 1 ст. 199).

Суммы акциза природного газа, исчисленные налогоплательщиком по операциям передачи, признаваемого объектом налогообложения акцизом, а также при его реализации на безвозмездной основе, относились налогоплательщиком за счет соответствующих источников, за счет которых относились расходы на природный газ.

Суммы акциза, предъявленные налогоплательщиком покупателю при реализации природного газа, учитывались покупателем в стоимости приобретенного природного газа (п. 3 ст. 199). Акциз на природный газ уплачивался по месту постановки на учет организации в качестве налогоплательщика (п. 4 ст. 204). При этом налогоплательщики обязаны были представлять в налоговый орган по месту постановки на учет организации в качестве налогоплательщика налоговую декларацию в срок не позднее 25-го числа месяца, следующего за отчетным месяцем (п. 5 ст. 204).

Глава 9. Таможенная пошлина

Экспорт добытых полезных ископаемых занимает существенное место в деятельности добывающих организаций и является одним из основных источников формирования федерального бюджета.

Таможенная пошлина представляет собой особый вид налога и по существу является инструментом торговой политики и государственного регулирования внутреннего российского рынка товаров при его взаимодействии с мировым рынком.

Объектом обложения таможенными пошлинами являются товары, перемещаемые через таможенную границу Российской Федерации.

Налоговой базой для целей исчисления таможенных пошлин являются таможенная стоимость товаров и/или их количество (ст. 117 Таможенного кодекса РФ). Право установления конкретных размеров таможенных пошлин возложено на исполнительную власть в лице Правительства РФ.

Мировые цены на сырьевые товары, и в частности на нефть, систематически колеблются, причем в значительных пределах. За последние 30 лет цена нефти в различные годы колебалась от 9—10 до 30—35 долл./барр., при средней цене около 20 долл./барр. В связи с этим таможенная ставка на экспортируемые нефть и газ бессистемно менялась, иногда по нескольку раз в год (см. табл. 12).

Анализ динамики и уровня мировых цен на нефть и значений тарифных ставок на экспорт нефти за 2000—2001 гг. показал наличие определенной корреляции этих показателей (см. табл. 13, рис. 5).

Однако прямой зависимости здесь не было. Законодатель как бы «отставал». Так, с августа 2000 г. начался рост мировых цен. Одновременно была поднята ставка таможенной пошлины. В начале 2001 г., когда цена практически стабилизировалась, пошлина снизилась, и в середине года в связи с некоторым повышением цены была повышена и пошлина, но вновь опережающими темпами.

Для того чтобы устранить возможность субъективных «перекосов» и принятия необоснованных, непрогнозируемых решений,

ставки вывозных таможенных пошлин на сырую нефть стали устанавливаться в зависимости от колебания мировых цен. Так, статьей 1 Федерального закона от 29.12.2001 г. № 190-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации “О таможенном тарифе” и часть первую Налогового кодекса Российской Федерации» установлен следующий порядок: Правительство РФ осуществляет мониторинг цен на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) в целях определения средней цены за период мониторинга. Периодом мониторинга цен на нефть на мировых рынках нефтяного сырья являются каждые два календарных месяца, начиная с 01.11.2001 г.

Соответственно, согласно нормам указанного Закона, ставки вывозных таможенных пошлин должны были устанавливаться на срок два календарных месяца. Решения Правительства РФ об изменении ставки должны были публиковаться в одном из официальных изданий Российской Федерации не позднее, чем за 10 дней до введения их в действие.

Динамика цен на нефть и экспортной пошлины

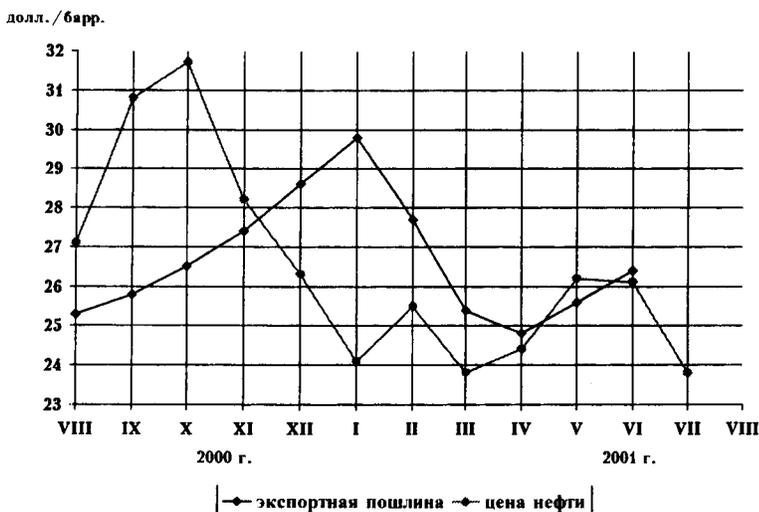


Рис. 5

Таблица 12

Динамика вывозных таможенных пошлин на нефть и газ

Вид товара	Период действия	Ставка пошлины	Основание — постановление Правительства РФ
Нефть сырая	04.02.1999 — 22.03.1999	2,5 евро/т	от 23.01.1999 № 83
	23.03.1999 — 21.04.1999	беспошлинно	от 16.03.1999 № 304
	22.04.1999 — 02.06.1999	2,5 евро/т	от 23.01.1999 № 83
	03.06.1999 — 19.09.1999	5 евро/т	от 22.05.1999 № 561
	20.09.1999 — 07.12.1999	7,5 евро/т	от 10.09.1999 № 1036
	08.12.1999 — 06.04.2000	15 евро/т	от 06.12.1999 № 1351
	07.04.1999 — 01.08.2000	20 евро/т	от 02.03.2000 № 185
	с 02.08.2000	27 евро/т	от 30.06.2000 № 485
	04.11.2000 — 14.01.2001	34 евро/т	от 30.09.2000 № 732
	с 15.01.2001	48 евро/т	от 09.12.2000 № 939
	с 18.03.2001	22 евро/т	от 15.02.2001 № 110
	с 06.07.2001	30,5 евро/т	от 02.06.2001 № 431
	с 01.06.2002	20,7 долл./т	от 16.05.2002 № 314
	с 01.08.2002	21,9 долл./т	от 12.07.2002 № 519
	с 01.02.2003	25,9 долл./т	от 17.01.2003 № 22
Газ природный в газосборном состоянии	15.01.1999 — 01.10.1999	5% таможенной стоимости, но не менее 2 евро/1000 куб. м	от 11.01.1999 № 45
	13.07.1999 — 24.12.1999	беспошлинно	от 12.07.1999 № 798
	24.12.1999 — 01.07.2001	5% таможенной стоимости, но не менее 2,5 евро/1000 куб. м	от 17.12.1999 № 1403
	01.07.2001—06.10.2001	10% таможенной стоимости, но не менее 5 евро/1000 куб. м	от 28.05.2001 № 411
	с 06.10.2001	5% таможенной стоимости, но не менее 2,5 евро/1000 куб. м	от 02.10.2001 № 706

Таблица 13

Динамика мировых цен и таможенных ставок на нефть

Дата	Цена нефти, долл./барр.	Таможенная пошлина, евро/т
02.08.2000	27,10	27,0
04.11.2000	31,50	43,0
15.01.2001	25,00	48,0
18.03.2001	25,05	22,0
06.07.2001	25,80	30,5

В соответствии со ст. 1 названного Закона ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть, устанавливаемые Правительством РФ, не должны превышать размер предельной ставки пошлины, рассчитываемой следующим образом:

- при сложившейся за период мониторинга средней цене сырой нефти марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) до 109,5 долл./т (включительно) — в размере 0%;
- при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены сырой нефти марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 109,5 долл./т, но не более 182,5 долл./т (включительно) — в размере, не превышающем 35% разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой данной нефти в долларах США за 1 т и 109,5 долл.;
- при превышении сложившейся за период мониторинга средней цены сырой нефти марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) уровня 182,5 долл./т — в размере, не превышающем суммы 25,53 долл. и 40% разницы между сложившейся за период мониторинга средней ценой данной нефти в долларах США за 1 т и 182,5 долл.

Интересно отметить, что в 2002 г. налоговое законодательство увязало ставки вывозных таможенных пошлин на нефть и товары, вырабатываемые из нефти (нефтепродуктов). В соответствии со ст. 8 Федерального закона от 29.05.2002 г. № 57-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и в отдельные законодательные акты Российской Федерации» на них предельные ставки вывозных таможенных пошлин устанавливаются в размере, не превышающем 90% аналогичных ставок на сырую нефть.

Для природного газа был сохранен прежний порядок, и ГТК РФ были установлены следующие ставки таможенной пошлины:

- газ природный в газообразном состоянии — 5% (но не менее 2,5 евро/1000 куб. м;
- газ природный сжиженный — 40 евро/1000 куб. м.

Федеральным законом от 29.12.2001 г. № 190-ФЗ была установлена регламентация таможенного тарифа применительно к средиземноморскому и роттердамскому мировым рынкам. Вме-

сте с тем в настоящее время увеличивается экспорт нефти в Тихоокеанском регионе с месторождений шельфа о. Сахалин, начинается наращивание экспорта нефти в США. В этих регионах мира действуют собственные биржевые центры — соответственно Сингапурская и Нью-Йоркская нефтяные биржи. Колебания в ценах на нефть между ними и европейскими биржами достигают иногда 2–3 долл./барр., т.е. до 10% цены. Очевидно, эти обстоятельства также следует отразить в законодательных актах.

Глава 10. Система платежей при пользовании недрами

10.1. Формирование системы

Федеральным законом от 08.08.2001 г. № 126-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации» ранее действовавшая система платежей при пользовании недрами, установленная Законом «О недрах», была изменена.

Платность недропользования и соответственно система платежей *при* пользовании недрами были введены в 1992 г. Законом «О недрах», в соответствии с которым было установлено, что «платежи взимаются с пользователей недр территории РФ, ее континентального шельфа и морской исключительной экономической зоны».

Система платежей *при* пользовании недрами включала в себя:

- платежи за право пользования недрами;
- отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ);
- сбор за выдачу лицензии;
- акцизный сбор;
- платежи за пользование акваторией и участками морского дна.

Кроме того, пользователи недр уплачивали налоги, сборы и другие платежи, предусмотренные законодательством, включая плату за землю, за геологическую информацию (ст. 39 Закона «О недрах»). Как отмечалось, в главе III было введено понятие «платежи *при* пользовании недрами» и «платежи *за* пользование недрами». Первые включали весь комплекс платежей, которые были предусмотрены законодательством о недрах, вторые — часть платежей, непосредственно связанных с процессом поиска, разведки и добычи на месторождении. В таком значении эти термины использовались в последующих редакциях Закона «О недрах». В связи с вступлением в силу с 1 января 2002 г. главы 26

«Налог на добычу полезных ископаемых» НК РФ понятие «система платежей *при* пользовании недрами» сохранилось в Законе «О недрах», но по своему содержанию оно стало существенно эже — платежи, связанные с добычей полезных ископаемых, были исключены и выделены в форме федерального налога в НК РФ. В первоначальной редакции системы платежей *при* пользовании недрами по тем или иным причинам был допущен ряд правовых и редакционных неточностей. Касались они главным образом регламентации и платности работ в акваториальных зонах. Неверно была названа и определена исключительная экономическая зона. В соответствии с Конвенцией ООН по морскому праву [45] в названии исключительной экономической зоны нет слова «морская». Кроме того, ее внешняя граница составляет 200 морских миль, но не от границы территориального моря, а от тех же точек, от которых считается ширина исключительной экономической зоны, и составляет она не 200, а 188 морских миль.

По абсолютно непонятным мотивам законодатель в Законе «О недрах» (в ред. от 03.03.1995 г.), пытаясь исправить упомянутую неточность, вообще исключил из текста Закона понятие «исключительная экономическая зона». В настоящее время формально в данной зоне названный Закон не действует. В то же время Федеральный закон «О соглашениях о разделе продукции», другие законодательные и иные нормативные правовые акты на нее распространяются [18, 21, 42, 70].

Термин и понятие «исключительная экономическая зона» не следует путать с «особой» экономической зоной, которая представляет собой обособленное административно-территориальное образование (область), в котором федеральным законом установлен правовой режим хозяйственной деятельности.

Учитывая нормы международного права, было необходимо уточнить формулировку, касающуюся платежей за использование акваториальной зоны. Учитывая, что на континентальный шельф и исключительную экономическую зону в соответствии с международным правом и российским законодательством [36, 45] не распространяется суверенитет государства, а оно осуществляет в них лишь суверенные права, в системе платежей за пользование недрами было уточнено, что платежи за пользование акваторией и участками морского дна взимаются только в зоне территориального моря, т.е. в границах государства. Это, правда, не поме-

шало сохранить платежи за добычу полезных ископаемых при разработке континентального шельфа.

Система не предусматривала платности участия недропользователя в проводимых конкурсах и аукционах на получение права пользования недрами.

В Законе «О недрах» (в ред. от 03.03.1995 г.) эти неточности были в основном устранены.

Система платежей при пользовании недрами предусматривала следующие виды платежей:

- сбор за участие в конкурсе (аукционе) и выдачу лицензий;
- платежи за пользование недрами;
- отчисления на ВМСБ;
- акцизы.

Кроме того, пользователи недр уплачивали налоги, сборы и производили другие платежи, предусмотренные законодательством, включая плату за землю или за акваторию (часть накопительной экономической зоны. — *Авт.*) и участок дна территориального моря, а также плату за геологическую информацию о недрах (ст. 39 Закона «О недрах» в ред. от 03.03.1995 г.).

Предусмотренные в этой системе платежи, связанные непосредственно с процессом освоения месторождения, его поиском, разведкой и добычей на нем полезных ископаемых, трактовались первоначально как платежи «за право» собственно поиска, разведки и добычи, которое государство предоставляет недропользователю. Речь шла о плате именно за получение права тем или иным лицом осуществлять деятельность, а не за результат деятельности. В 1995 г., очевидно стремясь подчеркнуть фискальный характер этих платежей, законодатель изменил формулировку. Слово сочетание «за право» было исключено из определения платежей.

В 2001 г. система платежей *при* пользовании недрами вновь претерпела изменения. В настоящее время она предусматривает уплату недропользователем следующих платежей:

- разовых платежей за пользование недрами при наступлении отдельных событий, оговоренных в лицензии;
- регулярных платежей за пользование недрами;
- плату за геологическую информацию о недрах;
- сбор за участие в конкурсе (аукционе);
- сбор за выдачу лицензии (ст. 39 Закона «О недрах» в ред. от 08.08.2002 г.).

И далее в очень общем виде в данном Законе указано, что «кроме того, пользователи недр уплачивают другие налоги и сборы, установленные в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах» (ст. 39 Закона «О недрах»).

Анализ процесса формирования состава и определения системы платежей при пользовании недрами показывает, что она за прошедший период с 1992 г. претерпела существенные изменения. Эти изменения носили не всегда позитивный характер, однако они отражали основные тенденции развития экономических реформ в стране и в нефтеперерабатывающей отрасли. При рассмотрении проблемы платности недропользования, несмотря на то что понятие «система платежей при пользовании недрами», приведенное в Законе «О недрах», касается не всех видов платежей, его целесообразно использовать при определении проблемы в целом. Исходя из этого, следует считать, что в целом система платежей при пользовании недрами состоит из двух подсистем:

- системы платежей при пользовании недрами, предусмотренной Законом «О недрах» и включающей пять разнохарактерных видов платежей и сборов, указанных выше;
- налога на добычу полезных ископаемых, предусмотренного главой 26 НК РФ.

10.2. Виды платежей при пользовании недрами

В соответствии с налоговым законодательством с 2002 г. в недропользовании введена новая система платежей при пользовании недрами. Внешне (терминологически) она мало отличается от действовавшей ранее. Вместе с тем ее содержательная часть претерпела существенные изменения. Они в ряде случаев достаточно принципиальны и требуют специального изучения и определения. Учитывая это, необходимо вначале объективно охарактеризовать установленную Законом систему платежей при пользовании недрами и ее отдельных элементов, а затем проанализировать и дать юридическую оценку возникающим при этом вопросам.

При рассмотрении состава так называемых платежей при пользовании недрами необходимо еще раз обратить внимание на различие двух очень близких по звучанию терминов:

- платежи *при* пользовании недрами;
- платежи *за* пользование недрами.

Платежи *за* пользование природными ресурсами предусмотрены основами налогового [17] и бюджетного [61] законодательства. Различие в терминах «за пользование *недрами*» и «за пользование *природными ресурсами*», очевидно, следует отнести к достаточно широко распространенной в законодательстве о недрах терминологической небрежности¹.

Платежи *за* пользование недрами включают в себе два вида платежей:

- разовые платежи *за* пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии;
- регулярные платежи *за* пользование недрами.

В состав системы платежей *при* пользовании недрами, кроме того, включены:

- плата за геологическую информацию о недрах;
- сбор за участие в конкурсе (аукционе);
- сбор за выдачу лицензий.

10.3. Порядок исчисления сроков начала и окончания уплаты налогов, сборов и платежей

Налоговое законодательство, регламентируя сроки уплаты налогов и сборов, подходит к этой проблеме односторонне. Под термином «сроки уплаты» имеется в виду *всегда* какой-либо момент времени либо момент времени и некое событие, когда должна осуществляться уплата налога. При этом имеется в виду, что процесс осуществляется непрерывно с даты введения в действие того или иного налога, а окончание взимания этого налога происходит с законодательной отменой этого налога. Этому институту в

¹ Это специальная тема. Достаточно сказать, что реально в Законе «О недрах» (п. 3 ст. 6) деятельность, соответствующая виду пользования недрами, — «разведка и добыча полезных ископаемых» — определяется четырнадцатью терминологическими вариантами, а институт «рационального использования и охраны недр» — девятью вариантами.

Помимо перечисленных платежей пользователи недр уплачивают другие налоги и сборы, установленные в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах.

каждом отдельном законодательном акте отводится особое место. Обычно ему посвящены одна-две и более самостоятельных статей, а также, как правило, особый раздел в методических рекомендациях МНС России по применению того или иного налога.

В отношении налога на добычу полезных ископаемых в ст. 344 «Сроки уплаты налога» НК РФ, в соответствии с общим порядком, предусмотрен регулярный процесс уплаты налога. При этом с какого момента налогоплательщик должен уплачивать налог, прямо не установлено. В принципе вопрос ясен. Налог платят за добычу. Соответственно, как только начался процесс добычи, у налогоплательщика возникает обязанность платить налог. Однако дата начала добычи и дата начала ее реализации не совпадают. Глава 26 НК РФ этот вопрос четко не регламентирует.

Не умаляя значимости этих норм для системы налогообложения, следует отметить, что законодательство, по существу, устранилось от регулирования другого аспекта — «сроков уплаты» налогов, присущих добывающим отраслям, и в частности нефтегазодобыче.

Объектом природоресурсных платежей и сборов является участок недр или месторождение, юридически имеющие статус геологического или горного отвода. Работы на таком участке начинаются, осуществляются и заканчиваются в течение определенного периода, обусловленного природными и организационными факторами. Исходя из этого, для каждого отдельного вида платежей при пользовании недрами законодательно должен быть установлен момент, с которого возникает обязанность по уплате налога или с которого обязанность по уплате налога заканчивается¹.

Из пяти видов платежей при пользовании недрами, которые предусмотрены Законом «О недрах», четыре имеют разовый характер и лишь один — регулярный.

Порядок, в том числе, очевидно, и сроки уплаты разовых платежей за пользование недрами, в соответствии с законодательством должен устанавливаться в каждой лицензии на пользование

¹ Важно отметить, что пользователи недр, выступающие стороной СРП, не освобождаются от обязанности уплаты платежей при пользовании недрами. Они являются плательщиками как налога на добычу полезных ископаемых, так и перечисленных выше пяти платежей и сборов.

недрами (ч. 5 ст. 40 Закона «О недрах»). Порядок взимания платы за геологическую информацию должен определяться Правительством РФ (ч. 2 ст. 41). Однако в постановлении Правительства РФ от 25.01.2002 г. № 57 «О плате за геологическую информацию» установлена минимальная ставка, оговаривается возможность ее увеличения и установлена адресность платежа — федеральный бюджет, при этом о сроках уплаты не сказано ничего.

Сроки уплаты сбора за участие в конкурсе (аукционе) и сбора за выдачу лицензии установлены в форме условия получения недропользователем отдельного права. Взнос за участие в конкурсе (аукционе) «является одним из условий регистрации заявки» (ч. 1 ст. 40). «Сбор за выдачу лицензии на пользование недрами вносится пользователями недр при выдаче указанной лицензии» (ч. 4 ст. 40).

Наиболее значимыми в рассматриваемой группе ресурсных платежей являются регулярные платежи за пользование недрами, однако Закон «О недрах» вообще не установил моменты начала и окончания сроков уплаты платежей. Если в отношении платежей, связанных с периодом геологического изучения (поиском и оценкой), еще можно найти то или иное основание для начала и окончания сроков уплаты платежей, то в отношении другого вида платежей, связанного с разведкой, нет никакой ясности.

Как отмечалось, указанные платежи первоначально трактовались как платежи «за право» осуществления тех или иных видов пользования недрами. Исходя из этого, платежи должны были осуществляться в течение действия этого права. С 1995 г. они стали трактоваться как платежи за осуществление того или иного вида пользования недрами. Однако сама деятельность начиналась после получения лицензии через определенный период времени, который иногда исчислялся годами. Как следовало поступать в данном случае, не было определено. На практике решение обычно носило субъективный характер.

В действующем законодательстве «регулярные платежи за пользование недрами взимаются за предоставление пользователям недр *исключительных прав* на поиск и оценку месторождений полезных ископаемых, разведку полезных ископаемых...». При этом взимаются они «отдельно по каждому виду работ» (ст. 43).

Такая нечеткость формулировки дала основание В.Д. Мельганову и К.В. Фонарькову сделать вывод, что эти платежи подле-

жат уплате «лишь в случае фактического проведения (осуществления) тех или иных видов перечисленных выше работ» [123]. Соответственно начало и окончание сроков уплаты налога должны совпадать с началом и окончанием работ. Это, очевидно, в равной мере относится и к поиску, и к оценке, и к разведке месторождений полезных ископаемых.

Если в приведенной выше норме за основу взято положение о том, что платежи устанавливаются «за предоставление исключительных прав», то сроки начала и окончания уплаты следует соотносить с датами регистрации этих прав. При этом возникает другая проблема. Предоставление права на поиск и оценку (геологическое изучение) оформляется лицензией, фиксирующей даты начала и окончания действия этого права. В отношении разведки такого документа нет. Что считать началом и окончанием разведки, абсолютно неясно, тогда как для целей налогообложения необходима фиксация точных дат начала и окончания таких работ. По В.Д. Мельгунову и К.В. Фонарькову, это даты начала и окончания фактического осуществления этих работ. В ряде случаев (однако далеко не всегда. — *Авт.*), разрабатывается план проведения разведочных работ, который фиксируется в лицензионном соглашении. В этом случае логично за точку отсчета принимать плановые даты. Возможны и другие сроки.

Таким образом, налоговое законодательство в сфере добывающих отраслей промышленности, и в частности в нефтегазодобыче, упустило необходимость установления для них четких норм, фиксирующих начало и окончание осуществления уплаты налогов, сборов и платежей природоресурсного характера.

10.4. Разовые платежи за пользование недрами

Взимание разовых платежей при получении права пользования недрами зародилось с появлением системы государственного недропользования и особенно было популярно в развивающихся нефтедобывающих странах в 60–70-х годах прошлого века. В последующий период эта практика по мере развития и укрепления законодательства о недропользовании существенно уменьшилась и в настоящее время во многих государствах отсутствует.

Разовые платежи, часто называемые английским термином «бонусы», были весьма популярны в российской практике в начале 90-х годов, особенно при заключении СРП.

Законодательство специально не оговаривает, для каких видов пользования недрами могут устанавливаться разовые платежи, и не регламентирует перечень таких платежей. Все эти вопросы полностью отнесены к сфере полномочий лиц, разрабатывающих условия конкурса (аукциона). Разовые платежи за пользование недрами уплачиваются при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии. Такими событиями могут быть: подписание соглашения, открытие месторождения, достижение определенного уровня добычи и т.п. Часть этих событий приурочена к периоду геологического изучения, т.е. поиска и оценки месторождения, часть — к периоду разведки и добычи (ст. 40).

В редакциях Закона «О недрах» 1992 и 1995 гг. обязательность введения и уплаты разовых платежей жестко не устанавливалась. При этом в разделе V «Платежи при пользовании недрами» Закона «О недрах» в ред. 2001 г., был введен порядок исчисления и уплаты данного платежа. Более того, установлена величина платежа, порядок ее корректировки и фиксации в условиях лицензии.

Минимальные (стартовые) размеры разовых платежей за пользование недрами устанавливаются в размере не менее 10% величины суммы налога на добычу полезных ископаемых в расчете на среднегодовую проектную мощность добывающей организации. Окончательные размеры разовых платежей за пользование недрами устанавливаются по результатам конкурса или аукциона и фиксируются в лицензии на пользование недрами.

Не допускается установление в лицензии размера разовых платежей за пользование недрами ниже установленных условиями конкурса (аукциона), а также каждого из этих платежей ниже заявленных в конкурсных предложениях победителя (ст. 40).

Уплата разовых платежей производится в порядке, установленном в лицензии на пользование недрами.

Размеры разовых платежей за пользование недрами, а также порядок их уплаты при выполнении соглашений о разделе продукции устанавливаются в соглашении о разделе продукции.

10.5. Регулярные платежи за пользование недрами

10.5.1. Правовая природа регулярных платежей за пользование недрами¹

Исходя из основных положений порядка установления налогов и сборов, закрепленных в ст. 57, ч. 3 ст. 75 Конституции РФ, каждый обязан платить законно установленные налоги и сборы, а система налогов, взимаемых в федеральный бюджет, и общие принципы налогообложения и сборов в Российской Федерации устанавливаются федеральным законом.

Согласно абзацу 3 п. 5 ст. 3 НК РФ ни на кого не может быть возложена обязанность уплачивать налоги и сборы, а также иные взносы и платежи, обладающие установленными Налоговым кодексом признаками налогов и сборов, не предусмотренные НК РФ либо установленные в ином порядке.

Следует отметить, что Конституционный Суд РФ в своих постановлениях об оценке соответствия Конституции РФ нормативных правовых актов о налогах предъявляет более жесткие требования, касающиеся обязательного установления существенных элементов налогового обязательства непосредственно в федеральном законе, именно к налогам (постановления Конституционного Суда РФ от 04.04.1996 г. № 9-П; от 18.02.1997 г. № 3-П; от 11.11.1997 г. № 16-П). В отношении сборов позиция Конституционного Суда РФ несколько иная. Требования, предъявляемые к существенным элементам налогового обязательства по уплате сборов, менее жесткие (определение Конституционного Суда РФ от 08.02.2001 г. № 14-О).

В разделе V Закона «О недрах» законодатель не дает точного определения, к какому именно виду налоговых обязательств относятся регулярные платежи за пользование недрами — к налогам или к сборам.

Полагаем, что содержащееся в п. 1 ст. 43 Закона «О недрах» определение регулярных платежей за пользование недрами как платежей, взимаемых за предоставление пользователям недр исключительных прав (на поиск, оценку, разведку месторождений), юридически не вполне корректно, поскольку не соответствует фактической природе данного платежа.

¹ Раздел написан В.Д. Мельгуновым и К.В. Фонарьковым.

Исходя из особенностей существенных элементов регулярных платежей за пользование недрами, и в частности их индивидуальной безвозмездности, обязательного и регулярного характера, периодической уплаты в установленные сроки при длительно существующих обстоятельствах, обусловленности названных платежей целями финансового обеспечения деятельности государства, данные платежи следует отнести к федеральным налогам, а не к сборам. Аналогичный вывод о правовой природе платежей за пользование недрами был сделан в решении Верховного Суда РФ от 26.10.2000 г. по делу о признании недействительными отдельных положений постановления Правительства РФ от 28.10.1992 г. № 828 «Об утверждении положения о порядке и условиях взимания платежей за право на пользование недрами, акваторией и участками морского дна».

Именно поэтому в соответствии со ст. 23 Федерального закона от 30.12.2001 г. № 191-ФЗ «О федеральном бюджете на 2002 г.», Федерального закона от 15.08.1998 г. № 115-ФЗ «О бюджетной классификации в Российской Федерации» платежи за пользование недрами отнесены к налоговым доходам федерального и региональных бюджетов (код бюджетной классификации 1050110).

Уплата данных платежей осуществляется уже после получения соответствующих прав пользования недрами при фактическом осуществлении недропользователем определенных видов работ. Выдача лицензии не ставится в зависимость от уплаты регулярных платежей за пользование недрами.

Кроме этого, Законом «О недрах» отдельно предусмотрено взимание сбора за выдачу лицензий на право пользования недрами (ст. 39). Этот обязательный взнос, в отличие от «регулярных платежей за пользование недрами», по своей правовой природе является именно сбором, а не налогом. Характерными признаками сбора за выдачу лицензий являются: его разовый характер, совершение после его уплаты в отношении недропользователя юридически значимых действий и пр.

Приведенные выше положения Конституции РФ, НК РФ, а также Закона РФ от 27.12.1991 г. № 2118-1 «Об основах налоговой системы Российской Федерации» и других нормативных правовых актов свидетельствуют о том, что установление регулярных платежей за пользование недрами как самостоятельного вида федерального налога было осуществлено законодателем не в

полном соответствии с принципом «законности при установлении налогов и сборов», закрепленным в ст. 57 Конституции РФ, по нижеследующим основаниям.

Во-первых (А), определение существенных элементов налоговых обязательств в соответствии с правовой позицией Конституционного Суда РФ должно осуществляться в законе, а не в подзаконном акте; определение существенных элементов налоговых обязательств не может быть передано Правительству РФ (в Законе «О недрах» использована именно эта правовая конструкция).

Во-вторых (Б), взимание регулярных платежей за пользование недрами не в полной мере соответствует принципу «законности при установлении налогов и сборов» в связи с тем, что данный вид обязательного платежа конкретно не указан ни в Законе РФ «Об основах налоговой системы в Российской Федерации», ни в НК РФ.

В-третьих (В), законодатель с 1 января 2002 г. фактически ввел новый налог взамен ранее действовавшего, установив иные существенные элементы налогового обязательства (налоговую базу, ставки, налоговый период и пр.). При этом данный налог не был включен в часть вторую НК РФ, как того требует концепция налоговой реформы, закрепленная в федеральных законах о введении в действие частей первой и второй НК РФ.

(А) Согласно ст. 17 НК РФ, любой налог или сбор считается установленным лишь в том случае, когда определены налогоплательщики и элементы налогообложения, а именно: объект налогообложения, налоговая база, налоговый период, налоговая ставка, порядок исчисления налога, порядок и сроки уплаты налога.

Как уже отмечалось выше, Конституционный Суд РФ в своих постановлениях неоднократно обращался к конституционному понятию «законно установленные налоги и сборы». Раскрывая содержание этого понятия, он указывал, что «установить налог или сбор можно только законом; налоги, взимаемые не на основе закона, не могут считаться «законно установленными». По мнению Конституционного Суда РФ: «Конституция Российской Федерации исключает возможность установления налогов и сборов органами исполнительной власти, а установить налог или сбор — не значит только дать ему название, необходимо определение в законе существенных элементов налоговых обязательств»; «отнесение к ведению Правительства Российской Федерации

установления существенных элементов налогового обязательства не соответствует закреплённому действующим законодательством разграничению полномочий между органами законодательной и исполнительной власти» (п. 3 постановления Конституционного Суда РФ от 11.11.1997 г. № 16-П).

Таким образом, налог или сбор может считаться законно установленным только в том случае, если законом зафиксированы существенные элементы налогового обязательства.

Очевидно, что в Законе «О недрах» не установлены такие существенные элементы федерального налога — регулярные платежи за пользование недрами, а именно налоговая ставка, налоговый период, порядок исчисления и уплаты платежей. Их установление отнесено согласно ст. 43 Закона «О недрах», к компетенции Правительства РФ, а определение ставок платежей — к компетенции Правительства РФ и компетенции исполнительных органов субъектов Федерации по предоставлению территориальных органов МПР России. Налоговый период вообще не установлен.

Таким образом, установление и взимание регулярных платежей за пользование недрами не соответствуют Конституции РФ.

(Б) В соответствии с п. 5 ст. 3 НК РФ федеральные налоги и сборы устанавливаются, изменяются или отменяются НК РФ.

В ст. 2 Федерального закона от 31.07.1998 г. № 147-ФЗ «О введении в действие части первой Налогового кодекса Российской Федерации» закреплено, что налоги, сборы и другие платежи, не установленные статьями 19–21 Закона РФ «Об основах налоговой системы в Российской Федерации», не взимаются.

До настоящего времени перечень федеральных налогов и сборов предусмотрен в ст. 19 Закона РФ «Об основах налоговой системы в Российской Федерации». При этом следует отметить, что регулярные платежи за пользование недрами как самостоятельный вид федеральных налогов или сборов в указанном перечне отсутствуют. Не предусмотрен подобный вид федеральных налогов и сборов и в ст. 13 НК РФ.

Таким образом, в Законе РФ «Об основах налоговой системы в Российской Федерации» и НК РФ регулярные платежи за пользование недрами прямо не названы.

Можно только предполагать, что взимание данного вида платежей подразумевается в подпункте «и» п. 1 ст. 19 Закона РФ

«Об основах налоговой системы в Российской Федерации» (платежи за пользование природными ресурсами, зачисляемые в бюджеты различных уровней).

На основании изложенного выше также можно сделать вывод о незаконности взимания регулярных платежей при пользовании недрами.

(В) В разделе V Закона «О недрах» в редакции от 08.08.2001 г. при определении новой системы платежей при пользовании недрами были исключены с 1 января 2002 г. платежи на воспроизводство минерально-сырьевой базы, акцизы. Из перечня платежей за пользование недрами, приведенного в ст. 39 Закона «О недрах», также исключены платежи за право на добычу. При этом в части второй НК РФ была введена глава 26 «Налог на добычу полезных ископаемых».

При формировании новой системы платежей при пользовании недрами такой платеж, как «платеж за пользование недрами», был заменен на «регулярные платежи за пользование недрами».

Кроме изменения наименования данного платежа радикальному изменению подверглись все существенные элементы этого налогового обязательства: налоговая база, налоговая ставка, налоговый период, порядок исчисления налога, порядок и сроки уплаты налога.

Таким образом, Федеральным законом от 08.08.2001 г. № 126-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации», по существу, был введен новый федеральный налог, который не предусмотрен НК РФ и Законом РФ «Об основах налоговой системы в Российской Федерации».

Введение нового налога путем внесения изменений в законодательные акты, подлежащие приведению в соответствие с нормами НК РФ, т.е. без включения этого налога в часть вторую названного Кодекса, противоречит положениям ст. 57, ч. 3 ст. 75 Конституции РФ. Кроме того, подобный подход законодателя создал противоречия между нормами Закона «О недрах» и п. 5 ст. 3 НК РФ, в соответствии с которыми федеральные налоги и сборы устанавливаются, изменяются или отменяются НК РФ.

В обоснование этого вывода можно также привести аргумент о том, что, например, нормы о «налоге на добычу полезных ископаемых» были кодифицированы и введены в действие именно путем дополнения части второй НК РФ, а не путем внесения изменений в Закон «О недрах» или принятия отдельного закона.

Исходя из приведенного выше обоснования, даже вне зависимости от признания регулярных платежей за пользование недрами налогом или сбором, введение данного обязательного платежа путем внесения изменений в Закон «О недрах» не соответствует принципу «законности при установлении налогов и сборов», предусмотренному статьей 57 Конституции РФ.

Представляется, что все приведенные доводы о несоответствии положений главы V Закона «О недрах» Конституции РФ достаточны для обращения в Конституционный Суд РФ.

10.5.2. Порядок уплаты и ставки регулярных платежей

Первоначально (1992 г.) регулярные платежи трактовались как «платежи за право на пользование недрами», позднее (1995 г.) — как платежи «за предоставление пользователям недр исключительных прав» на выполнение тех или иных видов пользования недрами.

В системе, действующей с 2002 г., правовой статус платежей не изменился. Однако из нее, как отмечалось выше, были исключены «платежи за добычу полезных ископаемых», так называемые роялти, учтенные в составе налога на добычу полезных ископаемых.

В действующей системе платежей при пользовании недрами регулярные платежи за пользование недрами взимаются:

- за предоставление пользователям недр исключительных прав на поиск и оценку месторождений полезных ископаемых;
- разведку полезных ископаемых;
- геологическое изучение и оценку пригодности участков недр для строительства и эксплуатации сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;
- строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, за исключением инженерных сооружений неглубокого залегания (до 5 м),

используемых по целевому назначению (п. 1 ст. 43 Закона «О недрах»).

К строительству и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, относятся также строительство искусственных сооружений и прокладка кабелей и трубопроводов под водой.

Регулярные платежи за пользование недрами взимаются с пользователей недр отдельно по каждому виду работ, осуществляемых в Российской Федерации, на континентальном шельфе и в исключительной экономической зоне Российской Федерации, а также за пределами Российской Федерации на территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации (а также арендуемых у иностранных государств или используемых на основании международного договора, если иное не установлено международным договором).

Размеры регулярных платежей за пользование недрами определяются в зависимости от экономико-географических условий, размера участка недр, вида полезного ископаемого, продолжительности работ, степени геологической изученности территории и степени риска.

Регулярный платеж за пользование недрами взимается за площадь лицензионного участка, предоставленного недропользователю, за вычетом возвращенной части лицензионного участка (п. 2 ст. 43).

Ставка регулярного платежа за пользование недрами устанавливается за один квадратный километр площади участка недр в год. Правительство РФ устанавливает минимальный и максимальный размеры ставки регулярного платежа за пользование недрами. В табл. 16 приведены минимальные и максимальные ставки регулярных платежей за пользование недрами при освоении нефтегазовых месторождений, которые в данном случае трактуются как «углеводородное сырье» [74]. Ставки установлены для трех видов пользования недрами:

- поиск и оценка месторождений полезных ископаемых;
- разведка полезных ископаемых;
- строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

Конкретный размер ставки регулярного платежа за пользование недрами устанавливается исполнительным органом государ-

Таблица 16

Минимальные и максимальные ставки регулярных платежей за пользование недрами, руб./кв. км

Виды пользования недрами	Ставка	
	минимальная	максимальная
1. Ставки регулярных платежей за пользование недрами в целях поиска и оценки месторождений полезных ископаемых		
Углеводородное сырье	120	360
Углеводородное сырье на континентальном шельфе Российской Федерации и в исключительной экономической зоне Российской Федерации, а также за пределами Российской Федерации на территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации	50	150
2. Ставки регулярных платежей за пользование недрами в целях разведки полезных ископаемых		
Углеводородное сырье	5000	20 000
Углеводородное сырье на континентальном шельфе Российской Федерации и в исключительной экономической зоне Российской Федерации, а также за пределами Российской Федерации на территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации	4000	16 000
3. Ставки регулярных платежей за пользование недрами при строительстве и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых		
Хранение нефти и газового конденсата, руб./т	3,5	5
Хранение природного газа и гелия, руб./1000 куб. м	0,2	0,25

Примечание. При пользовании недрами в целях геологического изучения и оценки пригодности участков недр для строительства и эксплуатации сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, минимальная ставка регулярного платежа за пользование недрами составляет 30 руб. за 1 кв. км площади участка недр, максимальная ставка — 80 руб. за 1 кв. км площади участка недр.

ственной власти субъекта Российской Федерации по представлению территориального органа в области управления государственным фондом недр отдельно по каждому участку недр, на который в установленном порядке выдается лицензия на пользование недрами и который находится на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, в пределах, установленных Правительством РФ. В случае если конкретный размер ставки регулярного платежа за пользование недрами не устано-

влен исполнительным органом государственной власти субъекта Российской Федерации в установленном настоящей статьей порядке, он принимается равным максимальному размеру ставки регулярного платежа за пользование недрами, установленному Правительством РФ.

Порядок и условия взимания регулярных платежей за пользование недрами с пользователей недр, осуществляющих поиск и разведку месторождений на континентальном шельфе Российской Федерации, в исключительной экономической зоне Российской Федерации и за пределами Российской Федерации на территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации, а также арендуемых у иностранных государств или используемых на основании международного договора, если иное не установлено международным договором, определяются МПР России в пределах установленных минимальных и максимальных ставок и зачисляются в федеральный бюджет.

Регулярные платежи за пользование недрами на территории Российской Федерации подлежат уплате по месту нахождения участка недр, предоставленного в пользование, в соответствии с законодательством Российской Федерации (п. 2 постановления Правительства РФ от 29.12.2001 г. № 926 «Об утверждении минимальных и максимальных ставок регулярных платежей за пользование недрами и правил уплаты регулярных платежей за пользование недрами»).

За участки недр, расположенные на континентальном шельфе Российской Федерации, в исключительной экономической зоне Российской Федерации и за пределами Российской Федерации на территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации, а также арендуемых у иностранных государств или используемых на основании международного договора, если иное не установлено международным договором, регулярные платежи за пользование недрами подлежат уплате по месту государственной регистрации в Российской Федерации юридического лица или по месту жительства физического лица.

Регулярные платежи за пользование недрами уплачиваются пользователями недр ежеквартально не позднее последнего числа месяца, следующего за истекшим кварталом (п. 4 ст. 43 Закона «О недрах»). Квартальный платеж определяется в налоговой декларации как четвертая часть годовой ставки.

Пользователи недр ежеквартально не позднее последнего числа месяца, следующего за истекшим кварталом, представляют в территориальные органы МНС России и МПР России расчеты регулярных платежей за пользование недрами по формам, утвержденным данными министерствами.

Статьей 4 Закона «О недрах» установлено, что регулярные платежи за пользование недрами взимаются в денежной форме и зачисляются в федеральный, региональные и местные бюджеты в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации. Вместе с тем Федеральный закон «О федеральном бюджете на 2002 г.» предусмотрел зачисление этих платежей только в федеральный и региональные бюджеты.

10.5.3. Порядок расчета регулярных платежей

Установленный МНС России порядок расчета регулярных платежей за пользование недрами [85] распространяется на организации и индивидуальных предпринимателей, признаваемых пользователями недр в соответствии с Законом «О недрах», в том числе при заключении и выполнении СРП, за исключением соглашений, заключенных до 01.07.2002 г. (приказ МНС России от 22.04.2002 г. № БК-№-21/220 «Об утверждении формы расчета регулярных платежей за пользование недрами и порядка его заполнения»).

Учет регулярных платежей за пользование недрами осуществляется органами МНС России и МПР России на территории Российской Федерации по месту нахождения участка недр, а при пользовании недрами на континентальном шельфе, в исключительной экономической зоне и за пределами Российской Федерации на территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации, — по месту государственной регистрации налогоплательщика.

Законодательством предусмотрено осуществление регулярных платежей за пользование недрами:

- в целях поиска и оценки месторождений полезных ископаемых;
- в целях разведки полезных ископаемых;
- при строительстве и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

- в целях геологического изучения и оценки пригодности участков недр для строительства и эксплуатации сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых (п. 1 ст. 43 Закона «О недрах»).

Расчет суммы регулярных платежей при пользовании недрами в целях поиска и оценки месторождений полезных ископаемых (в рублях) осуществляется по формуле

$$Z_n = S_{\text{обн}}^n \times N_n \text{ при } S_{\text{обн}}^n = S_{\text{обн}}^n - (S_{\text{в}}^n + S_{\text{м}}^n),$$

где

$S_{\text{обн}}^n$ — облагаемая площадь лицензионного участка (кв. км);

$S_{\text{л}}^n$ — площадь лицензионного участка (кв. км);

$S_{\text{в}}^n$ — площадь возвращенной части лицензионного участка (кв. км);

$S_{\text{м}}^n$ — площадь территории открытых месторождений (кв. км);

N_n — ставка регулярного платежа при пользовании недрами в целях поиска и оценки месторождений полезных ископаемых (руб.);

n — пользование недрами в целях поиска и оценки месторождений полезных ископаемых.

Площадь возвращаемой части лицензионного участка $S_{\text{в}}^n$ определяется на основании изменений к лицензии на право пользования недрами или решения территориального органа МПР России, принятого по заявлению пользователя недр.

Ставка регулярных платежей N_n за пользование недрами устанавливается по видам пользования недрами исполнительными органами государственной власти субъекта Российской Федерации по представлению территориального органа МПР России отдельно по каждому участку и фиксируется в лицензионном соглашении.

Расчет суммы регулярных платежей при пользовании недрами в целях разведки месторождений полезных ископаемых (в рублях) осуществляется по формуле

$$Z_n = S_{\text{обн}}^p \times N_p \text{ при } S_{\text{обн}}^p = S_3^p - S_r^p; \quad S_3^p = S_{\text{л}}^p - S_{\text{в}}^p,$$

где

$S_{\text{обн}}^p$ — облагаемая площадь участка, на котором запасы (за исключением площади горного отвода) установлены и учтены Государственным балансом запасов (кв. км);

S_p^z — площадь запасов, установленных и учтенных Государственным балансом запасов (кв. км);

S_p^g — площадь горного отвода (кв. км);

S_p^l — площадь лицензионного участка (кв. км);

S_p^b — площадь возвратной части лицензионного участка (кв. км);

N_p — ставка регулярного платежа при пользовании недрами в целях разведки месторождений полезных ископаемых;

p — пользование недрами в целях разведки месторождений полезных ископаемых.

Расчет суммы регулярных платежей за пользование недрами при строительстве и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых (в рублях), осуществляется по формуле

$$Z_c = Q + N_c,$$

где Q — количество продукции, подлежащей хранению (нат. ед.);

N_c — ставка регулярных платежей (руб./нат. ед.).

Законодательством о недрах предусматривается лишь один вариант пользования недрами при строительстве и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, — это хранение продукции. Вид и количество хранимой продукции определяются проектной документацией на строительство и эксплуатацию подземного сооружения (Временная классификация скважин, бурящихся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залейей), утвержденная приказом МПР России от 07.02.2001 г. № 126).

Налоговое законодательство [87] предусматривает ставки за хранение нефти, газового конденсата, природного газа и гелия. Вместе с тем возможны и другие виды использования недр в целях строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых. В первую очередь это подземные туннели транспортного назначения (метро и т.п.), расположенные на большой глубине (более 5 м) промышленные и оборонные объекты и т.п. Для них взимание регулярных платежей за пользование, с одной стороны, не отменено, но с другой — и не установлен порядок осуществления таких платежей (ставки и т.п.).

Расчет суммы регулярных платежей за пользование недрами в целях геологического изучения и оценки пригодности участков недр для строительства и эксплуатации сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, осуществляется по формуле

$$Z_{\Gamma} = S_{\text{обн}}^{\Gamma} \times N_{\Gamma} \text{ при } S_{\text{обн}}^{\Gamma} = S_{\text{л}}^{\Gamma} - S_{\text{в}}^{\Gamma},$$

где N_{Γ} — ставка регулярных платежей (руб.);

$S_{\text{обн}}^{\Gamma}$ — облагаемая площадь лицензионного участка (кв. км);

$S_{\text{л}}^{\Gamma}$ — площадь лицензионного участка (кв. км);

$S_{\text{в}}^{\Gamma}$ — площадь возвращенной части лицензионного участка (кв. км);

Γ — пользование недрами в целях геологического изучения и оценки пригодности участков недр для строительства и эксплуатации сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

10.5.4. Освобождение от платежей за пользование недрами

Действовавшее до 2002 г. законодательство о недрах предусматривало относительно широкий круг пользователей недр и условий пользования, которые являлись основанием для освобождения от платежей за пользование недрами.

От платежей освобождались три категории пользователей недр:

- собственники, владельцы земельных участков, осуществляющие в установленном порядке добычу общераспространенных полезных ископаемых и подземных вод на принадлежащем им или арендуемом ими земельном участке непосредственно для своих нужд;
- пользователи недр, ведущие региональные геолого-геофизические работы, геологическую съемку, другие геологические работы, направленные на общее геологическое изучение недр, геологические работы по прогнозированию землетрясений и исследованию вулканической деятельности, инженерно-геологические изыскания, палеонтологические, геоэкологические исследования, контроль за режимом подземных вод, иные работы, проводимые без существенных нарушений целостности недр;

- пользователи недр, получившие участки недр для образования особо охраняемых геологических объектов (ст. 43 Закона «О недрах»).

Это положение сохранилось с некоторыми редакционными уточнениями.

Законодательно установлено, что регулярные платежи за пользование недрами не взимаются за:

- пользование недрами для регионального геологического изучения;
- пользование недрами для образования особо охраняемых геологических объектов, имеющих научное, культурное, эстетическое, санитарно-оздоровительное и иное значение. Порядок отнесения объектов пользования недрами к особо охраняемым геологическим объектам, имеющим научное, культурное, эстетическое, санитарно-оздоровительное и иное значение, устанавливается Правительством РФ.

Кроме того, не взимаются платежи при пользовании недрами для сбора минералогических, палеонтологических и других геологических коллекционных материалов.

Применительно к нефтегазодобыче ранее действовавшее законодательство предусматривало в ряде случаев возможность введения льготного режима.

В целях стимулирования освоения месторождений полезных ископаемых, находящихся в сложных горно-геологических условиях, или месторождений полезных ископаемых пониженного качества, в том числе содержащих трудноизвлекаемые, некондиционные, ранее списанные запасы полезных ископаемых, а также в целях внедрения экологически безопасных технологий и технологий, повышающих извлечение основных и попутных полезных компонентов, пользователи недр могли частично или полностью освобождаться от платежей за пользование недрами и получать отсрочки от уплаты этих платежей. Решение о предоставлении отсрочек или об освобождении от платежей принимались органами, предоставляющими лицензии на пользование недрами.

Органы представительной власти субъектов Российской Федерации могли устанавливать дополнительные основания для освобождения отдельных категорий пользователей недр от платежей, поступающих в бюджет соответствующего субъекта Федерации (ст. 48).

Современное законодательство, сохранив практически неизменным перечень категорий пользователей недр, которые освобождаются от платежей за пользование недрами, полностью исключило перечень условий пользования недрами, которые служили основанием для освобождения или установления льготного режима платежей за пользование недрами.

Статья 22 Закона «О недрах» предоставила пользователю право «проводить без дополнительных разрешений геологическое изучение недр за счет собственных средств в границах горного отвода, предоставленного ему в соответствии с лицензией или СРП».

Возможность осуществления такого права, по крайней мере при освоении нефтегазовых месторождений, весьма сомнительна. Границы горного отвода устанавливаются в соответствии с Инструкцией о порядке предоставления горных отводов для разработки газовых и нефтяных месторождений (п. 2.1) «только на ту часть предоставленного в пользование участка недр, запасы нефти и газа которого прошли государственную экспертизу» [42]. О каком еще геологическом изучении этого участка может идти речь? Поиск и оценку каких еще запасов на нем возможно осуществлять? Но даже если предположить, что пользователь недр воспользуется своим правом и «за свой счет» осуществит поиски и оценку в своем горном отводе, остается неясным, должен ли он в этом случае уплачивать регулярные платежи за право поиска и оценки. Ответ далеко не однозначен, если принять во внимание, что в отношении платежей за право выполнения разведочных работ Закон приводит вполне четкую норму: регулярные платежи не взимаются с пользователей недр, осуществляющих:

- разведку полезных ископаемых на месторождениях, введенных в промышленную эксплуатацию, в границах горного отвода, предоставленного пользователю недр для добычи этих полезных ископаемых;
- разведку полезного ископаемого в границах горного отвода, предоставленного пользователю недр для добычи этого полезного ископаемого (ст. 43 Закона «О недрах»).

Следует отметить, что данная норма по сути является определенной льготой. В действительности же приведенная формулировка по существу означает отмену этого вида регулярного платежа. Рассмотрим эту ситуацию подробнее.

10.5.5. Неправомерность взимания платежей за пользование недрами в целях разведки полезных ископаемых

Проблема правового статуса работ по разведке месторождений, и в частности бурения разведочных скважин, применительно к действующему законодательству о недрах носит с точки зрения десятилетиями складывающихся представлений о методологии освоения нефтегазовых месторождений парадоксальный характер. Не затрагивая техническую (технологическую, проектную) необходимость введения той или иной классификации скважин, которые бурятся в целях освоения нефтегазовых ресурсов, остановимся на правовой и экономической стороне этой проблемы. Попытаемся показать, что с этих позиций все скважины не только правомерно, но и целесообразно делить всего на две группы, которые условно назовем «поисковыми» и «эксплуатационными». В этой связи уместно обратиться к мировой практике освоения нефтегазовых ресурсов.

В английском [166], французском [167], португальском и испанском [168] языках применительно к рассматриваемой проблеме используется три термина для определения процессов поиска, разведки и разработки нефтегазовых месторождений. Соответственно и скважины подразделяются на три группы: поисковые, разведочные и эксплуатационные.

Поисковые скважины: wild cat, exploration well (англ.); puits de exploration (фр.); розо-aventura (порт., исп.) — скважины, которые бурятся на новых, неисследованных площадях. Таких обычно единицы.

Разведочные скважины: extention well (англ.); puits de extension (фр.); розо de fensgo (порт., исп.) — скважины, запасы которых признаны коммерчески значимыми и которые бурятся на открытых месторождениях, с целью уточнения строения и контура залежи.

Эксплуатационные скважины: development well (англ.); puits de developpement (фр.); розо de exploratoria (порт., исп.) — скважины, которые бурятся с целью добычи нефти и/или газа.

При всех различиях толкования этих терминов, встречающихся в различных языках и источниках (словарях, учебниках), они характеризуются одним параметром, который весьма удачно подметил Ж. Массерон в своей многократно переизданной книге «Экономика углеводородов» [168]. Таким параметром он считает

удельный вес удачных (продуктивных) скважин, присущих каждой из трех категорий. Мировой опыт показывает, что среди поисковых число продуктивных скважин составляет 10–20%, редко 30; среди разведочных — 90–95 и среди эксплуатационных практически 100%. Анализ этих цифр показывает правомерность объединения двух последних видов скважин в одну группу. В результате остаются две группы скважин — поисковые и эксплуатационные.

В отечественной науке и практике освоения нефтегазовых ресурсов эта проблема решалась не так просто. Существовало большое число терминов, определяющих различные категории скважин.

В советское время необходимость введения детальной классификации скважин в зависимости от условий и цели их бурения была обусловлена и целесообразна с экономической точки зрения.

В тот период в промышленности существовала только государственная собственность. Все деньги на бурение выделял Госплан СССР, стремившийся при выделении денег к строгой экономии. Если скважины бурились в новом районе на новых площадях, расчет велся исходя из фактических затрат. Если бурились скважины на уже освоенном месторождении — деньги выделялись на основе достаточно жестких, систематически снижающихся нормативов. В результате у исполнителя, в частности, появлялся стимул доказывать, что разведочное бурение необходимо осуществлять даже на уже разрабатываемом два-три десятка лет месторождении. Утвержденная в 1968 г., т.е. 35 лет назад, последняя в советский период классификация скважин содержала семь категорий и более десятка различных видов скважин [4]. Это было оправданно и с экономической, и с технической точки зрения — государство все очень детально регламентировало. В 2001 г. МПР России утвердило новую классификацию скважин [69], которая практически повторила ранее действовавшую (см. табл. 15). Не изменилось и представление о назначении скважин. Указанные выше классификации следующим образом определяют основные категории скважин.

Поисковые скважины

- (классификация 1968 г.) «бурятся на площадях, подготовленных геолого-поисковыми работами, с целью открытия новых месторождений нефти и газа»;

Таблица 15

Классификация скважин, бурящихся при освоении нефтегазовых ресурсов

№ п/п	Наименование категорий и групп скважин	Классификация 1968 г. [4]	Классификация 2001 г. [69]
1	Опорные	+	+
2	Параметрические	+	+
3	Структурные	+	+
4	Поисковые	+	+
5	Разведочные	+	+
6	Эксплуатационные:		
	— оценочные	+	—
	— операционные	—	+
	— эксплуатационные	+	+
	— нагнетательные	+	+
7	— наблюдательные	+	+
	Специальные:		
	— для сброса промышленных вод	+	+
	— для проведения специальных исследований	—	+
	— для ликвидации открытых фонтанов нефти и газа	+	+
	— для целей подземного хранения газа	+	+
— на техническую воду	+	+	
	— для захоронения промышленных отходов	—	+

- (классификация 2001 г., названы «поисково-оценочными») «бурятся на площадях, подготовленных к поисковым работам, с целью открытия новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценки их промышленной значимости».

Разведочные скважины

- (1968 г.) «бурятся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью подготовки запасов нефти и газа промышленных категорий в необходимом соотношении и сбора исходных данных для составления проекта (схемы) разработки залежи»;
- (2001 г.) «бурятся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью для уточнения запасов и сбора исходных данных для составления технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) залежи» (п. 2.6).

Эксплуатационные скважины

- (1968 г.) «бурятся для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа»;
- (2001 г.) «бурятся для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа».

Основанием такой стабильности классификации скважин является неизменность базовых принципов теории и методологии поиска, разведки и разработки нефтегазовых месторождений, заложенных еще И.М. Губкиным. Это ни в коей мере не отрицает достижений в развитии теории и практики освоения таких месторождений в этот период. Это «техническая» сторона проблемы. В экономике и праве ситуация изменилась кардинально. Деньги выделяет инвестор из своего кармана. При этом для него определяющим является не формальное отнесение скважины к той или иной категории, а обоснование и расчет предстоящих расходов.

Следует отметить, что в силу тех или иных объективных и в значительной мере субъективных причин, а также сохранения советского менталитета особенно «не повезло» и «не везет» именно разведочным скважинам.

В первую очередь это нашло отражение в Законе «О недрах», который нечетко определяет цели и задачи разведочных работ, точнее, вообще не раскрывает их содержания, например, при определении вида пользования недрами, который называется «разведка и добыча полезных ископаемых» (п. 3 ст. 6). Когда же речь идет о полномочиях недропользователя, получающего так называемую совмещенную лицензию, Закон относит разведку уже к другому виду пользования недрами, который в той же статье назван «геологическое изучение». Считать все это редакционной небрежностью трудно, поскольку такое определение появилось в первоначальной редакции указанного Закона в 1992 г., которая действительно содержала ряд недостоверных правовых положений (например, определение понятия континентального шельфа и др.), но было текстуально повторено и в последующей редакции данного Закона в 1995 г. и сохраняется до настоящего времени. В то же время, например, неточные определения понятия континентального шельфа и ряд других неточностей были устранены.

Далее, когда в названном Законе речь идет о регламентации сроков пользования недрами по видам пользования, то вид пользования «разведка и добыча» называется уже просто «добычей».

В проекте Кодекса РФ о недрах, представленном для общественного обсуждения 06.09.2002 г. МПР России, при определении видов пользования недрами разведка отнесена в одном случае к так называемому геологическому изучению, в другом — к разведке и добыче.

В любом случае, в том числе и в соответствии с нормами Закона «О недрах», разведка начинается и осуществляется после завершения поиска месторождения и признания (оценки) коммерческого открытия. Но начинать такие работы, опять-таки в соответствии с Законом «О недрах», можно, только получив лицензию на «разведку и добычу полезных ископаемых». «В соответствии с лицензией на пользование недрами для добычи полезных ископаемых... участок недр предоставляется в виде горного отвода — геометризованного блока недр» (ст. 7 Закона «О недрах»). При этом на бланке лицензии делается запись о том, что предоставленный участок недр «имеет статус горного отвода».

В ст. 7 Закона «О недрах» указано, что «при предоставлении лицензии на пользование недрами» устанавливаются так называемые «предварительные границы горного отвода». После разработки технического проекта, получения на него положительного заключения государственной экспертизы, согласования указанного проекта с органами государственного горного надзора и государственными органами охраны окружающей природной среды документы, определяющие уточненные границы горного отвода (с характерными резервами, ведомостью координат угловых точек), включаются в лицензию в качестве неотъемлемой составной части.

Такая двухстадийная процедура может быть истолкована таким образом, что освобождение от уплаты регулярных платежей за разведку должно приурочиваться к моменту, когда пользователю недр выдается «Горноотводный акт к лицензии на пользование недрами». Только этот документ упоминается в Инструкции о порядке предоставления горных отводов для разработки газовых и нефтяных месторождений [42]. Этот акт удостоверяет уточненные границы горного отвода, и именно о нем идет речь в названном Законе, когда говорится о том, что «документы, определяющие уточненные границы горного отвода... включаются в лицензию в качестве неотъемлемой составной части». Однако положения данного Закона о том, что лицензия на добычу выдается

одновременно с предоставлением горного отвода, а главное — что именно с момента выдачи лицензии пользователь недр получает исключительное право на проведение работ в пределах предварительных границ горного отвода, являются вполне достаточными, чтобы утверждать, что норма указанного Закона, освобождающая пользователя недр от платы за разведку полезных ископаемых, должна применяться с момента выдачи лицензии.

Площадь горного отвода (в документах об учете использования горных отводов они измеряются не объемом, а площадью в гектарах. — *Авт.*), как правило, меньше площади участка недр, первоначально предоставленного в пользование, особенно в случае, когда условия лицензии предусматривают проведение геологического изучения. Однако это обстоятельство не влияет на правомерность освобождения пользователя недр от регулярных платежей за право разведки, поскольку оставшаяся часть не имеет статуса горного отвода, а упомянутые платежи взимаются только за пользование недрами в границах горного отвода, предоставленного для добычи (ст. 43 Закона «О недрах»). Приведенная подробная аргументация достаточно убедительно доказывает неправомерность взимания регулярных платежей за право разведки. На практике, к сожалению, налоговые службы продолжают требовать уплаты этих платежей, а недропользователи, ссылаясь на относительно небольшие суммы, предпочитают не вступать с ними в конфликт.

10.6. Плата за геологическую информацию о недрах

В соответствии с Федеральным законом от 25.01.1995 г. «Об информации, информатизации и защите информации» информация представляет собой «сведения о лицах, предметах, фактах, событиях, явлениях и процессах независимо от формы их представления».

К геологической информации о недрах относится информация о геологическом строении недр, о находящихся в них полезных ископаемых, об условиях их разработки, а также иных качествах и особенностях недр, содержащаяся в геологических отчетах, картах и иных материалах (ст. 27 Закона «О недрах»). К ним, в частности, относится информация о тектонической и вулкани-

ческой активности, режиме подземных вод, возможностях использования недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых, состоянии уникальных геологических объектов (геологические обнажения, пещеры, россыпи камней и минералов и т.п.).

В современных условиях термин «геологическая информация» следует понимать не только в узком смысле как те или иные сведения геологического характера, а скорее как информационную систему, представляющую собой организационно упорядоченную совокупность массивов первичных и аналитических документов и информационных технологий (информационных ресурсов), сосредоточиваемых в фондах, архивах, библиотеках, базах данных с целью сбора, обработки, накопления, хранения и последующего поиска и предоставления их потребителю.

Отношения, касающиеся информации, регулируются Конституцией РФ, Федеральным законом «Об информации, информатизации и защите информации», а также ГК РФ. Особенности отношений в сфере геологической информации регулируются Законом «О недрах», а также отраслевыми нормативными правовыми актами, главным образом положениями, инструкциями и приказами МПР России.

Гражданское законодательство классифицирует информацию как один из объектов гражданских прав (ст. 128 ГК РФ). Как таковая она может свободно отчуждаться или переходить от одного лица к другому в порядке универсального правопреемства либо иным способом, если она не ограничена в обороте. Такая ограниченная оборотоспособность присуща геологической информации.

Статья 139 ГК РФ устанавливает три условия, наличие которых позволяет относить ту или иную информацию к служебной или коммерческой тайне.

Первое. Информация имеет действительную или потенциальную коммерческую ценность в силу неизвестности ее третьим лицам.

Недропользование, начиная с поиска и разведки и кончая добычей полезных ископаемых, во многом представляет собой процесс получения информации, которая является условием, определяющим целесообразность и порядок продолжения работ. Достаточно большие затраты на поисковое и разведочное бурение

являются по существу затратами на получение геологической информации. Исполнитель получает такую информацию впервые. Без проведения комплекса геологических и разведочных работ она объективно не может быть известна третьим лицам.

Второе. К данной информации нет свободного доступа на законном основании. Статья 27 Закона «О недрах» установила, что геологическая информация независимо от формы собственности, т.е. от того, принадлежит ли она государству или непосредственно пользователю недр, должна представляться «по установленной форме в федеральный или соответствующий территориальный фонд геологической информации, осуществляющий ее хранение и систематизацию. Порядок и условия использования указанной информации, в том числе в коммерческих целях, определяются федеральным органом управления государственным фондом недр».

Третье. Владелец информации принимает меры к охране ее конфиденциальности. Статья 27 Закона «О недрах» определила, что «право собственности (в том числе право распоряжения и пользования. — *Авт.*) на геологическую и иную информацию о недрах охраняется в порядке, установленном законодательством Российской Федерации для других объектов собственности». Должностные лица федерального и территориальных фондов геологической информации *обязаны* обеспечить *конфиденциальность* предоставляемой информации, а также несут материальную, административную или уголовную ответственность за ее несанкционированное разглашение».

Поскольку, как было показано, геологическая информация полностью соответствует перечисленным условиям, ее следует рассматривать как информацию, составляющую служебную или коммерческую тайну.

Собственник этой информации, предоставляющий ее в пользование, вправе требовать, как минимум, возмещения затрат на ее получение. В этом плане собственники геологической информации — государство и недропользователь — имеют разные возможности реализовать свое право. Государство осуществляет его в форме установления обязательного специального сбора — «платы за геологическую информацию о недрах», — классифицируемого бюджетным законодательством как вид неналогового дохода федерального бюджета. Недропользователь осуществляет свое

право свободно, на коммерческой, договорной основе. Средства, полученные в этом случае, являются его доходом.

Статья 36.1 Закона «О недрах» констатирует, что в Российской Федерации осуществляется государственное геологическое изучение недр, в задачи которого входит: геологическое картирование территории Российской Федерации и ее континентального шельфа, поиски и оценка месторождений полезных ископаемых в соответствии с государственными программами, мониторинг состояния недр и прогнозирование происходящих в них процессов, сбор и хранение информации о недрах, состоянии минерально-сырьевой базы и другие виды работ, связанных с геологическим изучением недр.

Организация государственного геологического изучения недр возлагается на федеральный орган управления государственным фондом недр. Финансируются эти работы за счет федерального бюджета.

Государственное геологическое изучение недр не следует путать с видом пользования недрами, названным в Законе «О недрах» «геологическое изучение, включающее поиски и оценку месторождений полезных ископаемых».

По характеру, задачам и перечню видов геологических работ и исследований оно, по существу, соответствует виду пользования «региональное геологическое изучение». Финансируются эти работы из средств федерального бюджета и регламентируются федеральным органом управления государственным фондом недр.

Закон «О недрах» в первоначальной редакции обязал недропользователя осуществлять плату за геологическую информацию. При этом, однако, он никак не регламентировал этот процесс. В ст. 43.1 Закона «О недрах», в редакции от 03.03.1995 г., указывалось, что «за пользование геологической информацией о недрах, полученной за счет государственных средств, *может* (не обязательно. — *Авт.*) взиматься плата». Учитывая характерную для начала 90-х годов прошлого века массовую утечку геологической информации, данный Закон установил, что «получение сведений об участке недр иным путем, кроме установленного положением, утверждаемым Правительством РФ, не освобождает пользователя недр от платы за геологическую информацию» (ст. 43.1). Такое положение разработано не было, и размер платы

за геологическую информацию в форме платы за так называемые ранее понесенные затраты определялся индивидуально, либо в лицензионных соглашениях, либо в условиях конкурса (аукциона) вводилось требование приобретения так называемого пакета геологической информации, стоимость которого устанавливалась достаточно произвольно.

В 2001 г. «плата за геологическую информацию о недрах» была введена в систему платежей при пользовании недрами в качестве обязательной. При этом предусматривалось взимание платы только «за пользование геологической информацией о недрах, полученной в результате государственного геологического изучения недр от федерального органа управления государственным фондом недр» (ст. 41). Размер платы за указанную геологическую информацию и порядок ее взимания должны были определяться Правительством РФ. В 2002 г. было принято постановление Правительства РФ от 25.01.2002 г. № 57 «О плате за геологическую информацию», которое установило, что минимальный размер платы за геологическую информацию о недрах, полученную в результате государственного геологического изучения недр от федерального органа управления государственным фондом недр (далее — геологическая информация о недрах), для пользователей недр составляет 10 000 руб. Размер платы за геологическую информацию о недрах может быть увеличен с учетом объема предоставленной информации, ее вида, потребительских свойств, но не может превышать величины затрат государственных средств на геологическое изучение недр, в результате которого была получена данная информация. Конкретный размер платы за геологическую информацию о недрах для потребителя данной информации определяется федеральным органом управления государственным фондом недр [79].

Платежи эти полностью зачислялись в федеральный бюджет, который, в свою очередь, являлся источником финансирования затрат на получение указанной геологической информации.

Следует отметить, что решить проблему установления конкретного размера подобных отчислений достаточно сложно не только методологически, но и теоретически. Это проблемы правомерности компенсации возмещенных затрат, учета временного фактора, отнесения расходов на изучение зон, оказавшихся «сухими», и т.д. В целях создания «прозрачной» и простой системы

налогообложения представляется целесообразным вообще отказаться от этого вида платежа, а точнее, налога.

В случае необходимости и целесообразности увеличения налоговой нагрузки при освоении того или иного конкретного месторождения решать проблему можно другим путем. Введение же «усредняющего» налога, как уже неоднократно подчеркивалось, снижает эффективность налоговой системы в нефтегазодобыче.

Уместно заметить, что в зарубежной практике подобные платежи не взимаются.

10.7. Сбор за участие в конкурсе (аукционе) и выдачу лицензий

Сбор за участие в конкурсе (аукционе) вносится всеми его участниками и является одним из условий регистрации заявки. Сумма сбора определяется исходя из стоимости затрат на подготовку, проведение и подведение итогов конкурса (аукциона), оплату труда привлекаемых экспертов.

Сумма сбора за участие в конкурсе (аукционе) зачисляется на счета федерального органа управления государственным фондом недр либо его территориальных органов и используется для покрытия расходов этих органов, а также органов государственной власти субъектов Российской Федерации, регулирующих процесс пользования недрами, на проведение конкурсов (аукционов).

Часть средств от сбора за участие в конкурсе (аукционе) органы, выдавшие лицензии, могут направлять на проверку выполнения пользователями недр условий лицензий (ст. 42 Закона «О недрах»).

Сбор за выдачу лицензий на пользование недрами вносится пользователями недр при выдаче указанной лицензии. Сумма сбора определяется исходя из стоимости затрат на подготовку, оформление и регистрацию выдаваемой лицензии.

Сумма сбора за выдачу лицензий на пользование недрами зачисляется на счета федерального органа управления государственным фондом недр либо его территориальных органов и используется для покрытия расходов этих органов, а также органов государственной власти субъектов Российской Федерации, регулирующих процесс пользования недрами (ст. 42).

10.8. Распределение платежей за пользование недрами между бюджетами различных уровней

Адресация получения налоговых поступлений самого различного вида по бюджетам различных уровней: федеральному, субъектов Российской Федерации, местным — является общераспространенным принципом бюджетной политики. Регулируется эта система бюджетным законодательством.

Иначе обстоит дело с поступлениями, формирующимися за счет налоговых платежей ресурсного характера. Идеология их распределения между бюджетами различного уровня абсолютно иная. В ее основу заложено право собственности на недра и ресурсы недр. В соответствии с законодательством о недрах они являются государственной собственностью. При этом Конституция РФ установила, что права «владения, пользования и распоряжения» недрами находятся в совместном ведении Российской Федерации и субъекта Федерации.

Рассмотрим, как эта проблема решалась в отношении платежей за добычу полезных ископаемых и как должна решаться в отношении налога на добычу полезных ископаемых, несмотря на определенные различия в этих налогах.

До введения в действие главы 26 НК РФ распределение платежей за пользование недрами регламентировалось статьей 42 Закона «О недрах». Было установлено, что платежи за пользование недрами поступают в федеральный бюджет, бюджеты субъектов Российской Федерации, соответствующие местные бюджеты.

В местные бюджеты должны были поступать:

- платежи за поиск и разведку месторождений всех полезных ископаемых и платежи за добычу общераспространенных полезных ископаемых на территориях соответствующих муниципальных образований;
- платежи за пользование недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых;
- часть суммы платежей за добычу полезных ископаемых, кроме общераспространенных.

В бюджеты субъектов Российской Федерации и в федеральный бюджет должна была поступать часть суммы платежей за добычу полезных ископаемых, за исключением тех, плата за которые поступала только в местные бюджеты.

Платежи за добычу углеводородного сырья распределялись в следующем порядке, %:

- местный бюджет — 30;
- бюджет субъекта Российской Федерации — 30;
- федеральный бюджет — 40.

Платежи за добычу других полезных ископаемых распределялись в следующем порядке, %:

- местный бюджет — 50;
- бюджет субъекта Российской Федерации — 25;
- федеральный бюджет — 25.

Распределение платежей за добычу полезных ископаемых из уникальных месторождений и групп месторождений федерального значения между бюджетами разных уровней могло осуществляться в иных пропорциях, которые должны были устанавливаться по соглашению всех заинтересованных сторон. В спорных случаях решение по этому вопросу принималось Федеральным Собранием Российской Федерации.

Платежи за пользование недрами территориального моря распределялись в следующем порядке, %:

- бюджет субъекта Российской Федерации — 60;
- федеральный бюджет — 40.

Платежи за пользование недрами континентального шельфа Российской Федерации поступали в федеральный бюджет.

Распределение платежей за добычу подземных вод устанавливалось в соответствии с водным законодательством Российской Федерации.

При добыче полезных ископаемых на территории автономного округа, входящего в состав края или области, платежи за добычу полезных ископаемых должны были поступать в бюджет края или области за счет половины суммы платежей, поступающих в федеральный бюджет.

При пользовании недрами в районах проживания малочисленных народов и этнических групп часть платежей, поступающих в бюджеты субъектов Российской Федерации, использовалась для социально-экономического развития этих народов и групп.

Действующий НК РФ вывел налог на добычу полезных ископаемых из законодательства о недрах и установил совершенно иные принципы распределения налоговых платежей ресурсного характера.

Для каждого вида налогового платежа установлена, по существу, своя система.

Платежи за пользование недрами, регламентируемые Законом «О недрах», распределяются следующим образом:

- разовые платежи — принципы их распределения не оговорены, но подразумевается, что порядок их распределения определяется в лицензионном соглашении;
- платежи за геологическую информацию — порядок их распределения должен регламентироваться нормативными актами Правительства РФ;
- регулярные платежи за пользование недрами взимаются в денежной форме и зачисляются в федеральные, региональные и местные бюджеты в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации. Однако механизм их распределения не определен и, очевидно, также должен устанавливаться в каждом отдельном случае индивидуально в лицензионном соглашении.

Наиболее детально описан в законодательстве порядок распределения налога на добычу полезных ископаемых.

Сумма налога на добычу полезных ископаемых, подлежащего уплате по итогу налогового периода, а также авансовые платежи по налогу должны поступать в доход федерального бюджета, бюджета субъекта Российской Федерации и соответствующего местного бюджета.

Сумма налога, исчисленная налогоплательщиком по добытым полезным ископаемым (за исключением добытых полезных ископаемых в виде углеводородного сырья и общераспространенных полезных ископаемых), распределяется следующим образом, %:

- в доход федерального бюджета — 40;
- в доход бюджета субъекта Российской Федерации — 60.

Сумма налога, исчисленная налогоплательщиком по полезным ископаемым (за исключением добытых полезных ископаемых в виде углеводородного сырья и общераспространенных полезных ископаемых), добытым на территории автономного округа, входящего в состав края или области, распределяется в порядке, установленном соглашением между автономным округом и краем или областью. Сумма налога, исчисленная налогоплательщиком по добытым полезным ископаемым в виде углеводородного сырья, распределяется следующим образом, %:

в доход федерального бюджета — 80;

в доход бюджета субъекта Российской Федерации — 20.

Сумма налога, исчисленная налогоплательщиком по добытым полезным ископаемым в виде углеводородного сырья на территории автономного округа, входящего в состав края или области, распределяется следующим образом, %:

в доход федерального бюджета — 74,5;

в доход бюджета округа — 20;

в доход бюджета края или области — 5,5.

При добыче общераспространенных полезных ископаемых полная сумма налога подлежит уплате в доход бюджетов субъектов Российской Федерации. Как было показано выше, часть налоговых выплат направлялась в местные бюджеты. В настоящее время этот налог просто не упоминается. Очевидно, предполагается, что вопрос должен решаться субъектом Федерации при формировании своего бюджета.

При добыче любых полезных ископаемых на участке недр, расположенном на территориях двух соседних субъектов Российской Федерации, сумма налога, исчисленная налогоплательщиком по добытым полезным ископаемым, в части, подлежащей поступлению в доход бюджета субъекта Российской Федерации, распределяется в порядке, установленном соглашением между этими субъектами Российской Федерации.

При добыче полезных ископаемых на континентальном шельфе Российской Федерации или в исключительной экономической зоне Российской Федерации, а также при добыче полезных ископаемых из недр за пределами территории Российской Федерации, если эта добыча осуществляется на территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации (а также арендуемых у иностранных государств или используемых на основании международного договора) на участке недр, предоставленном налогоплательщику в пользование, полная сумма налога зачисляется в федеральный бюджет. В Законе «О недрах» предусматривались платежи при пользовании недрами в зоне территориального моря. В настоящее время их просто «опустили».

Нетрудно заметить, что структура распределения этого налога существенно изменилась, причем резко в пользу федерального бюджета. Если ранее пропорция деления между Российской Федерацией и субъектом Федерации (включая местные органы) со-

ставляла соответственно 40:60, то теперь 80:20. При этом из 20% следует что-то выделить и местным органам. Принцип «совместного видения», который предполагает равенство сторон, здесь, очевидно, нарушен. Статья 9 Конституции РФ установила, что природные ресурсы «используются и охраняются в Российской Федерации как основа жизни и деятельности народов, проживающих на соответствующей территории». Под «соответствующей» территорией принято понимать субъекты Федерации и муниципальные образования. Отсюда все налоговые платежи должны распределяться между Федерацией и субъектами Федерации в соответствии с их правами собственности. Исходя из Конституции РФ, приоритет должен иметь субъект Федерации. Вместе с тем налоговое законодательство и законодательство о недрах этого принципа не придерживаются. Более того, НК РФ в этом плане входит в противоречие со своими же основополагающими принципами. НК РФ содержит норму, в достаточно жесткой форме защищающую конституционные права граждан. В п. 3 ст. 3 прямо указано, что «недопустимы налоги и сборы, препятствующие реализации гражданами своих конституционных прав». А именно о таких правах идет речь в Конституции РФ (ст. 9), когда говорится о том, что природные ресурсы должны использоваться как основа жизни и деятельности «народов», т.е. граждан, проживающих на территории, где ведется добыча полезных ископаемых.

Следует отметить, что здесь российское законодательство идет вразрез с мировой практикой. В таких федеративных государствах, как США, Канада, Германия и др., платежи за право пользования недрами, так называемое роялти, обычно полностью поступают в бюджет собственника недр, в качестве которого выступают либо региональные власти (штата, провинции, земли) (Канада, Германия), либо частные лица (США).

Бюджетный кодекс РФ в ст. 48 «Бюджетные регулирующие доходы», к категории которых относится, в частности, налог на добычу полезных ископаемых, ввел порядок, при котором «сумма налога, исчисленная налогоплательщиком по полезным ископаемым, добытым на территории автономного округа, входящего в состав края или области, и зачисляемая в бюджет субъекта Российской Федерации, распределяется в порядке, установленном соглашением между автономным округом и краем или областью».

Здесь федеральный закон опять «уточняет» Конституцию РФ, согласно которой, как цитировалось выше, распределение должно регулироваться федеральным законом и договором. Бюджетный кодекс РФ в одних случаях полномочия по распределению сумм налога между субъектом Российской Федерации и входящим в него автономным округом предоставил субъекту Российской Федерации (ч. 5, 9, 10 ст. 48), а в других (ч. 7 ст. 48) возложил их на себя. Интересно, что последнее решение распространяется только на «полезные ископаемые в виде углеводородного сырья». Отсюда вывод: если сумма налога ожидается большая, то федеральный закон берет полномочия на себя, а если относительно небольшая (особенно по общераспространенным полезным ископаемым), то он передает свои права субъекту Российской Федерации. Конституция РФ в этой части таких полномочий субъекту Российской Федерации не предоставила.

Глава 11. Налог на добычу полезных ископаемых

11.1. Введение налога на добычу полезных ископаемых

Глава 26 «Налог на добычу полезных ископаемых» НК РФ была введена в действие с 1 января 2002 г. При этом применительно к освоению нефтяных и газовых месторождений названной главой была установлена единая ставка.

Следует отметить, что величина ставки была установлена, мягко говоря, экспертным путем.

Данный налог вводился вместо регулярных платежей за добычу полезных ископаемых (роялти), ставка которых была установлена в диапазоне 6–16% (кем и как был обоснован такой диапазон, неизвестно), и отчислений на ВМСБ, ставка по которым составляла 10% цены реализации (без акциза и НДС). Из отчетов было известно, что реально собирается примерно лишь половина отчислений на ВМСБ, точнее, 55%. Исходя из этого, ставка налога на добычу полезных ископаемых была определена как сумма среднеарифметической ставки регулярных платежей за добычу полезных ископаемых, т.е. 11%, и фактической доли ставки отчислений на ВМСБ, т.е. 5,5%. В итоге получили и приняли 16,5% при добыче углеводородного сырья.

Введение единой жестко фиксированной ставки налога на добычу полезных ископаемых прямо противоречит требованиям НК РФ, а именно ст. 3, в соответствии с которой «налоги и сборы должны иметь экономическое обоснование и не могут быть произвольными».

Для добывающих отраслей промышленности, и в частности для нефтегазодобычи, объективно вследствие действия природно-геологических факторов каждому (!) месторождению присущи свои условия освоения. Усреднение ставок платежей даже теоретически никак не может стимулировать освоение *всех* месторождений. Отсюда введение усредненной ставки не может иметь экономического обоснования, если под этим понимать обоснование эффективности, а не вообще экономическое обоснование, результатом которого в философском смысле может быть и отрицательный результат. В данном случае практически законодатели

поступили именно так: на основе отрицательного экономического обоснования приняли решение о введении нового налога.

Следует отметить, что стремление ввести усреднение любых нормативов, в том числе и налоговых (ставки и т.п.), в добывающей промышленности не может дать положительного результата.

11.2. Субъекты и объекты налога

Налогоплательщиками налога на добычу полезных ископаемых являются организации и индивидуальные предприниматели, признаваемые пользователями недр в соответствии с законодательством Российской Федерации (ст. 334 НК РФ).

Пользователь недр признается налогоплательщиком независимо от вида пользования недрами на предоставленном участке.

Предоставление недр в пользование оформляется специальным государственным разрешением в виде лицензии (ст. 1 Закона «О недрах»).

В случае досрочного прекращения пользования соответствующим участком недр (при процедуре банкротства, реорганизации юридического лица, добровольном отказе) и предоставления данного участка в соответствии со ст. 21.1 Закона «О недрах» в краткосрочное (до одного года) пользование юридическому лицу (оператору) с оформлением соответствующей лицензии данное лицо признается налогоплательщиком в отношении указанного участка недр.

Налогоплательщик подлежит постановке на учет в качестве налогоплательщика налога на добычу полезных ископаемых по месту нахождения участка недр, предоставленного ему в пользование в соответствии с законодательством Российской Федерации (п. 1 ст. 335 НК РФ).

Налогоплательщик, осуществляющий добычу полезных ископаемых на континентальном шельфе, в исключительной экономической зоне, а также за пределами территории Российской Федерации, если эта добыча осуществляется на территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации (а также арендуемых у иностранных государств или используемых на основании международного договора) на участке недр, предоставленном налогоплательщику в пользование, подлежит постановке

ке на учет в качестве налогоплательщика налога по месту нахождения организации (п. 2 ст. 335 НК РФ).

Объектом налога на добычу полезных ископаемых (далее в настоящей главе — налог) признаются углеводороды (нефть, газ, конденсат), а также другие попутно добываемые полезные ископаемые:

- добытые из недр на территории Российской Федерации на участке недр, предоставленном налогоплательщику в пользование;
- извлеченные из отходов (потерь) добывающего производства, если такое извлечение подлежит отдельному лицензированию;
- добытые из недр за пределами территории Российской Федерации, если эта добыча осуществляется на территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации (а также арендуемые у иностранных государств или используемых на основании международного договора) на участке недр, предоставленном налогоплательщику в пользование (п. 1 ст. 336 НК РФ).

При определении объекта налогообложения необходимо учитывать, что Российская Федерация обладает суверенными правами и осуществляет юрисдикцию на континентальном шельфе и в исключительной экономической зоне Российской Федерации.

Определение и границы континентального шельфа Российской Федерации установлены Федеральным законом от 30.11.1995 г. № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации» в редакции от 22.04.2003 г.

Определение и границы исключительной экономической зоны Российской Федерации установлены Федеральным законом от 17.12.1998 г. № 191-ФЗ «Об исключительной экономической зоне» в редакции от 22.04.2003 г.

К территориям, арендуемым Россией у иностранных государств или используемым ею на основании международного договора, в частности, относится архипелаг Шпицберген (Норвегия).

Полезные ископаемые, извлеченные из отходов горно-добывающего и связанных с ним перерабатывающих производств, признаются отдельным объектом налогообложения только в том случае, когда на использование указанных отходов в соответствии с Законом «О недрах» выдана отдельная лицензия либо ис-

пользование указанных отходов указано как отдельный объект лицензирования, отличный от добычи полезных ископаемых из недр (п. 1 Методических рекомендаций по применению главы 26 «Налог на добычу полезных ископаемых» Налогового кодекса Российской Федерации, утвержденных приказом МНС России от 02.04.2002 г. № БГ-3-21/170).

В общем виде не признаются объектом налогообложения:

- общераспространенные полезные ископаемые, добытые индивидуальным предпринимателем и используемые им непосредственно для личного потребления;
- добытые (собранные) минералогические, палеонтологические и другие геологические коллекционные материалы;
- полезные ископаемые, добытые из недр при образовании, использовании, реконструкции и ремонте особо охраняемых геологических объектов, имеющих научное, культурное, эстетическое, санитарно-оздоровительное или иное общественное значение;
- полезные ископаемые, извлеченные из собственных отходов (потерь) горно-добывающего и связанных с ним перерабатывающих производств, если при их добыче из недр они подлежали налогообложению в общеустановленном порядке (п. 2 ст. 336 НК РФ).

11.3. Добытое полезное ископаемое

В НК РФ дано определение понятия «добытое полезное ископаемое». Следует отметить, что его правомерно распространять только на положения налогового законодательства.

Полезным ископаемым признается продукция горно-добывающей промышленности и разработки карьеров, содержащаяся в фактически добытом (извлеченном) из недр (отходов, потерь) минеральном сырье (породе, жидкости и иной смеси), первая по своему качеству соответствующая государственному стандарту Российской Федерации, стандарту отрасли, региональному стандарту, международному стандарту, а в случае отсутствия указанных стандартов для отдельного добытого полезного ископаемого — стандарту организации (предприятия) (далее в настоящей главе — стандарты качества) (п. 1 ст. 337 НК РФ).

Применительно к налогообложению предприятий нефтегазодобычи видами добытого полезного ископаемого являются:

углеводородное сырье:

- нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизационная;
- газовый конденсат из всех видов месторождений углеводородного сырья, прошедший операции по сепарации, обезвоживанию, отделению легких фракций и прочих примесей;
- газ горючий природный из всех видов месторождений углеводородного сырья, за исключением попутного газа;
- газ горючий природный (растворенный газ или смесь растворенного газа и газа из газовой шапки) из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемый через нефтяные скважины (далее — попутный газ);

битуминозные породы (битуминозные породы, асфальты и асфальтовые породы);

подземные воды, попутно добываемые с углеводородами и содержащие полезные ископаемые (промышленные воды) (п. 2 ст. 337 НК РФ).

Добытое полезное ископаемое определяется отдельно в отношении каждого вида полезного ископаемого, указанного выше.

Кроме того, в общем виде к добытому полезному ископаемому относится полезное ископаемое, полученное из минерального сырья с применением перерабатывающих технологий, являющихся специальными видами добычных работ (в частности, подземная газификация, скважинная гидродобыча и т.п.), а также перерабатывающих технологий, отнесенных в соответствии с лицензией на пользование недрами к специальным видам добычных работ (в частности, сбор нефти с нефтеразливов при помощи специальных установок и т.п.) (п. 3 ст. 337).

При определении добытого полезного ископаемого следует учитывать, что вне зависимости от продукции, фактически реализуемой налогоплательщиком (в том числе в виде минерального сырья, продукта более высокой степени технологического передела или побочного продукта, образующегося при получении основной продукции), полезным ископаемым признается продукция, содержащаяся в минеральном сырье, первая по своему качеству соответствующая стандарту качества.

При определении продукции добывающих отраслей промышленности, которая будет признана полезным ископаемым, для

каждого конкретного месторождения полезного ископаемого, необходимо учитывать продукцию, которая в техническом проекте разработки данного месторождения полезного ископаемого определена как результат указанной разработки.

Кроме того, в сложных случаях для решения вопроса о признании той или иной продукции в соответствии с главой 26 НК РФ полезным ископаемым МНС России рекомендует использовать Общероссийский классификатор видов экономической деятельности, продукции и услуг ОК 004-93 (п. 18 Методических рекомендаций по применению главы 26 НК РФ).

11.4. Налоговая база

Налоговая база определяется налогоплательщиком самостоятельно в отношении каждого добытого полезного ископаемого (в том числе полезных компонентов и подземных вод, извлекаемых из недр попутно при добыче основного полезного ископаемого). Налоговая база определяется как стоимость добытых полезных ископаемых (п. 1, 2 ст. 338 НК РФ).

Налоговая база определяется отдельно по каждому виду добытого полезного ископаемого. При определении налоговой базы по добытым полезным ископаемым, в отношении которых установлены различные налоговые ставки, налоговая база определяется либо налоговая ставка рассчитывается с учетом коэффициента налоговой ставки (п. 3, 4 ст. 338).

Количество добытого полезного ископаемого определяется налогоплательщиком самостоятельно. В зависимости от вида добытого полезного ископаемого его количество определяется в единицах нетто массы или объема. Оно определяется прямым (посредством применения измерительных средств и устройств) или косвенным (расчетно, по показателям содержания добытого полезного ископаемого в извлекаемом из недр (отходов, потерь) минеральном сырье) методом. В случае если невозможно определение количества добытых полезных ископаемых прямым методом, применяется косвенный метод определения количества добытых полезных ископаемых (п. 1, 2 ст. 339).

Применяемый налогоплательщиком метод определения количества добытого полезного ископаемого подлежит утверждению

в учетной политике налогоплательщика для целей налогообложения и применяется налогоплательщиком в течение всей деятельности по добыче полезного ископаемого. Метод определения количества добытого полезного ископаемого, утвержденный налогоплательщиком, подлежит изменению только в случае внесения изменений в технический проект разработки месторождения полезных ископаемых в связи с изменением технологии добычи, применяемой налогоплательщиком.

При этом, если налогоплательщик применяет прямой метод определения количества добытого полезного ископаемого, данное количество определяется с учетом фактических потерь полезного ископаемого (п. 3 ст. 339).

Технологический процесс по добыче конкретного полезного ископаемого на конкретном месторождении полезных ископаемых определяется в техническом проекте разработки данного месторождения полезных ископаемых и включает в себя помимо самой операции по извлечению минерального сырья из недр (отходов, потерь) комплекс технологических операций (процессов), осуществляемых, как правило, в границах горного отвода, по доведению фактически извлеченного минерального сырья до соответствующего стандарта качества.

Указанный комплекс технологических операций (процессов) может в себя включать, в частности: операции по технологической подготовке до получения кондиционного продукта (сортового сырья); операции по отделению попутных компонентов и примесей; операции, необходимые для облегчения транспортировки и хранения товарного продукта; другие операции, имеющие целью получение товарного продукта, при условии, что они не изменяют основного характера продукта; иные операции, предусмотренные техническим проектом разработки месторождения полезных ископаемых (п. 29 Методических рекомендаций по применению главы 26 НК РФ).

Количество добытого полезного ископаемого определяется по данным геолого-маркшейдерского учета, а также учета, ведущегося в соответствии с отраслевыми методическими указаниями по учету добычи полезного ископаемого.

В зависимости от единицы определения стоимости добытого полезного ископаемого количество полезного ископаемого определяется соответственно в единицах массы или объема.

Пример. Если оценка стоимости единицы полезного ископаемого осуществляется в рублях за 1 т, то количество добытого полезного ископаемого определяется в тоннах.

Если оценка стоимости единицы полезного ископаемого осуществляется в рублях за 1 кг, то количество полезного ископаемого определяется в килограммах.

Если оценка стоимости единицы полезного ископаемого осуществляется в рублях за 1 куб. м, то количество полезного ископаемого определяется в кубических метрах.

При прямом методе количество добытого полезного ископаемого определяется с учетом фактических потерь полезного ископаемого. Фактическими потерями полезного ископаемого признается разница между количеством погашенных в недрах запасов полезных ископаемых и количеством добытого полезного ископаемого, определяемым по завершении технологического процесса по добыче полезного ископаемого, предусмотренного техническим проектом разработки месторождений.

Фактические потери полезного ископаемого учитываются при определении количества добытого полезного ископаемого в том налоговом периоде, в котором производилось их изменение. При этом они учитываются в размере, определенном по итогам проведенных измерений (п. 3 ст. 339 НК РФ).

В общее количество добытого в налоговом периоде полезного ископаемого включается также количество полезного ископаемого, содержащегося в минеральном сырье, реализованном и/или использованном на собственные нужды до завершения комплекса технологических операций (процессов), предусмотренных техническим проектом разработки месторождения (п. 33 Методических рекомендаций по применению главы 26 НК РФ).

На период с 1 января 2002 г. по 31 декабря 2006 г. установлен особый порядок определения налоговой базы при добыче нефти и газового конденсата из нефтегазоконденсатных месторождений (ст. 5 Федерального закона «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации»).

В указанный период при добыче нефти и газового конденсата из нефтегазоконденсатных месторождений налоговая база опре-

деляется как количество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении.

11.5. Оценка стоимости добытых полезных ископаемых (нефти, газа)

Оценка стоимости добытых полезных ископаемых определяется налогоплательщиком самостоятельно одним из следующих способов:

1) исходя из сложившихся у налогоплательщика за соответствующий налоговый период цен реализации добытого полезного ископаемого без учета государственных субвенций;

2) исходя из сложившихся у налогоплательщика за соответствующий налоговый период цен реализации добытого полезного ископаемого;

3) исходя из расчетной стоимости добытого полезного ископаемого (п. 1 ст. 340 НК РФ).

Если налогоплательщик применяет первый способ оценки, то оценка стоимости единицы добытого полезного ископаемого производится исходя из выручки, определяемой с учетом сложившихся в текущем налоговом периоде (а при их отсутствии — в предыдущем налоговом периоде) у налогоплательщика цен реализации добытого полезного ископаемого, без учета субвенций из бюджета на возмещение разницы между оптовой ценой и расчетной стоимостью.

При этом выручка от реализации добытого полезного ископаемого определяется исходя из цен реализации (уменьшенных на суммы субвенций из бюджета), без налога на добавленную стоимость (при реализации на территории Российской Федерации и государствам — участникам Содружества Независимых Государств) и акциза, уменьшенных на сумму расходов налогоплательщика по доставке в зависимости от условий поставки.

В сумму расходов по доставке включаются расходы на оплату таможенных пошлин и сборов при внешнеторговых сделках, расходы по доставке (перевозке) добытого полезного ископаемого от склада готовой продукции (узла учета, входа в магистральный трубопровод, пункта отгрузки потребителю или на переработку, границы раздела сетей с получателем и тому подобных условий)

до получателя, а также расходы по обязательному страхованию грузов, исчисленные в соответствии с законодательством Российской Федерации.

К расходам по доставке (перевозке) добытого полезного ископаемого до получателя, в частности, относятся расходы по доставке (транспортировке) магистральными трубопроводами, железнодорожным, водным и другим транспортом, расходы на слив, налив, погрузку, разгрузку и перегрузку, на оплату услуг портов и транспортно-экспедиционных услуг.

Оценка производится отдельно по каждому виду добытого полезного ископаемого исходя из цен реализации соответствующего добытого полезного ископаемого.

Стоимость добытого полезного ископаемого определяется как произведение количества добытого полезного ископаемого и стоимости единицы добытого полезного ископаемого.

Стоимость единицы добытого полезного ископаемого рассчитывается как отношение выручки от реализации добытого полезного ископаемого к количеству реализованного добытого полезного ископаемого.

В случае отсутствия государственных субвенций к ценам реализации добываемых полезных ископаемых налогоплательщик применяет второй способ оценки. При этом оценка стоимости единицы добытого полезного ископаемого производится исходя из выручки от реализации добытых полезных ископаемых, определяемой на основании цен реализации без налога на добавленную стоимость (при реализации на территории Российской Федерации и в государствах – участниках СНГ) и акциза, уменьшенных на сумму расходов налогоплательщика по доставке в зависимости от условий поставки.

Одновременно следует учитывать, что ст. 340 НК РФ содержит исчерпывающий перечень расходов по доставке (транспортировке), уменьшающих цену реализации в целях исчисления налога.

При определении расходов по доставке (транспортировке) добытого полезного ископаемого до получателя, на которые производится уменьшение цен реализации, необходимо учитывать следующее.

К расходам по доставке (транспортировке) добытого полезного ископаемого до получателя не относятся расходы на доставку

(транспортировку) до склада готовой продукции (входа в магистральный трубопровод, пункта отгрузки потребителю или на переработку, границы раздела сетей с получателем) (п. 41 Методических рекомендаций по применению главы 26 НК РФ).

Налогоплательщики, самостоятельно осуществляющие доставку (транспортировку) добытого полезного ископаемого до получателя собственной системой магистральных трубопроводов, к расходам по доставке (транспортировке) добытого полезного ископаемого до получателя относят расходы на указанную доставку (транспортировку).

В случае отсутствия у налогоплательщика реализации добытого полезного ископаемого налогоплательщик применяет третий способ оценки. При этом расчетная стоимость добытого полезного ископаемого определяется налогоплательщиком самостоятельно на основании данных налогового учета. В этом случае налогоплательщик применяет тот порядок признания доходов и расходов, который он применяет для определения налоговой базы по налогу на прибыль (п. 4 ст. 340 НК РФ).

При определении расчетной стоимости добытого полезного ископаемого необходимо учитывать следующее.

Расчетная стоимость определяется налогоплательщиком при отсутствии у него в налоговом периоде, за который осуществляется исчисление налога, и в предыдущем налоговом периоде реализации соответствующего добытого полезного ископаемого.

К таким случаям, в частности, относятся: реализация всего объема добытого минерального сырья, не прошедшего первичную обработку (подготовку), и реализация продуктов более высокой степени технологического передела, произведенных из всего объема добытого полезного ископаемого.

Поскольку расчетная стоимость добытого полезного ископаемого определяется на основании данных налогового учета, порядок ведения которого определяется налогоплательщиком самостоятельно, то налогоплательщики должны предусмотреть в налоговом учете отдельный учет прямых расходов, связанных с добычей каждого полезного ископаемого.

При исчислении расчетной стоимости добытого полезного ископаемого учитываются все расходы, осуществляемые налогоплательщиком в рамках всего комплекса технологических операций (процессов), связанных с производством по добыче полезного

го ископаемого, предусмотренных техническим проектом разработки месторождения полезных ископаемых (п. 45 Методических рекомендаций по применению главы 26 НК РФ).

При формировании расчетной стоимости добытого полезного ископаемого учитываются следующие виды расходов, произведенных налогоплательщиком в налоговом периоде:

- материальные расходы, за исключением материальных расходов, понесенных в процессе хранения, транспортировки, упаковки и иной подготовки (включая предпродажную подготовку), при реализации добытого полезного ископаемого (включая материальные расходы, осуществленные налогоплательщиком при производстве и реализации иных видов продукции, товаров (работ, услуг));
- расходы на оплату труда, за исключением расходов на оплату труда работников, не занятых при добыче полезного ископаемого;
- суммы начисленной амортизации, за исключением сумм начисленной амортизации по амортизируемому имуществу, не связанному с добычей полезного ископаемого;
- расходы на ремонт основных средств, за исключением расходов на ремонт основных средств, не связанных с добычей полезных ископаемых;
- расходы на освоение природных ресурсов;
- прочие расходы, за исключением прочих расходов, не связанных с добычей полезного ископаемого (п. 4 ст. 340 НК РФ).

При определении расчетной стоимости добытых полезных ископаемых расходы, осуществленные налогоплательщиком в налоговом периоде, разделяются на прямые и косвенные.

При этом прямые расходы, осуществленные налогоплательщиком в течение налогового периода, распределяются между добытым полезным ископаемым и остатком незавершенного производства на конец налогового периода. Косвенные расходы, осуществленные налогоплательщиком в налоговом периоде, распределяются между затратами на добычу полезного ископаемого и затратами на иную деятельность пропорционально доле прямых расходов, относящихся к добыче полезного ископаемого, в общей сумме прямых расходов. Сумма косвенных расходов, относящаяся к добытым в налоговом периоде полезным ископаемым,

полностью включается в расчетную стоимость добытых полезных ископаемых за соответствующий налоговый период (п. 4 ст. 340).

В случае если добытое минеральное сырье содержит несколько видов полезных ископаемых, стоимость каждого вида полезного ископаемого определяется пропорционально удельному весу каждого вида полезного ископаемого в общем объеме добытых полезных ископаемых. Налоговым периодом признается календарный месяц (ст. 341).

11.6. Порядок исчисления налога

Расчет налоговой базы и суммы налога осуществляется при расчетах налога на добычу полезных ископаемых отдельно по всем видам добытых полезных ископаемых, кроме нефти и газового конденсата из нефтегазоконденсатных месторождений и отдельно по нефти и газовому конденсату. При этом количество каждого вида добытого полезного ископаемого учитывается и показывается в налоговой декларации по каждому участку недр [81]. Это требование очень важно, поскольку предусматривает осуществление учета затрат и объемов работ также по каждому участку недр, а это, в свою очередь, создает не только экономические, но и бухгалтерские (счетные) возможности построения налоговой системы, учитывающей индивидуальные особенности месторождений.

Налоговая декларация заполняется отдельно в отношении налога, подлежащего уплате на счета органов федерального казначейства, по следующим статьям (кодам) бюджетной классификации:

- налог на добычу полезных ископаемых в виде углеводородного сырья;
- налог на добычу полезных ископаемых (за исключением полезных ископаемых в виде углеводородного сырья и общераспространенных полезных ископаемых);
- налог на добычу общераспространенных полезных ископаемых;
- налог на добычу полезных ископаемых на континентальном шельфе Российской Федерации и в исключительной экономической зоне Российской Федерации, за пределами территории Российской Федерации (раздел 6 Инструкции

по заполнению налоговой декларации по налогу на добычу полезных ископаемых, утвержденной приказом МНС России от 13.08.2002 г. № БГ-3-21/433).

Названная бюджетная классификация не предусматривает выделения в качестве самостоятельной статьи (кода) поступлений от освоения месторождений, расположенных в зоне территориального моря. Очевидно, учитывая ее особый правовой статус, это необходимо делать.

Налоговая декларация предоставляется в налоговый орган по месту нахождения организации или месту жительства индивидуального предпринимателя, имеющего статус недропользователя (ст. 345 НК РФ). Если добыча велась на территории нескольких субъектов Российской Федерации, то приводятся данные о суммах налога, подлежащих зачислению в бюджет каждого указанного субъекта Российской Федерации.

Расчет налоговой базы ведется отдельно по каждому полезному ископаемому в соответствии с Перечнем видов и групп добытых полезных ископаемых и наименованием добытых полезных ископаемых, с указанием стандарта качества продукции, признаваемой полезным ископаемым. В случае добычи полезного ископаемого, соответствующего разным стандартам качества, указываются все стандарты качества.

Данные о количестве добытого полезного ископаемого определяются с точностью до третьего знака после запятой. Единицы измерения принимаются в соответствии с Общероссийским классификатором единиц измерения (раздел 6 Инструкции по заполнению налоговой декларации по налогу на добычу полезных ископаемых).

Учет количества добытого полезного ископаемого ведется отдельно по группам, в зависимости от установленных статьей 342 НК РФ налоговых ставок:

- базовая налоговая ставка;
- ставка ноль процентов;
- ставка налога с коэффициентом 0,5;
- ставка налога с коэффициентом 0,7;
- освобождение от уплаты налога в соответствии с международными договорами Российской Федерации.

Налоговые ставки с коэффициентом 0,5, установленные статьей 342 НК РФ, применяются в отношении добытого полез-

ного ископаемого при выполнении заключенного в соответствии с законодательством Российской Федерации соглашения о разделе продукции (п. 5 ст. 346).

Налоговые ставки с коэффициентом 0,7 применяются в отношении полезного ископаемого, добытого на участках недр, на которых налогоплательщики осуществили за счет собственных средств поиск и разведку разрабатываемых ими месторождений полезных ископаемых или полностью возместили все расходы государства на поиск и разведку соответствующего количества запасов этих полезных ископаемых и были освобождены по состоянию на 1 июля 2001 г. в соответствии с федеральным законодательством от отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы при разработке этих месторождений (п. 2 ст. 342).

Для определения налоговой базы предусматриваются различные способы оценки стоимости единицы добытого полезного ископаемого, исходя из:

- цен реализации добытого полезного ископаемого, сложившихся у налогоплательщика в истекшем налоговом периоде в целом по организации;
- цен реализации с учетом государственных субвенций из бюджета на возмещение разницы между оптовой и розничной стоимостью и освобождения от НДС, акциза;
- расчетной стоимости добытого полезного ископаемого.

В качестве продукции разработки нефтегазоконденсатных месторождений принимается обезвоженная, обессоленная и стабилизированная нефть и газовый конденсат из нефтегазоконденсатных месторождений.

Расчет налога на добычу полезных ископаемых осуществляется на базе адвалорных ставок. Такие ставки установлены статьей 342 НК РФ по всем видам добытых полезных ископаемых в форме единой фиксированной величины. В ранее действовавшей системе все они устанавливались в форме «вилки». «Нововведение», очевидно, оправданно с точки зрения сокращения степеней свободы административного аппарата, но ни в коей мере не отвечает объективным особенностям добывающих отраслей. Учитывая это, решение об установлении единых фиксированных ставок налога на добычу полезных ископаемых следует рассматривать как временную меру.

Ставки налога на добычу полезных ископаемых в сфере нефтегазодобычи приведены в табл. 16.

Налог не взимается при добыче:

Таблица 16

**Ставки налога на добычу минерального сырья
в нефтегазодобыче [63]**

Виды добытых полезных ископаемых	Ставка, %
Газ горючий природный, газ из газовых месторождений и газовый конденсат из газоконденсатных месторождений	16,5
Нефть, газовый конденсат из нефтегазоконденсатных месторождений	16,5

- полезных ископаемых в части нормативных потерь полезных ископаемых. Нормативными потерями полезных ископаемых признаются фактические потери полезных ископаемых при добыче, технологически связанные с принятой схемой и технологией разработки месторождения, в пределах нормативов потерь, утверждаемых в порядке, определяемом Правительством РФ;
- попутного газа;
- попутных и дренажных подземных вод, не учитываемых на государственном балансе запасов полезных ископаемых, извлечение которых связано с разработкой других видов полезных ископаемых, и извлекаемых при разработке месторождений полезных ископаемых, а также при строительстве и эксплуатации подземных сооружений;
- полезных ископаемых при разработке некондиционных (остаточных запасов пониженного качества) или ранее списанных запасов полезных ископаемых (за исключением случаев ухудшения качества запасов полезных ископаемых в результате выборочной отработки месторождения). Отнесение запасов полезных ископаемых к некондиционным запасам осуществляется в порядке, устанавливаемом Правительством РФ (п. 1 ст. 342);
- полезных ископаемых, остающихся во вскрышных, вмещающих (разубоживающих) породах, в отвалах или в отходах перерабатывающих производств в связи с отсутствием в Российской Федерации промышленной технологии их

извлечения, а также добываемых из вскрышных и вмещающих (разубоживающих) пород, отходов горно-добывающего и связанных с ним перерабатывающих производств (в том числе в результате переработки нефтешламов) в пределах нормативов содержания полезных ископаемых в указанных породах и отходах, утверждаемых в порядке, определяемом Правительством РФ;

- подземных вод из контрольных или резервных скважин при проведении планового контроля за их работоспособностью, наличие и обеспечение работоспособности которых устанавливаются федеральным органом исполнительной власти.

Налогоплательщики, осуществившие за счет собственных средств поиск и разведку разрабатываемых ими месторождений полезных ископаемых или полностью возместившие все расходы государства на поиск и разведку соответствующего количества запасов этих полезных ископаемых и освобожденные по состоянию на 1 июля 2001 г. в соответствии с федеральным законодательством от отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы при разработке этих месторождений, уплачивают налог в отношении полезных ископаемых, добытых на соответствующем лицензионном участке, с коэффициентом 0,7 (п. 2 ст. 342). В табл. 17 приведен перечень оснований для налогообложения добытых полезных ископаемых по налоговой ставке 0% и других особенностей исчисления и уплаты налога.

Сумма налога по добытым полезным ископаемым, в отношении которых установлены адвалорные (в процентах) налоговые ставки, исчисляется как соответствующая налоговой ставке процентная доля налоговой базы.

Общая сумма налога исчисляется по итогам каждого налогового периода по видам добытых полезных ископаемых.

Налог уплачивается раздельно по каждому виду добытых полезных ископаемых.

Обязанность представления налоговой декларации у налогоплательщиков возникает начиная с того налогового периода, в котором начата фактическая добыча полезных ископаемых.

Налоговая декларация представляется налогоплательщиком в налоговые органы по месту нахождения не позднее последнего дня месяца, следующего за истекшим налоговым периодом (ст. 345 НК РФ).

Как отмечалось выше, на период с 01.01.2002 г. по 31.12.2006 г. налоговым законодательством [70] установлен особый порядок расчета налога на добычу полезных ископаемых. В этот период налоговая ставка при добыче нефти и газового конденсата составляет 347 руб./1 т (ст. 5 Федерального закона от 08.08.2001 г. № 126-ФЗ). При этом указанная налоговая ставка применяется с коэффициентом $K_{ц}$, характеризующим динамику мировых цен на нефть.

Таблица 17

Перечень оснований для налогообложения добытых полезных ископаемых по налоговой ставке 0% и других особенностей исчисления и уплаты налога

№ п/п	Наименование основания	Подпункт, пункт статья НК РФ
1	Полезные ископаемые, облагаемые по налоговой ставке 0%	п. 1 ст. 342
1.1	Полезные ископаемые в части нормативных потерь при добыче полезных ископаемых	подпункт 1 п. 1 ст. 342
1.2	Попутный газ	подпункт 2 п. 1 ст. 342
1.3	Подземные воды, содержащие полезные ископаемые (промышленные воды), извлечение которых связано с разработкой других видов полезных ископаемых, и извлекаемых при разработке месторождений полезных ископаемых, а также при строительстве и эксплуатации подземных сооружений	подпункт 3 п. 1 ст. 342
1.4	Полезные ископаемые при разработке некондиционных (остаточных запасов пониженного качества) или ранее списанных запасов полезных ископаемых (за исключением случаев ухудшения качества запасов полезных ископаемых в результате выборочной отработки месторождения)	подпункт 4 п. 1 ст. 342
1.5	Полезные ископаемые, остающиеся во вскрышных, вмещающих (разубоживающих) породах, в отвалах или в отходах перерабатывающих производств в связи с отсутствием в Российской Федерации промышленной технологии их извлечения	часть 1 подпункта 5 п. 1 ст. 342
1.6	Полезные ископаемые, добываемые из вскрышных и вмещающих (разубоживающих) пород, отходов горно-добывающего и связанных с ним перерабатывающих производств, в том числе в результате переработки нефтешламов, в пределах нормативов содержания полезных ископаемых в указанных породах и отходах	часть 2 подпункта 5 п. 1 ст. 342
2	Уплата налога с коэффициентом 0,7	последний абзац п. 2 ст. 342
3	Освобождение от уплаты налога в соответствии с международными договорами Российской Федерации	ст. 7

Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, ежеквартально определяется налогоплательщиком самостоятельно по формуле

$$K_{ц} = (Ц - 8) \times \frac{P}{252},$$

где Ц — средний за налоговый период уровень цен сорта нефти «Юралс» в долларах США за баррель; определяется как сумма средних арифметических цен покупки и продажи на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за все дни торгов, деленная на количество дней торгов в соответствующем налоговом периоде;

P — среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком России; определяется налогоплательщиком самостоятельно как сумма значений курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком России за все дни торгов, деленная на количество дней торгов в соответствующем налоговом периоде.

Ежедневные котировки сорта нефти «Юралс» на средиземноморском и роттердамском рынках нефтяного сырья ежемесячно в срок не позднее последнего числа каждого месяца доводятся через официальные источники информации федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством РФ (ст. 5 Федерального закона от 08.08.2001 г. № 126-ФЗ).

Пример расчета налоговой ставки. Средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс» в долларах США за баррель составил 19,2345.

Среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком России, составило 29,6789.

Таким образом, $K_{ц} = (19,2345 - 8) \cdot 29,6789 : 252 = 1,3231$.

Налоговая ставка составит $(347 \cdot 1,3231) = 459$ руб. 12 коп./т нефти.

При среднем за налоговый период уровне цен нефти сорта «Юралс» менее 8 долл./барр. коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, принимается равным нулю. В этом случае налоговая ставка также принимается равной нулю.

Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, применяется к базовой налоговой ставке и рассчитывает-

ся исходя из котировок на нефть сорта «Юралс». При этом налоговая ставка, рассчитанная с учетом данного коэффициента, применяется при налогообложении всей нефти и газового конденсата из нефтегазоконденсатных месторождений, добытых на территории Российской Федерации и/или на территориях, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации. При исчислении налога не принимается во внимание последующее использование нефти и газового конденсата из нефтегазоконденсатных месторождений: на переработку, на собственные нужды, на реализацию на внутреннем или внешнем рынке.

Среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком России, определяется налогоплательщиком самостоятельно как сумма значений курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком России за все дни торгов, деленная на количество дней торгов в соответствующем налоговом периоде.

Глава 12. Налогообложение нефтегазодобычи в условиях корпоративного ценообразования

В юридической терминологии США и многих других иностранных государств термин «корпорация» используется для обозначения юридического лица, организации. При этом термин «корпорация» обычно пользуются тогда, когда хотят подчеркнуть, что организация рассматривается как единое целое и может выступать как участник гражданского оборота. За рубежом, в основном в развитых капиталистических государствах, в системе гражданского права разработано так называемое корпоративное право. Оно представляет собой совокупность норм, регулирующих правовой статус, порядок создания и деятельности хозяйственных обществ и товариществ (см. §2 «Хозяйственные товарищества и общества» гл. 4 ГК РФ). В последнее время термин «корпоративное право» чаще стал обозначать систему правил, установленных собственником или администрацией коммерческой организации и регулирующих различные внутрифирменные отношения. К таким отношениям относятся главным образом трудовые отношения (правила приема-увольнения, трудового распорядка, оплаты труда и др.). К ним же относятся и вопросы так называемого внутрикорпоративного ценообразования.

Проблема корпоративного (трансфертного) ценообразования возникла в российской практике в начале 90-х годов. В нефтегазодобыче она получила активное распространение несколько позже.

Первоначально, с переходом на рыночные отношения в нефтедобыче, стали активно развиваться биржевые механизмы ценообразования. Был организован целый ряд нефтяных бирж в Москве и регионах. Однако очень быстро нефтяные менеджеры поняли преимущества корпоративного ценообразования. Биржи были ликвидированы, а в отрасли начался процесс формирования вертикально интегрированных компаний. В добыче газа этот процесс не получил своего развития, поскольку за «Газпромом» изначально законодательно было сохранено монопольное влияние на рынок газа и введено государственное регулирование цен на газ.

Механизм корпоративного ценообразования и его влияние на налогообложение достаточно хорошо известны. В общем плане этот механизм позволяет компаниям сократить налоговые выплаты, обусловленные не рыночными, а административными формальными факторами. И в этом смысле корпоративное ценообразование, безусловно, играет стимулирующую роль в экономике. Однако такое положительное влияние проявляется лишь в случае, когда механизм правового регулирования взаимоотношений так называемых материнских и дочерних компаний, порядок их формирования (объединения и разъединения) четко регулируются законодательством. Так обстоит дело в иностранной практике, где эти процессы действуют много десятилетий. В России корпоративное управление находится в стадии развития. Многие понятия, нормы, институты и механизмы до конца не отработаны. Достаточно полно их охарактеризовал С.Д. Шаталов [161], который детально выдвинул и обосновал ряд справедливых замечаний, касающихся норм ст. 40 НК РФ, регулирующих принципы определения цен товаров, работ и услуг для целей налогообложения.

Эта проблема имеет свои особенности в добывающих отраслях народного хозяйства, и особенно в добыче нефти и газа.

Базовой ценой нефти или газа, которая выражает рыночную стоимость продукции, является цена на промысле, цена ФОб месторождения. В соответствии с мировой практикой, а главное — логикой производственного процесса она формируется как разница между ценой на мировом рынке и величиной транспортных издержек, включая всевозможные сопутствующие выплаты (пошлины, комиссионные, тарифы и т.п.). Цены мирового рынка формируются на международных региональных биржах. Таких бирж, по существу, четыре: две европейские (Лондонская и Роттердамская), американская (Нью-Йоркская) и дальневосточная (Сингапурская). Транспортные тарифы жестко регулируются государственными органами во всех странах в рамках принципов Всемирной торговой организации (ВТО) и Генерального соглашения о торговле и тарифах (ГАТТ). Таким образом, цена на промысле становится производной величиной. Общая величина транспортных издержек обычно не превышает 10—15% мировой цены, однако в ряде случаев она может быть существенно выше. Следовательно, можно говорить о том, что цена на промысле фактически определяется мировой ценой нефти.

В соответствии с принципами налогообложения добывающих отраслей все ресурсные налоги, т.е. налоги, направленные на изъятие доли прибыли, получившейся не как результат производственно-хозяйственной деятельности, а как отражение природных условий, рассчитываются в процентах цены добытой продукции на промысле. Очевидно, что чем выше цена, тем больше величина налога, и наоборот. Для того чтобы снизить налог, в цепочку промысел — труба — потребитель вводится четвертое звено — посредник. Он помещается между промыслом и трубой. Тогда «цену на промысле» можно легально устанавливать как «цену посредника». В этом случае «цена на промысле» может устанавливаться практически на уровне себестоимости, а то и ниже ее.

Это, безусловно, очень упрощенная схема, но она позволяет проследить механизм корпоративного ценообразования и оценить значимость его для налогообложения. Достаточно рассмотреть результаты условного, но очень близкого к реальному расчета.

Цена нефти в Роттердаме — 190 долл./т (26 долл./барр.). Транспортные издержки до границы Российской Федерации — максимум 10–15 долл./т. Средние издержки перекачки по России — в среднем 15–20 долл./т. Итого 25–35 долл./т. В результате цена на промысле — 155–165 долл./т, средняя — 160 долл./т. Себестоимость добычи — величина, трудно поддающаяся контролю в рамках многопрофильных компаний. Для расчета принимаем 70 долл./т. Налог на добычу полезных ископаемых — 16,5%. Исходя из приведенных исходных данных, получаем суммы налоговых выплат по этому основному природоресурсному налогу:

- по рыночным ценам — 26,4 долл./т ($160 \cdot 0,165$);
- по корпоративным ценам — 11,6 долл./т ($70 \cdot 0,165$).

Нетрудно увидеть, что разница достаточно существенная — почти 15 долл./т.

До 2002 г. по этой же схеме рассчитывались платежи за добычу (роялти) и отчисления на ВМСБ. В табл. 18 приведены результаты расчетов, выполненных по данным за 2000 г. Они представлены в форме платежей в расчете на 1 т нефти при единой мировой цене, равной 176 долл., при осуществлении расчетов на базе так называемых корпоративных цен и цен свободного рынка.

Внутрикорпоративное ценообразование на легальной основе дает возможность существенно (почти в 2 раза) уменьшить выплаты по ресурсным налогам, за исключением акциза, порядок

Таблица 18

Удельные налоговые отчисления в зависимости от системы формирования цен реализации нефти, долл./т

Платежи	Корпоративные цены	Рыночные цены
Цена нефти на 01.07.2001 г.	176	176
Налоги – всего (% цены), в том числе	68,5 (38,9%)	74,8 (42,5%)
– налог на прибыль;	25,5	23,5
– налог на имущество;	0,8	0,8
– налог на пользователей автомобильных дорог;	0,7	1,3
– акциз;	2,3	2,3
– налог на недра;	5,7	10,5
– отчисления на ВМСБ;	3,6	6,5
– экспортная пошлина;	26,0	26,0
– таможенный сбор;	0,2	0,2
– прочие.	3,7	3,7

платежей по которому не зависел от системы формирования цен реализации. Платежи по налогу на недра уменьшались с 10,5 до 5,7 долл./т, т.е. на 46%, и по отчислениям на ВМСБ – с 6,5 до 3,6 долл./т, т.е. на 45%. При этом происходило некоторое увеличение налога на прибыль (на 2,0 долл./т), которое никак не компенсировало бюджету снижение ресурсных платежей, составившее в целом 7,7 долл./т, т.е. почти в 4 раза больше.

По оценкам нефтегазодобывающих компаний, которые были представлены на парламентских слушаниях в Государственной Думе 12 октября 2001 г., так называемым независимым компаниям придется выплачивать существенно (на 30–50%) большие суммы. Преимущества же корпораций в этом случае окажутся еще больше.

Оценивая легальность, народно-хозяйственную целесообразность (стимулирование инвестиций при сокращении налогооблагаемой базы) и правовую природу корпоративного ценообразования, следует четко разделить сферы и механизмы его применения.

В отраслях промышленности, где прибыль является результатом производственной деятельности, сокращение налоговых выплат, обусловленных административными и организационно-правовыми условиями, следует признать справедливым. Об этом свидетельствует мировая практика развитых государств. Абсо-

лотно иначе следует классифицировать прибыль добывающих компаний. Часть этой прибыли обусловлена результатами производственно-хозяйственной деятельности. На нее должен распространяться общий режим. Другая часть прибыли обусловлена влиянием природного фактора. И вот к этой доле прибыли следует подходить иначе. Основопологающим фактором здесь является то, что природные ресурсы недр находятся в государственной собственности. В соответствии с законодательством (ст. 9 Конституции РФ, ст. 2 и 35 Закона «О недрах») они должны использоваться «в интересах всех народов Российской Федерации». В этих условиях механизм корпоративного, или так называемого трансфертного ценообразования, применяться не должен. Практически, организовать это несложно, если осуществлять учет затрат по технологическим переделам. Он ведется для целей внутрифирменного планирования, но пока не используется для целей налогообложения.

В заключение позволим себе привести развернутую цитату из цитированной уже монографии С.Д. Шаталова «Развитие налоговой системы России: проблемы, пути решения и перспективы» [161], где автор дает четкую и объективную оценку сложившейся ситуации.

«Российское налоговое законодательство только начинает движение в этом направлении, и Налоговый кодекс Российской Федерации пока не дает эффективных механизмов решения имеющейся — и очень острой для России — проблемы. Существующие информационная, правовая и кадровая базы еще долго не позволят применять в России тонкие и сложные инструменты, используемые в других государствах, поэтому пока речь может идти только о достаточно грубых механизмах, которые можно запустить сравнительно быстро.

В интересах государства и развития экономики уже сегодня можно было бы при желании установить ряд барьеров для практически законного выкачивания капитала из России за границу, манипулирования ценами сделок для использования особенностей налогообложения в разных регионах России и других способов уклонения от налогообложения. Не перекрывая такие каналы полностью, эти барьеры могли бы позволить государству получать хотя бы часть справедливо причитающихся ему налогов, что, в свою очередь, способствовало бы не только сглаживанию бю-

джетного кризиса, но и постепенному установлению цивилизованного рынка, который должен прийти когда-то на смену полукриминальному.

Пока же Налоговый кодекс Российской Федерации решает скорее другую задачу: в максимальной степени затруднить контроль над трансфертным ценообразованием. Содержащиеся в нем правила автоматически могут быть применены только к очень узкому кругу налогоплательщиков и совершаемых ими сделок, а в условиях презумпции невиновности налогоплательщиков и, как правило, судебных процедур разбирательств по этим вопросам можно прогнозировать, что использование новых механизмов будет не правилом, а редким исключением.

Такое состояние проблемы не может быть признано удовлетворительным, следовательно, уже в недалеком будущем придется либо вносить в общую часть Налогового кодекса Российской Федерации очередные поправки, исправляющие складывающийся дисбаланс (внесенные в 1999 г. изменения и дополнения в ст. 20 и 40 НК РФ пока явно недостаточны), либо поправлять и уточнять правила, связанные с трансфертным ценообразованием в рамках специальной части Налогового кодекса Российской Федерации применительно к конкретным налогам, либо объединить эти два процесса» [161].

В целях установления государственного контроля за расчетами ресурсных налогов и платежей в системе корпоративного ценообразования используются самые различные механизмы. НК РФ в этом плане не установил действенных механизмов, хотя в мировой практике они достаточно разнообразны и действенны.

Наиболее эффективной мерой является установление государством расчетных, или так называемых справочных, цен. Такие цены устанавливаются регулярно индивидуально для каждого месторождения (участка недр). Порядок их расчета и использования носит четко выраженный публичный, «прозрачный» характер. Расчетные (справочные) цены в условиях корпоративного управления нефтегазодобычей за рубежом практически распространены. Порядок установления таких цен в некоторых государствах имеет определенные различия.

Достаточно характерен порядок установления расчетных (справочных) цен в Бразилии, описанный А.Н. Курским и В.А. Курской [120]. Фискальные функции в сфере нефтегазодо-

бычи в Бразилии осуществляет Национальное нефтяное агентство (ННА). Одной из функций ННА является установление и ежемесячная публикация справочных цен на добываемую компаниями нефть. Справочные цены публикуются для каждого из продуктивных нефтяных полей (в июне 2000 г. таких полей насчитывалось 241) в реалах за 1 куб. м нефти. Справочная цена устанавливается как средневзвешенная цена продаж нефти с этого поля, осуществленных концессионером за месяц при нормальных условиях рынка, или минимальная цена, установленная ННА при форс-мажорном положении рынка. Цены сделок исчисляются за вычетом налогов, причитающихся с продаж, а в случае отгрузки — на условиях франко-борт.

Минимальная цена нефти, добытой на каждом поле, будет устанавливаться на базе среднемесячной цены средневзвешенной корзины, составленной из четырех типов нефти, котирующихся на международном рынке и имеющих сходство по физико-химическим характеристикам с нефтью данного поля. В случае если концессионер не представил информацию о ценах сделок или о физико-химических характеристиках, ННА может установить справочную или минимальную цену нефти в соответствии со своими собственными критериями.

ННА ежемесячно издает приказ, которым утверждает перечень минимальных цен нефти, добытой на каждом поле в предыдущем месяце. Например, в перечне минимальных цен на нефть, установленных ННА на июнь 2000 г., среднее значение минимальной цены по 241 полю составило 287 реалов (161 долл. США) за 1 куб. м при размахе значений от 247 до 343 реалов за 1 куб. м.

Справочная цена, применяемая аналогично к природному газу, устанавливается в реалах за 1000 куб. м и равняется средневзвешенному значению цен продаж природного газа, добытого на площади концессии, согласованных в договорах на поставку, без учета налогов, приходящихся на продажу, и за вычетом тарифов, относящихся к транспортировке природного газа до пунктов передачи потребителям. Информация о тарифах на транспортировку природного газа, а также о расчетах, использованных для их установления, должна быть направлена в ННА концессионером и включаться явным образом в каждый договор купли-продажи.

При отсутствии договоров на продажу природного газа или при непредставлении концессионером всей информации, требуе-

мой ННА для установления справочной цены на природный газ, или когда информация о ценах продаж или тарифах на транспортировку не отражает нормальные условия национального рынка, ННА может установить справочную цену на природный газ, следуя своим собственным критериям.

Следует еще раз подчеркнуть, что в мировой нефтегазодобыче известны различные механизмы регулирования ценообразования. На базе их изучения и критического осмысления вполне возможно, да и просто необходимо, выработать соответствующую отечественную систему.

Глава 13. Налоговые законопроекты

13.1. Направления законотворчества в сфере налогообложения предприятий нефтегазодобычи

Процесс формирования налоговой системы является перманентным процессом. Участвуют в нем помимо законодательно определенных субъектов права законодательной инициативы (Президент РФ, Совет Федерации и его члены, депутаты Государственной Думы, Правительство РФ, законодательные (представительные) органы субъектов Федерации, а также Конституционный Суд РФ, Верховный Суд РФ и Высший Арбитражный суд РФ по вопросам их ведения) отдельные организации, предприниматели и ученые, т.е. все те, кто заинтересован в том, чтобы налоговая система функционировала эффективно. Причем эффективно, с их субъективной точки зрения. Это объяснимо и нормально. Задача же законодательных органов — тех, кто принимает законодательные акты, — отобрать из массы различных предложений именно те, которые в наибольшей мере отвечают общественным интересам и интересам государства.

Процесс этот достаточно сложный и затяжной, подверженный влиянию не только объективных, но подчас и субъективных факторов. Об этом свидетельствуют, с одной стороны, многолетнее рассмотрение в Государственной Думе ряда законопроектов («О концессиях» — 14 лет, «О лицензировании» — 10 лет и т.д.), с другой — показанные в данной работе примеры явных упущений, ошибочных положений, редакционных неточностей.

Применительно к действующей системе налогообложения недропользования, введенной Законом «О недрах» в 1992 г., первым законопроектом можно назвать работу Н.А. Волинской и М.К. Клубничкина, которые уже в конце 1992 г. предложили принять самостоятельный закон о налогообложении недропользования, заменив им положения раздела V «Плата при пользовании недрами» Закона «О недрах». В последующие два-три года законотворчество «нефтяной» общественности и администрации было направлено на разработку проекта закона «О нефти и газе», который не содержал прямых налоговых норм, но в определенной

мере затрагивал порядок налогообложения предприятий нефтегазодобычи [144].

Параллельно, захватывая все больший круг участников, началась разработка законодательства о СРП. В 2003 г. в рамках совершенствования налогового законодательства (Федеральный закон от 06.06.2003 г. № 65-ФЗ) в НК РФ была введена специальная глава (26.4) о налогообложении в режиме раздела продукции, а также внесен ряд принципиальных изменений в режим заключения и исполнения СРП. Помимо этого в сферу законотворческой инициативы попал еще ряд проблем. В первую очередь это законопроекты о концессиях, о налоге на дополнительный доход, о лицензировании пользования недрами и др.

Вначале эти законопроекты разрабатывались независимо друг от друга. Затем над ними работа велась уже в рамках общего процесса совершенствования налогового законодательства на базе и с учетом положений НК РФ.

Необходимость и целесообразность рассмотрения законопроектов в сфере налогообложения недропользования, которые разработаны различными организациями и авторами, имеют непосредственное отношение к нефтегазодобыче и представляют собой не только исторический и теоретический интерес, характеризуя проблему в целом, но и чисто практический — для определения направлений ее решения в будущем.

Имеющийся у авторов пакет законопроектов содержит официально представленные в Государственную Думу, но по тем или иным причинам пока не принятые или отклоненные законопроекты, а также предложения различных авторских коллективов. Деликатность проблемы рассмотрения последней группы законопроектов состоит в том, что не всегда эти материалы носят законченный характер и не были предназначены для широкого публичного обсуждения. Кроме того, не всегда было возможно установить авторство законопроекта в целом, а тем более отдельных его положений. Поэтому все они рассматриваются в анонимном режиме. Вместе с тем именно это обстоятельство обуславливает возможность объективного анализа этих материалов.

Современный законотворческий процесс идет по двум основным направлениям:

- совершенствование действующего налогового режима;
- поиск налоговых механизмов изъятия сверхприбыли.

В рамках первого направления ставится, обсуждается и решается достаточно много проблем как общего, так и частного характера. Выдвигаются проекты различной глубины и проработки, предлагающие внесение изменений и дополнений в перечень и отдельные виды платежей при пользовании недрами. В настоящее время наиболее актуальной темой стал налог на добычу полезных ископаемых и единая для всех видов углеводородов и любых месторождений ставка данного налога. Мнение специалистов здесь едино, учитывая однозначность принятого решения. Поэтому еще раз возвращаться к обсуждению этого решения законодателей просто не имеет смысла, как нет его и в принятом решении. Следует заметить, что авторам не удалось найти ни одной публикации, которая хотя бы как-то аргументировала целесообразность введения единой ставки налога на добычу полезных ископаемых. Судя по последним публикациям, введение дифференцированной ставки не за горами.

Несколько особняком стоит законопроект о концессиях. В принципе в той мере, в которой он касается недропользования, этот законопроект в основном посвящен регламентации процедуры пользования недрами. Выдвигаются предложения о введении в концессионный режим особого платежа (налога). Однако в законопроекте, который представлялся ко второму чтению в конце 2000 г., такой платеж отсутствовал [67].

В рамках второго направления обсуждались законопроекты о рентных платежах и о налоге на дополнительный доход при добыче углеводородов. По степени проработанности и обоснованности это два абсолютно различных проекта. Первый носит инициативный характер, по существу, на уровне первоначальной идеи введения некоего так называемого рентного платежа. Второй имеет официальный статус, он упомянут в части первой НК РФ в перечне федеральных налогов.

13.2. Законопроект о концессиях

Концессия — это форма договорных отношений, которая широко используется за рубежом, в частности применительно к недропользованию. В России она недолго применялась в период нэпа и в 30-х годах прошлого века.

С началом перестройки вновь возник интерес к этой проблеме, и в конце 80-х годов в законодательных и исполнительных органах началась работа по разработке концессионного законодательства.

Режим концессии в принципе может распространяться на различные сферы народного хозяйства. Актуален он и для недропользования.

Законопроект о концессиях уже дважды принимался Государственной Думой в первом чтении (последний раз в 1996 г.) [39].

На пленарном заседании, состоявшемся 22.12.2000 г., законопроект не набрал необходимого числа голосов для представления ко второму чтению [67].

Подготовленный ко второму чтению законопроект содержал следующее определение договора концессии: «По договору концессии концессионер обязуется осуществить инвестиции на условиях, предусмотренных указанным договором, а правообладатель обязуется предоставить концессионеру на срочной и возмездной основе за счет и на риск концессионера исключительное право пользования имуществом, находящимся в государственной или муниципальной собственности и не закрепленным за государственным или муниципальным предприятием, либо право создания нового предприятия как имущественного комплекса или создания такого предприятия и пользования им».

Как следует из этого определения, концессионный режим прямо не затрагивает систему налогообложения. Основная его задача — регулирование договорных отношений между государством и инвестором, установление гарантий их стабильности. Налогообложение при исполнении договора концессии, по замыслу законодателей, должно осуществляться в соответствии с законодательством РФ о налогах и сборах.

Такой «нейтральный» в отношении налогообложения закон применительно к недропользованию вряд ли представляет интерес. По существу, речь идет о некоторой модификации системы правового регулирования недропользования, причем во многом повторяющей положения двух действующих режимов: по Закону «О недрах» и по Федеральному закону «О СРП». Как показано в главе 19 настоящего издания, в ряде государств СНГ приняты законы о концессиях в недропользовании. Они содержат нормы, регулирующие налогообложение, и в этом их положительная черта.

На примере разработки отечественного законопроекта о концессиях четко проявилась возможность выделения в проблеме регулирования отношений между государством — собственником и инвестором двух теоретически независимых друг от друга аспектов:

- процедуры предоставления недр в пользование и пользования недрами;
- условий пользования недрами.

При всей их «независимости» с точки зрения создания эффективно действующей стабильной системы недропользования решать их необходимо комплексно, а по форме — в рамках одного законодательного акта.

Главная и, по существу, определяющая черта концессионного договора, состоит в передаче на условиях, определяемых договором «исключительного права пользования имуществом (в том числе недрами согласно ст. 130 ГК РФ. — *Авт.*), находящимся в государственной собственности». Применительно к недропользованию это уже, по существу, сделано Законом «О недрах». Единственное, чем следует дополнить этот закон, — положение о том, что лицензионное соглашение должно получить статус гражданско-правового договора. Это, естественно, потребует некоторого изменения процедуры предоставления недр в пользование, но это существенно проще, чем принимать новый закон.

Государство как собственник участков недр вправе передать одно из своих полномочий собственника — право пользования — другому лицу, которое становится пользователем недр. Однако передача должна быть осуществлена в такой форме, при которой государство оставалось бы собственником недр. Такие формы есть, и они предусмотрены ГК РФ. Это право, основанное на подряде. Подрядная форма уже реализована ФЗ «О СРП». Осталось закрепить форму аренды в Законе «О недрах».

13.3. Законопроект о налоге на дополнительный доход при добыче углеводородов

В Законе РФ от 27.12.1991 г. № 2118-1 «Об основах налоговой системы в Российской Федерации» налог на дополнительный доход при добыче углеводородов (НДД) не установлен [17]. Впервые

он появился в первоначальном проекте НК РФ в 1996 г. (рук. разработки С.Д. Шаталов). Затем он дважды рассматривался Государственной Думой (в 1997 г. — раздел XVI проекта НК РФ; в 1998 г. — глава 38 проекта НК РФ), однако так и не был принят. Законодатель сосредоточил основное внимание на внесении изменений и дополнений в раздел V «Платежи при пользовании недрами» Закона «О недрах». Результатом явилось принятие в составе НК РФ главы 26 «Налог на добычу полезных ископаемых» и внесение изменений и дополнений в раздел V Закона «О недрах».

Вводя налог на добычу полезных ископаемых, законодатель не упомянул НДС. Следовательно, предполагается его дальнейшее представление в Государственную Думу. Более того, известно, что ряд субъектов права законодательной инициативы, и в частности Правительство РФ в лице Минфина России, ведут работу над таким законопроектом.

Предыстория появления законопроекта и различные варианты действия механизма изъятия сверхприбыли, которые содержались в законопроектах 1996, 1997 и 1998 гг., достаточно детально рассмотрены С.С. Ежовым [106].

Предложен он был еще в 70-х годах R. Garnant и R. Clunies в качестве механизма изъятия части так называемого рентного дохода, возникающего после того, как инвестор смог окупить свои расходы и получить некоторую «нормальную» норму прибыли. Проблема в том, что понимать под «нормальной» прибылью в нефтегазодобыче.

Такая прибыль, очевидно, ничего общего не имеет с «нормальной» прибылью в перерабатывающих и других отраслях промышленности. В добывающих отраслях присутствуют все факторы, определяющие уровень «нормальной» прибыли в народном хозяйстве, хотя и здесь это понятие скорее социально-философское, чем экономически и научно обоснованное. Однако в добывающих отраслях объективно присутствуют еще два фактора, играющие весьма важную роль. Во-первых, природный фактор. Известно, что из десяти поисковых скважин, лишь две-три открывают месторождения, из которых не более половины имеют коммерческое значение. Таким образом, разработка коммерческого месторождения должна возместить не только понесенные ранее расходы на его открытие и освоение, но и расходы на бурение «сухих» поисковых скважин на других участках.

Во-вторых, выбор местоположения инвестиционного проекта диктуется опять-таки природными факторами. Работать приходится чаще всего в неосвоенных, труднодоступных регионах. Поэтому «нормальная» прибыль в добывающих отраслях всегда несколько выше, чем в среднем по народному хозяйству. Это обстоятельство часто упускается из виду, и законодатель стремится подвести уровень прибыли в добывающих отраслях под некоторый средний уровень по народному хозяйству. По нашему мнению, именно это наблюдается в законодательстве Российской Федерации.

В начале 80-х годов, в период резкого повышения мировых цен на нефть, когда они приближались к 40 долл. /барр., в ряде государств, в частности в Индонезии, в качестве временной меры, направленной на изъятие сверхприбыли нефтедобывающих компаний, вводился специальный налог. В данном случае ситуация носила ярко выраженный конъюнктурный характер.

Первый вариант НДД появился еще в 1996 г., в проекте НК РФ. Затем он фигурировал в законопроектах НК РФ в 1997 г. (раздел XVI) и в 1998 г. (глава 38). «Обоснованность» введения такого налога четко проявляется при рассмотрении уровней налоговых ставок в различных вариантах НДД. Они колебались при одном и том же уровне рентабельности (например, при $P = 2$) от 20 до почти 80%, предельные значения — от 50 до 90%.

Во всех известных вариантах НДД предусматривается установление шкалы налоговых ставок в зависимости от так называемого P -фактора. В самом общем виде он определяется для каждого налогового периода как отношение накопленного дохода к накопленным расходам. Дискуссионным является состав учитываемых расходов, порядок расчета дохода, уровень ставок в зависимости от значений P -фактора и др.

Представляет интерес рассмотрение основных положений одного из последних вариантов законопроекта.

Объектом налогообложения признается дополнительный доход, полученный налогоплательщиком.

Налоговая база применительно к каждому лицензионному участку и/или совокупности участков определяется как стоимость добытых и реализованных и/или переданных на переработку налогоплательщиком углеводородов, уменьшенная на подлежащие вычетам затраты.

Стоимость добытых и реализованных налогоплательщиком углеводородов рассчитывается нарастающим итогом с начала до окончания соответствующего налогового периода исходя из фактических объемов и цен реализации. При этом в указанные цены не включаются суммы налога на добавленную стоимость и расходы на транспортировку до покупателя.

При реализации углеводородов на экспорт их стоимость определяется исходя из цены реализации на экспорт за вычетом таможенных сборов, расходов по транспортировке на экспорт.

Расчетные вычитаемые затраты определяются нарастающим итогом с начала налогового периода до дня окончания соответствующего налогового или отчетного периода как сумма:

- затрат, связанных с поиском, разведкой, добычей и реализацией углеводородов;
- расходов по приобретению, возведению и/или созданию налогоплательщиком амортизируемого имущества;
- расчетных вычитаемых затрат предыдущего налогового периода, вычет которых перенесен на следующий налоговый период.

Подлежащие вычетам затраты определяются как расчетные вычитаемые затраты данного периода, но в размере не более:

- 70% стоимости углеводородов при налогообложении деятельности на нескольких лицензионных участках;
- 90% стоимости углеводородов при налогообложении деятельности на отдельном лицензионном участке.

Если расчетные вычитаемые затраты налогового периода превышают величину подлежащих вычетам данного периода, то такое превышение переносится на следующий налоговый период.

Налоговые ставки устанавливаются на каждый налоговый период применительно к каждому лицензионному участку.

Конкретные размеры налоговых ставок устанавливаются в зависимости от значения P -фактора на предшествующий данному налоговому периоду.

P -фактор на каждый налоговый период определяется как отношение a/b , где: a — накопленный доход; b — накопленные затраты.

Величина a определяется как сумма годовых величин стоимости добытых и реализованных и/или переданных на переработку углеводородов.

При определении a стоимость углеводородов не включает суммы налога на добавленную стоимость, таможенных сборов, акцизов, расходов на их транспортировку до покупателя, а также расходов по транспортировке на экспорт.

Величина b на налоговый период определяется как сумма годовых величин затрат.

Значения налоговых ставок в зависимости от P -фактора приведены в табл. 19.

Таблица 19

Налоговые ставки в зависимости от P -фактора

P -фактор	Налоговая ставка, %
до 1,00	10*
от 1,00 до 1,20	15
от 1,20 до 1,30	20
от 1,30 до 1,40	30
от 1,40 до 1,50	40
от 1,50 до 2,00	50
от 2,00	60

* Для лицензионных участков, находящихся на поздних стадиях разработки (падающая добыча), когда за каждый налоговый период величина b становится равной 0% независимо от величины P -фактора, исчисленного нарастающим итогом с года начала оценки. Для лицензий на пользование недрами, по которым с даты их выдачи ведется раздельный учет, налоговая ставка при величине P -фактора до 1,00 устанавливается в размере 0%.

Нетрудно заметить, что механизм изъятия сверхприбыли ориентирован на результаты всей хозяйственной деятельности предприятия, без каких-либо искусственных расчетов влияния природных факторов и т.п. В данном случае законодатель исходит не из теоретических положений о ренте и т.п., а предлагает вполне конкретную, практически применимую методику расчета.

Проблема налогового изъятия сверхприбыли имеет два аспекта. Во-первых, налогообложение сверхприбыли связывается всегда с деятельностью добывающих предприятий, когда подразумевается, что источником сверхприбыли является не деятельность человека, а различные условия залегания полезных ископаемых.

Справедливо, когда сверхприбыль как результат успешной деятельности человека в основной массе достается ему. Справедливо, когда сверхприбыль как результат природных условий в ос-

новой массе достается государству — собственнику недр. Однако определить в каждом конкретном случае долю влияния этих факторов невозможно. Именно поэтому в системном виде в мировой практике неизвестны какие-либо методы налогообложения, которые позволяли бы решать эту проблему.

В зарубежной практике известно лишь несколько случаев введения налогов на сверхприбыль в нефтедобывающей промышленности. Все они были реакцией на временное непредсказуемое и неоправданно резкое повышение мировых цен на нефть.

Сверхприбыль, обусловленная природными условиями, всегда связана с разработкой какого-либо конкретного месторождения и имеет не только индивидуальный, но, что не менее важно, временный характер. Любое, даже самое продуктивное, высокодебитное месторождение относительно быстро истощается, дебиты снижаются, обводненность растет. Поэтому налог на сверхприбыль в этом случае должен действовать избирательно.

Второй аспект проблемы изъятия сверхприбыли связан с неопределенностью самого понятия «сверхприбыль», которое достаточно условно. Обычно принято отсчитывать ее от некоего усредненного уровня. Но и в таком подходе, очевидно, много субъективизма, недопустимого при разработке экономических инструментов регулирования государственной политики.

Очевидно, что «нормальная» прибыль должна ориентироваться не на сиюминутный результат. Открытию крупного нефтяного или газового месторождения обычно предшествуют годы безрезультатных работ. Примеров известно множество (Западная Сибирь, Арктический шельф и др.). Исходя из этого, «нормальная» прибыль в нефтегазодобыче, на которую вправе претендовать инвестор, как уже указывалось, должна быть выше, чем в любой обрабатывающей или перерабатывающей отрасли.

Изъятие сверхприбыли в нефтегазодобыче предполагалось осуществлять посредством акциза. При этом упускалась из виду природа формирования сверхприбыли по традиционному подакцизным товарам и нефти, добываемой из высокодебитных скважин. На табак, водку, драгоценности и т.п. *государство*, обладая всей полнотой власти, *вводит* в цену акциз, тем самым само формирует сверхприбыль, само ее и изымает. В добыче нефти сверхприбыль — результат природного фактора. Она случайна. Она компенсирует недропользователю его риски, связанные с пои-

ском высокодебитного месторождения. Ссылка на то, что государство — собственник недр и поэтому имеет право на изъятие сверхприбыли, далеко не однозначна. Инвестор получает в пользование *участок недр*. А из теории права, теории права собственности известно, что пользование — одно из основных правомочий собственника, дающее ему право *получать и присваивать* доход, который образуется в результате пользования вещью. Право государства на сверхприбыль на данном месторождении может возникнуть только в случае, если условия предоставления права пользования недрами содержали соответствующие положения. Решается эта проблема введением в лицензионное соглашение или СРП нормы, согласно которой пользование недрами должно осуществляться в соответствии с действующим законодательством.

В первоначальном проекте НК РФ при решении проблемы так называемого рентного дохода, сверхприбыли и т.п. решение принималось только в отношении добычи углеводородов. Совершенно очевидно, что сверхприбыль природного характера присуща добыче *всех* видов полезных ископаемых, и в первую очередь драгоценных металлов и драгоценных камней.

Государство еще не готово ввести свободную реализацию на рынке этих полезных ископаемых. Поэтому, исходя опять-таки из принципа *удобства*, оно пошло по пути налогового, а не рыночно-регулирующего.

Проблема изъятия сверхприбыли при разработке месторождений углеводородов пока не решена, однако она не снята с повестки дня.

13.4. Законопроект о рентных платежах

Общая оценка ренты как экономической категории с прагматических позиций дана в разделе 4.10 настоящего издания. Здесь следует отметить, что введение рентных платежей, предлагаемое многими учеными и публичными деятелями, далекими от практики экономической работы, должно осуществляться не в форме какого-то специального налогового режима, а в виде некоего специального налога со своей базой, порядком расчета и, очевидно, ставками. Но вот тут-то и возникает проблема с практической реализацией предложений. Авторы используют очень удобную

формулу «в соответствии с действующим законодательством», заранее зная, что в этом самом законодательстве по данной проблеме никаких решений нет, а главное, неизвестно, *как* надо делать. Иногда отсылают к Правительству РФ, которое должно будет разработать соответствующие инструкции. Однако как это сделать, авторы подобных законопроектов, очевидно, просто не знают.

Для иллюстрации всего выше изложенного приведем фрагменты из законопроекта «О рентных платежах в природопользовании», внесенного в Государственную Думу в 2000 г. Законодательным собранием Иркутской области [59].

Статья 1. Предмет правового регулирования

Настоящим Федеральным законом вводятся рентные платежи за пользование ценными природными ресурсами Российской Федерации, находящимися в государственной и/или муниципальной собственности, с целью изъятия в доход государства рентных доходов предприятий — пользователей ценными природными ресурсами либо предприятий — переработчиков, перепродавцов и потребителей их продукции устанавливаются принципы и порядок введения рентных платежей, их исчисления и уплаты, определяются ответственные государственные органы и обязанности плательщиков.

Статья 2. Термины и определения

5. Рентный эффект — устойчивый экономический выигрыш, возникающий в силу ценных природных и экономико-географических свойств используемого ресурсного объекта вне зависимости от совершенствования технологии и организации производства и выражающийся в том, что затраты на производство и реализацию продукции с использованием данного ресурсного объекта (индивидуальные затраты) оказываются ниже общественно необходимых (замыкающих) затрат.

6. Рентный доход — часть рентного эффекта, находящаяся в цене (стоимости) продукции предприятий — пользователей, переработчиков и перепродавцов.

7. Рентный платеж — денежная сумма (либо ее товарный эквивалент), равная по величине эффекту либо его части и выплачиваемая в соответствующий бюджет.

8. Ставка рентного платежа — размер рентного платежа в расчете на единицу произведенной продукции.

9. Объем рентного платежа — размер рентного платежа, оцениваемого по ставке и объему выпускаемой продукции.

Статья 3. Принципы определения рентного эффекта

1. Рентный платеж относится к платежам за пользование природными ресурсами, основанным на исчислении рентного эффекта.

2. Величина рентного эффекта определяется как разность общественно необходимых затрат на производство и реализацию данного вида продукции и соответствующих индивидуальных затрат.

3. Величина рентного эффекта рассчитывается как объективная характеристика ценности используемого ресурсного объекта и не является показателем наличия у его пользователя рентного дохода и финансово-хозяйственной прибыли.

Статья 4. Объект уплаты

1. Объектом уплаты служит часть рентного эффекта, не изымаемая у плательщика в виде иных платежей, кроме налога на прибыль.

2. При исчислении налогооблагаемой прибыли плательщика из нее исключаются рентные платежи.

Статья 5. Принципы определения плательщиков рентных платежей

1. Плательщиками рентных платежей являются пользователи ресурсных объектов, дающих рентный эффект.

2. Пользователи ресурсных объектов признаются плательщиками вне зависимости от наличия у них рентного дохода и финансово-хозяйственной прибыли.

3. При наличии у данного ресурсного объекта нескольких взаимоисключающих способов пользования пользователь признается плательщиком ренты по тому из них, который дает максимальный рентный эффект.

Статья 6. Порядок определения величины рентного эффекта

1. Порядок определения индивидуальных и замыкающих затрат, рентного эффекта, ставок и размеров платежей устанавлива-

ется Правительством Российской Федерации в соответствии с настоящим Федеральным законом.

2. Оценка величины рентного эффекта, ставок и размеров рентных платежей от использования конкретных ресурсных объектов осуществляется органами государственной власти субъектов Российской Федерации.

3. Перечни эксплуатируемых ресурсных объектов с указанием размеров приносимого ими рентного эффекта, ставок и размеров рентных платежей составляются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и утверждаются соответствующими представительными органами власти.

Статья 7. Определение рентных платежей в договорах на пользование ресурсными объектами

1. Размеры рентного эффекта, ставки и минимальные объемы рентных платежей, сроки и порядок их уплаты, а также период достижения максимального объема производства и максимальных объемов платежей указываются в договорах пользования (договорах аренды, лицензионных соглашениях), в том числе в договорах соглашения о разделе продукции, заключаемых с органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации при приобретении права пользования ресурсным объектом.

2. В случае если установленный договором пользования размер рентного платежа оказывается меньше величины рентного эффекта, указанного в договоре пользования ресурсным объектом, в договоре пользования указываются сроки предоставления названной льготы и сроки перезаключения договора.

Статья 8. Распределение рентных платежей между Российской Федерацией и субъектами Российской Федерации

Статья 9. Распределение рентных платежей в пределах субъектов Российской Федерации

Статья 10. Контроль за уплатой рентных платежей и их бухгалтерский учет

Статья 11. Вступление настоящего Федерального закона в силу

Федеральный закон вступает в силу со дня его официального опубликования.

Журнал «Нефть, газ и право» (2000. № 6), опубликовавший этот законопроект, дал следующее «Примечание редакции»:

«МПР России не поддержало проект федерального закона “О рентных платежах в природопользовании” по следующим основным причинам:

- отсутствуют четкие критерии определения объектов и базы налогообложения;
- нет терминологической однозначности понятий;
- отсутствуют методические подходы к расчету “рентного эффекта”;
- нет ясности в вопросе о порядке отнесения на результаты деятельности хозяйствующего субъекта рентного платежа;
- нет финансово-экономического обоснования законопроекта.

МПР России считает, что:

- рентные платежи, и в частности горная рента, должны отражать положение каждого налогоплательщика в сфере природопользования (недропользования);
- горная рента возникает только на рентабельных месторождениях. Если месторождение нерентабельное, но его эксплуатация с государственных позиций необходима, то должна вводиться система дополнительных льгот вплоть до полной отмены других налогов (а при необходимости введение дотаций из специально создаваемого дотационного фонда, формируемого в бюджете из части горной ренты);
- горная рента устанавливается в виде абсолютной суммы (потонной ставки) на единицу добываемого минерального сырья;
- горная рента не должна включаться в себестоимость продукции, т.е. не должна ее удорожать;
- горная рента устанавливается при лицензировании, вносится в лицензионное соглашение и подлежит ежегодному уточнению самим недропользователем, представляющим в лицензирующий орган соответствующие технико-экономические расчеты.

Совершенствование налоговой системы Российской Федерации в недропользовании должно базироваться на последовательном и постепенном переходе к единому налогу на недропользователя на основе учета горной ренты, который должен заменить

роялти и акциз, что следует учесть при дальнейшей работе над НК РФ».

Законодатель, к сожалению, воспринял резонную рекомендацию редакции журнала о «последовательном и постепенном переходе к *единому налогу* на недропользователя» как рекомендацию о введении *единой ставки* налога на добычу полезных ископаемых и уже через год реализовал ее. Известны еще один-два проекта на ту же тему, но они еще менее заслуживают комментария.

ЧАСТЬ III. Специальные налоговые режимы в нефтегазодобыче

Глава 14. Специальные налоговые режимы

НК РФ определил специальный налоговый режим как особый порядок исчисления и уплаты налогов и сборов в течение определенного периода времени (ст. 18). Применяться данный режим может в случаях и порядке, устанавливаемых НК РФ и принимаемыми в соответствии с ним федеральными законами.

При установлении специальных налоговых режимов элементы налогообложения, а также налоговые льготы определяются в порядке, предусмотренном НК РФ. К элементам налогообложения НК РФ относит:

- объект налогообложения;
- налоговую базу;
- налоговый период;
- налоговую ставку;
- порядок исчисления налога;
- порядок и сроки уплаты налога (ст. 17).

К специальным налоговым режимам современное налоговое законодательство относит:

- упрощенную систему налогообложения субъектов малого предпринимательства;
- систему налогообложения в свободных экономических зонах (СЭЗ);
- систему налогообложения в закрытых административно-территориальных образованиях;
- систему налогообложения для сельскохозяйственных товаропроизводителей (единый сельскохозяйственный налог).

К специальным налоговым режимам отнесены также:

- система налогообложения при выполнении договоров концессии;
- система налогообложения при выполнении соглашений о разделе продукции.

Каждый из перечисленных специальных налоговых режимов, очевидно, в будущем должен найти свое место в НК РФ в форме отдельной главы в разделе VIII «Специальные налоговые режимы».

В принципе налогообложение предприятий нефтегазодобычи может осуществляться любым из перечисленных специальных налоговых режимов, за исключением, естественно, единого сельскохозяйственного налога. Теоретически не исключено применение сочетания нескольких специальных налоговых режимов. Например, в случае освоения мелких нефтегазовых месторождений, расположенных на территории свободной экономической зоны или закрытого административно-территориального образования, малыми предприятиями на условиях СРП. Возможно будет использовано сочетание сразу трех специальных режимов: для малого предпринимательства, свободных экономических зон и системы налогообложения при выполнении СРП.

Конкретным примером сочетания двух специальных налоговых режимов является положение законопроекта «Об особой экономической зоне на территории Курильских островов Сахалинской области (ОЭЗ «Курилы»)» [50] о том, что «правовое регулирование предпринимательской деятельности и инвестиций в ОЭЗ “Курилы” осуществляется в соответствии с настоящим Федеральным законом, другими федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, в том числе законодательством об иностранных инвестициях, соглашениях о разделе продукции, нормативными актами Сахалинской области и международными договорами Российской Федерации».

В настоящее время известно о введении режима ОЭЗ в трех регионах — Магаданской и Калининградской областях, а также в районе Кавказских Минеральных Вод [29, 40, 54].

Необходимо отметить, что законодатель достаточно осторожно относится к распространению льготных условий ОЭЗ на деятельность нефтегазодобывающих компаний. Так, в ОЭЗ Калининградской области они распространены только на деятельность по добыче нефти и газа на суше, т.е. на территории области, но при этом в Законе специально оговорено, что они не распространяются «на объекты нефтегазовых отраслей добывающей промышленности на континентальном шельфе Российской Федерации и в исключительной экономической зоне Российской Федерации».

Федерации» [40]. В этом же Законе указано, что «федеральные органы исполнительной власти по соглашению с Администрацией могут передавать Администрации свои полномочия по лицензированию отдельных видов предпринимательской деятельности за исключением деятельности в областях: ... б) добычи нефти и газа на участках недр федерального значения». Это ограничение опять-таки касается морских и не относится к месторождениям, расположенным на территории области.

Специальный налоговый режим установлен в ряде закрытых административно-территориальных образований. В соответствии с ним Федеральный закон от 30.12.2001 г. № 194-ФЗ «О федеральном бюджете на 2002 год» установил особый режим отчислений доходов от уплаты налогов и сборов в бюджеты этих образований. В части недропользования установлены следующие нормы отчислений, %:

- платежи за проведение поисковых и разведочных работ — 100;
- платежи за добычу общераспространенных полезных ископаемых — 100;
- платежи за добычу углеводородного сырья — 60;
- платежи за добычу подземных вод — 60;
- платежи за добычу полезных ископаемых из уникальных месторождений и групп месторождений федерального значения — в порядке, установленном соглашением;
- платежи за добычу других полезных ископаемых — 75;
- платежи за пользование недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, — 100;
- платежи за пользование недрами территориального моря РФ — 60;
- платежи за пользование недрами при реализации СРП, включая разовые платежи (бонусы), регулярные платежи (роялти), ежегодные платежи за проведение поисковых и разведочных работ (ренталс) и платежи за договорную акваторию и участки морского дна — в порядке, установленном соглашением на дату его подписания;
- налог на добычу полезных ископаемых в виде углеводородного сырья — 20;
- налог на добычу общераспространенных полезных ископаемых — 100;
- налог на добычу других полезных ископаемых — 60.

Среди специальных налоговых режимов особое место занимает система налогообложения при выполнении СРП. Это единственная система, которая состоит из двух самостоятельных блоков: специфического механизма формирования потока денежной наличности, расходов и доходов, который называется режимом раздела продукции, и системы налоговых льгот и преференций, которая абсолютно независима от режима раздела продукции. Он успешно может использоваться в самых различных системах налогообложения как их составная часть, придавая этим системам своеобразный характер.

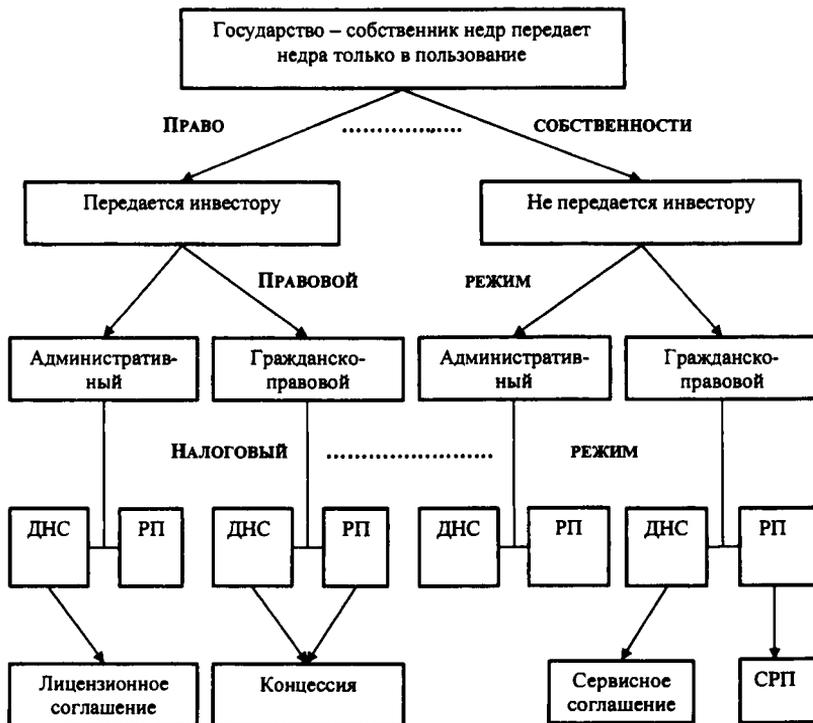
Режим раздела продукции использовался в качестве одного из факторов наряду с правом собственности на добытую продукцию и правовым режимом пользования недрами, при классификации типов договоров при пользовании недрами [133]. На рис. 6 приведена схема формирования типов договоров на пользование недрами. При этом следует еще раз подчеркнуть, что ни в коей мере не следует отождествлять режим соглашений о разделе продукции, установленный Федеральным законом «О СРП», систему налогообложения при выполнении СРП и режим раздела продукции.

Федеральный закон «О СРП» отнес к сфере СРП не только отношения, возникающие в процессе пользования недрами (поиск, разведка, добыча), но и отношения, возникающие в процессе транспортировки, обработки, хранения, переработки, использования, реализации или распоряжения иным образом добытой продукцией (п. 3 ст. 1).

Вторая существенная особенность состоит в том, что ФЗ «О СРП» вводит не только специфический фискальный механизм, но целый ряд льгот и гарантий, которые отсутствуют не только в законодательстве о недрах, но и в налоговом законодательстве, законодательстве об инвестиционной деятельности, в том числе с привлечением иностранного капитала. Исходя из этого, данный Закон можно подразделить на три части:

1. Положения, определяющие общие вопросы для всех форм договорных отношений при освоении нефтяных и газовых ресурсов.
2. Положения, предусматривающие дополнительные льготы и гарантии, действующие в качестве определенных изъятий из законодательства, возникающие и вводимые только применительно к СРП.

Схема формирования типов договоров на пользование недрами



ДНС – действующая налоговая система
РП – раздел продукции

Рис. 6

3. Положения, определяющие специфический характер экономических и фискальных расчетов, присущих только СРП, в частности режим раздела продукции.

Режим СРП предусматривает специфический механизм учета и возмещения затрат, а также раздела прибыли между государством и компанией, заменяющий традиционный режим налогообложения деятельности компании.

Учитывая его значимость и специфичность, автор посвятил ему главу 15 в настоящей работе.

Принципиальная особенность режима раздела продукции — замена пакета налогов разделом продукции, схемы которого установлены Федеральным законом «О СРП».

Как указывалось выше, НК РФ отнес к категории специальных налоговых режимов систему налогообложения при выполнении договоров концессии, хотя для этого, по существу, нет никаких оснований. Анализ законотворческого процесса в части разработки закона о концессиях, приведенный в разделе 13.2 настоящего издания, показывает, что до его окончательного принятия еще очень далеко. Но главное, судя по тексту последнего варианта законопроекта, рассмотренного Государственной Думой в 2000 г., он не содержит положений, позволяющих рассматривать их как «систему налогообложения при выполнении договоров концессии». Подтверждением этого является текст приводимой ниже единственной специальной статьи, посвященной вопросам налогообложения: «**Статья 9. Налогообложение концессионера при исполнении договора концессии.** При исполнении договора концессии налогообложение концессионера осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах. При исполнении договора концессии в области недропользования концессионер уплачивает налоги и иные обязательные платежи в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах без замены уплаты налогов и иных обязательных платежей разделом произведенной им продукции» [67].

Авторы законопроекта признают возможность применения в системе недропользования, которую они называют концессионной, налогового режима раздела продукции, но по каким-то известным только им причинам это запрещают. В остальном рекомендуется «уплачивать налоги и иные обязательные платежи в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах». Никаких новаций не предусмотрено. Поэтому и нет никаких оснований считать, что законопроект введет некую специальную систему налогообложения при выполнении договоров концессии.

Таким образом, пока единственным перспективным специальным налоговым режимом, имеющим все основания для широкого

распространения в нефтегазодобыче, является система раздела продукции.

Весьма актуальной проблемой является введение специального налогового режима при освоении мелких, а следовательно, малорентабельных нефтегазовых месторождений. Пока эта проблема находится на уровне обсуждения ее заинтересованными лицами. Наибольшую активность здесь проявляет Ассоциация «Ассо-Нефть», которая взяла на себя защиту интересов малых и средних нефтедобывающих предприятий. Эта проблема неоднократно обсуждалась на пленарных заседаниях Государственной Думы, ей посвящено множество публикаций.

С точки зрения налогообложения применительно к малому предпринимательству в сфере нефтегазодобычи можно выделить следующие аспекты этой проблемы.

Во-первых, необходимо определить круг организаций, которые следует отнести к этой категории. Очевидно, это должны быть не только непосредственно добывающие компании, но и весь спектр компаний, выполняющих вспомогательные операции, начиная от бурения скважин, транспортировки материально-технических ресурсов, геофизических исследований, консалтинговых услуг и т.п.

Во-вторых, достаточно сложной и неоднозначно понимаемой задачей является поиск и обоснование критериев отнесения тех или иных компаний к категории малого предпринимательства.

И в-третьих, требуется разработать систему налогообложения деятельности организаций, занимающихся малым предпринимательством в сфере нефтегазодобычи.

Все эти проблемы достаточно подробно рассмотрены в [142].

Глава 15. Налогообложение в режиме раздела продукции

15.1. Фискальная природа раздела продукции

Механизм раздела продукции представляет собой особый фискальный режим недропользования. В мировой практике налогообложения предприятий нефтегазодобычи этот режим был введен в начале 60-х годов прошлого века. По сравнению с обычной системой налогообложения, которую, по существу, можно рассматривать как «раздел выручки», механизм раздела продукции по своей первоначальной идее должен был решать две задачи:

- максимально снизить влияние высокой инфляции, а в ряде стран — гиперинфляции на результаты расчетов, поскольку предметом раздела становилась «валютная продукция» — нефть;
- упростить систему фискальных расчетов.

В общем те же задачи решаются и российским вариантом системы СРП.

Как показывает мировой и отечественный опыт, полностью освободить инвестора от взимания налогов, сборов и платежей оказывается практически невозможно. Обусловлено это целым рядом причин, причем не столько экономического и социально-политического характера, сколько связанных с техническими сложностями осуществления эквивалентной замены системы их сбора и распределения по бюджетам различных уровней, а также формирования внебюджетных фондов.

Термин «взимание» отражает лишь одну сторону фискального механизма, а именно констатацию самого факта уплаты. Вопрос же возмещения, компенсации этих выплат, которые для инвестора являются «его затратами на выполнение работ по соглашению», отнесен к компетенции соглашения и законодательства Российской Федерации. Именно они должны определить состав затрат, подлежащих возмещению инвестору за счет компенсационной продукции. НК РФ устанавливает, что налог на добычу полезных ископаемых уплачивается из произведенной продукции; налог на прибыль уплачивается из прибыльной продукции; разовые платежи за пользование недрами — из чистой прибыли

инвестора. В отношении других налогов, сборов и платежей, если их взимание все-таки предусматривается условиями соглашения, следует вывод о том, что источником их возмещения может быть только компенсационная продукция. Подробный перечень платежей фискального характера, включаемых в состав возмещаемых затрат, регламентировался специальной инструкцией Минфина России [56].

Применительно к построению схемы раздела продукции не рассматривается механизм взимания и компенсации налога на добавленную стоимость, поскольку при соблюдении установленных правил он не должен оказывать влияние на ее формирование.

Федеральный закон «О СРП» попытался регламентировать ситуацию, при которой в полной мере не удается реализовать основную идею Закона об освобождении инвестора от взимания многочисленных налогов, сборов и платежей различных уровней, и предложил следующий механизм.

В случае если нормативными правовыми актами законодательных (представительных) органов государственной власти и представительных органов местного самоуправления не предусмотрено освобождение инвестора от уплаты региональных и местных налогов и сборов, затраты инвестора по уплате указанных налогов и сборов подлежат возмещению инвестору за счет соответствующего уменьшения доли произведенной продукции, передаваемой государству, в части, передаваемой соответствующему субъекту Российской Федерации, на величину, эквивалентную сумме фактически уплаченных указанных налогов и сборов.

При выполнении соглашений, заключенных до вступления в силу Федерального закона «О СРП», применяются условия освобождения от уплаты налогов, сборов и иных обязательных платежей, а также порядок исчисления, уплаты и возврата (возмещения) уплачиваемых налогов, сборов и иных обязательных платежей, которые предусмотрены указанными соглашениями. В случае несоответствия положений Налогового кодекса и/или иных актов законодательства Российской Федерации о налогах и сборах, актов законодательства субъектов Российской Федерации о налогах и сборах, нормативных правовых актов представительных органов местного самоуправления о налогах и сборах условиям указанных соглашений применяются условия таких соглашений (п. 15 ст. 346.35 НК РФ).

Следует отметить, что указанный Закон не регламентирует четко ситуацию, когда законодательство улучшает положение недропользователя. Норма о стабильности условий соглашения в этом случае может толковаться в пользу государства. Аналогичные случаи встречаются в ряде стран СНГ (гл. 19 наст. изд.).

Следует отметить, что приведенный в Законе и описанный выше механизм не привязан к какому-либо этапу реализации соглашения.

Если освобождение от региональных и местных налогов не предусматривалось соответствующими правовыми актами на момент заключения соглашения, уплата их должна была бы быть учтена условиями соглашения, а также договором о распределении государственной доли прибыльной продукции между Российской Федерацией и субъектом Российской Федерации.

Если же речь идет о ситуации, которая может возникнуть в случае изменения налогообложения на уровне субъекта Федерации или местных органов и которая вводит запрет на освобождение от взимания каких-либо налогов, в соглашении необходимо предусмотреть процедуру перехода от одного режима налогообложения к другому. Нефть поставляется обычно по срочным контрактам, а газ, как правило, по долгосрочным. Поэтому любые изменения в объемах поставок каждой стороной соглашения — а они неизбежны при изменении налогового режима — приведут к нарушениям контрактных обязательств. Для того чтобы избежать этого, в соглашении необходимо предусмотреть условие, по которому любые изменения в режиме налогообложения могут вводиться после предварительного извещения, например по нефти — за полгода-год, по газу — минимум за год.

До введения в 2003 г. в действие главы 26.4 НК РФ в целях стимулирования эффективного использования добытого минерального сырья, в частности рационального расходования добытой продукции, а также сокращения ее потерь в процессе добычи, транспортировки и подготовки к реализации предусматривалось уменьшение объема прибыльной продукции, принадлежащей инвестору, на количество сверхнормативных потерь и сверхнормативного расхода минерального сырья. Нормативы потерь и нормативы расхода минерального сырья на собственные нужды инвестора устанавливались в программе работ. В настоящее время такая ситуация не регламентируется.

15.2. Порядок возмещения налогов, сборов и платежей

В соответствии с положениями налогового законодательства при пользовании недрами на условиях, предусмотренных Федеральным законом «О СРП», инвестор все-таки уплачивает достаточно большое количество различных налогов, сборов и платежей. Все они подразделяются на две принципиально различные группы — возмещаемые и невозмещаемые.

Возмещаемые налоги, сборы и платежи уплачиваются инвестором в той или иной форме на том или ином этапе реализации проекта, а затем возмещаются ему в виде доли компенсационной продукции. Очень важно отметить, что невозможность государства полностью освободить инвестора от уплаты налогов, сборов и платежей в открытой форме предоставляет инвестору определенные преимущества: увеличивается объем продукции, принадлежащей ему по праву собственности со всеми вытекающими отсюда последствиями. Все это в конечном итоге сводит на нет «затратную» нагрузку этих платежей на инвестора.

Невозмещаемые налоги, сборы и платежи уплачиваются инвестором из налогооблагаемой либо из чистой прибыли.

Установленный специальный налоговый режим предусматривает замену уплаты совокупности налогов и сборов, установленных законодательством Российской Федерации о налогах и сборах, разделом произведенной продукции в соответствии с условиями соглашения, за исключением налогов и сборов, уплата которых предусмотрена главой 26.4 НК РФ.

При выполнении соглашения инвестор уплачивает следующие налоги и сборы:

- налог на добавленную стоимость;
- налог на прибыль организаций;
- единый социальный налог;
- налог на добычу полезных ископаемых;
- платежи за пользование природными ресурсами;
- плату за негативное воздействие на окружающую среду;
- плату за пользование водными объектами;
- государственную пошлину;
- таможенные сборы;
- земельный налог.

Кроме того, недропользователь уплачивает целый ряд платежей и сборов, предусмотренных Законом «О СРП». Перечень их приведен в разделе 15.3.5 наст. изд.

Инвестор освобождается от уплаты региональных и местных налогов и сборов по решению соответствующего законодательного (представительного) органа государственной власти или представительного органа местного самоуправления (п. 7 ст. 346.35 НК РФ).

Суммы уплаченных инвестором налога на добавленную стоимость, платежей за пользование природными ресурсами, платы за пользование водными объектами, государственной пошлины, таможенных сборов, земельного налога, акциза, а также суммы платы за негативное воздействие на окружающую среду подлежат возмещению в соответствии с положениями НК РФ.

Инвестор не уплачивает налог на имущество организаций в отношении основных средств, нематериальных активов, запасов и затрат, которые находятся на балансе налогоплательщика и используются исключительно для осуществления деятельности, предусмотренной соглашением. В случае, если указанное имущество используется инвестором не для целей, связанных с выполнением работ по соглашению, оно облагается налогом на имущество организаций в общеустановленном порядке.

Инвестор не уплачивает транспортный налог в отношении принадлежащих ему транспортных средств (за исключением легковых автомобилей), используемых исключительно для соглашения.

От уплаты таможенной пошлины освобождаются товары, ввозимые на таможенную территорию Российской Федерации для выполнения работ по соглашению, предусмотренных программой работ и сметами расходов, утвержденными в установленном соглашением порядке, а также продукция, произведенная в соответствии с условиями соглашения и вывозимая с таможенной территории Российской Федерации (п. 9 ст. 346.35 НК РФ).

Все возмещаемые налоги и платежи можно подразделить на три группы:

- регулярные платежи за пользование недрами;
- единый социальный налог;
- прочие возмещаемые затраты.

Состав и порядок уплаты регулярных платежей за пользование недрами рассматриваются в разделе 11.5 наст. изд.

Единый социальный налог взимается в соответствии с нормами главы 24 НК РФ.

К этой группе условно можно отнести налог на доходы с физических лиц, который уплачивает инвестор.

В группу прочих возмещаемых сборов и платежей условно отнесены:

- платежи за пользование природными ресурсами, являющимися государственной собственностью (плата за землю, за забор воды, лесные подати, добычу строительных материалов и т.п.);
- платежи за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ;
- сборы за совершение юридически значимых действий (государственные пошлины, сбор за регистрацию автотранспорта, за выдачу лицензии и т.п.).

В ряде соглашений, заключенных до принятия Федерального закона «О СРП», предусмотрена уплата бонусов, подлежащих возмещению. Следует еще раз отметить, что в случае пользования недрами на условиях Закона «О недрах» предусмотрено возмещение бонусов (разовых платежей), уплаченных в период поиска или разведки.

К этой категории следует отнести платежи в счет возмещения так называемых «ранее понесенных затрат». Под этими затратами обычно понимаются ранее осуществленные за счет средств государственного бюджета расходы на поиск и разведку месторождения. В принципе они экономически никак не связаны с современными структурами, и введение их, по существу, означает введение дополнительного налога, в отношении которого сразу возникает проблема его адресности: это доход федерального бюджета или бюджета субъекта Федерации.

Законодательство не устанавливает, но и не запрещает введение тех или иных отчислений социального характера в фонды развития региона, решения проблем коренных малочисленных народов и т.п. В проектах, подготавливаемых к заключению соглашений, встречаются подобные отчисления.

К категории невозмещаемых налогов, сборов и платежей следует отнести:

- налог на прибыль инвестора;
- налог на добычу полезных ископаемых;

- плату за право на добычу (роялти);
- разовые платежи за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии;
- плату за геологическую информацию о недрах;
- сбор за участие в конкурсе (аукционе);
- сбор за выдачу лицензий (п. 7 ст. 346.38 НК РФ).

15.3. Особенности уплаты налогов, сборов и платежей при выполнении СРП

15.3.1. Общие положения

В настоящее время, несмотря на введение в НК РФ специальной главы о налогообложении СРП, налогообложение в режиме раздела продукции регламентируется несколькими федеральными законами. В силу этого неизбежно встречаются отдельные неточности и противоречия.

Так, в текст Федерального закона «О СРП» первоначально не были внесены соответствующие поправки в связи с введением налога на добычу полезных ископаемых, новых ставок налога на прибыль и их дифференциацией по бюджетам различных уровней. В подобных случаях принято действовать, исходя из принципа преимущественного значения норм, содержащихся в последнем по времени принятия законодательном акте. Объединение налоговых норм, регулирующих выполнение СРП в специальной главе НК РФ, в основном решает эту проблему. Вместе с тем сохранение отдельных норм в других законах («О недрах», «О таможенном тарифе» и др.) полностью не исключает каких-либо коллизий. Поэтому, приступая к освоению недр на условиях СРП, необходимо ознакомиться со всеми нормативными правовыми актами, которые в той или иной мере решают вопросы регулирования выполнения СРП.

Ниже рассмотрены основные особенности налогового режима выполнения СРП. В пределах своих полномочий отдельные особенности выполнения СРП могут устанавливаться законодательством субъектов Федерации. Это также следует иметь в виду, приступая к освоению нефтегазовых месторождений на условиях СРП.

15.3.2. Налог на прибыль организаций

Глава 25 «Налог на прибыль организаций» НК РФ не регламентирует налогообложение прибыли при выполнении СРП, за исключением случаев исчисления и уплаты налога с доходов, полученных иностранной организацией при выполнении СРП от источников в Российской Федерации, удерживаемого налоговым агентом (п. 2 ст. 310). При этом однако оговаривается, что «налогоплательщики, применяющие в соответствии с настоящим Кодексом специальные налоговые режимы, при исчислении налоговой базы по налогу не учитывают доходы и расходы, относящиеся к таким режимам» (п. 10 ст. 274).

Глава 26.4 «Система налогообложения при выполнении СРП» НК РФ ввела ряд норм, регламентирующих порядок уплаты налога на прибыль при выполнении СРП.

Налогоплательщики определяют сумму налога на прибыль организаций (далее — налог), подлежащую уплате в соответствии с главой 25 НК РФ с учетом особенностей, установленных режимом СРП. Объектом налогообложения признается прибыль, полученная налогоплательщиком в связи с выполнением соглашения.

Прибылью налогоплательщика признается его доход от выполнения соглашения, уменьшенный на величину расходов, определяемых в соответствии с главой 26.4 НК РФ.

В случае если стороной соглашения является объединение организаций, не имеющее статуса юридического лица, доход, полученный каждой организацией, являющейся участником указанного объединения, определяется пропорционально доле соответствующего участника в общем доходе такого объединения за отчетный (налоговый) период (п. 3 ст. 346.38).

Доходом налогоплательщика от выполнения соглашения признаются стоимость прибыльной продукции, принадлежащей инвестору в соответствии с условиями соглашения, а также вне-реализационные доходы.

Стоимость прибыльной продукции определяется как произведение объема прибыльной продукции и цены произведенной продукции, устанавливаемой соглашением, за исключением цены продукции (цены нефти), определяемой в соответствии с главой 26.4 НК РФ.

Расходами налогоплательщика признаются обоснованные и документально подтвержденные расходы, произведенные (поне-

сенные) налогоплательщиком при выполнении соглашения (п. 5 ст. 346.38).

Состав расходов, размер и порядок их признания определяется в соответствии с главой 25 НК РФ с учетом особенностей, установленных главой 26.4 НК РФ.

Обоснованными расходами для целей главы 26-4 признаются расходы, произведенные (понесенные) налогоплательщиком в соответствии с программой работ и сметой расходов, утвержденными управляющим комитетом, в порядке, предусмотренном соглашением, а также внереализационные расходы, непосредственно связанные с выполнением соглашения (п. 5 ст. 346.38).

Размер налоговой ставки применительно к СРП устанавливается НК РФ в общем порядке, и для предприятий нефтегазодобычи он равен 24%.

Налоговая ставка, действующая на дату вступления соглашения в силу, применяется в течение всего срока действия этого соглашения.

Налогоплательщики исчисляют налоговую базу по итогам каждого отчетного (налогового) периода на основе данных налогового учета.

Порядок ведения налогового учета устанавливается налогоплательщиком в учетной политике для целей налогообложения, утверждаемой в установленном порядке (п. 16 ст. 346.38).

Порядок исчисления налога (авансовых платежей) и сроки уплаты определяются в соответствии с главой 25 НК РФ. В случае если налог исчисляется в иностранной валюте, налогоплательщик уплачивает налог в этой или другой иностранной валюте, котируемой Центральным банком Российской Федерации, либо уплачивает эквивалентную сумму в рублях, исчисленную исходя из официального курса этой валюты, установленного Центральным банком Российской Федерации на дату уплаты налога.

Особенности исчисления и уплаты налога налогоплательщиком, имеющим обособленные подразделения, определяются НК РФ в общем порядке. При этом уплата сумм налога (авансовых платежей), которые подлежат зачислению в доходную часть бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов, производится налогоплательщиком по местонахождению участка недр, предоставляемого в пользование по соглашению.

В соответствии с Федеральным законом от 06.08.2001 г. № 110-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации о налогах и сборах, а также о признании утратившими силу отдельных актов (положений актов) законодательства Российской Федерации о налогах и сборах», который дополнил часть вторую НК РФ главой 25, Закон РФ от 27.12.1991 г. № 2116-1 «О налоге на прибыль предприятий и организаций» сохраняет свое действие в части норм, регламентирующих налогообложение прибыли при выполнении СРП до вступления в силу главы НК РФ, определяющей специальный режим налогообложения при исполнении СРП. Таких норм три. Они регулируют следующие особенности исчисления и уплаты налога на прибыль при исполнении СРП.

В состав доходов от внереализационных операций включается помимо прочих доходов прибыль, полученная инвестором при исполнении СРП (п. 6 ст. 2 Закона РФ от 27.12.1991 г. № 2116-1).

Налог не взимается с доходов иностранных юридических лиц в виде дивидендов и доходов от долевого участия, выплачиваемых инвестором в соответствии с соглашением о разделе продукции за счет прибыли, полученной им при исполнении указанного соглашения, а также при перечислении данной прибыли за пределы территории Российской Федерации филиалом инвестора, созданным на территории Российской Федерации в качестве оператора указанного соглашения.

При этом в 1999 г. Закон РФ от 27.12.1991 г. № 2116-1 был дополнен статьей 10.1, определяющей особенности взимания налога на прибыль при выполнении СРП. Ее положение частично дублирует нормы соответствующей статьи Федерального закона «О СРП» («Налоги и платежи при исполнении СРП»).

В соответствии со ст. 10.1 Закона РФ от 27.12.1991 г. № 2116-1 юридические лица, являющиеся инвесторами соглашений о разделе продукции, заключенных в соответствии с Федеральным законом «О СРП», или участниками не имеющих статуса юридического лица объединений, выступающих в качестве инвесторов указанных соглашений, при исполнении СРП определяют облагаемую прибыль, исчисляют и уплачивают налог на прибыль по указанным соглашениям обособленно от исчисления и уплаты налога на прибыль по другим видам деятельности, не предусмо-

тренным указанными соглашениями. При этом в течение всего срока действия СРП налог на прибыль взимается по ставкам налога, действовавшим на дату подписания указанных соглашений.

Облагаемая прибыль по СРП исчисляется как стоимость принадлежащей инвесторам в соответствии с условиями указанных соглашений доли прибыльной продукции по рыночным ценам. При этом такая стоимость уменьшается на сумму платежей инвесторов за пользование заемными средствами, разовых платежей за пользование недрами и других не возмещаемых инвесторам по условиям СРП затрат, состав и порядок учета которых при определении облагаемой прибыли по СРП устанавливаются законодательством Российской Федерации. Облагаемая прибыль увеличивается на сумму начисленных по условиям СРП расчетных процентов, включенных в состав возмещаемых инвестору затрат. В случае если сумма таких затрат инвестора за вычетом расчетных процентов превышает стоимость принадлежащей инвестору доли прибыльной продукции, облагаемая прибыль уменьшается на сумму соответствующей разницы, возникающей в последующие периоды до полного ее возмещения.

При исчислении облагаемой прибыли не учитывается увеличение принадлежащей инвестору доли прибыльной продукции за счет соответствующего уменьшения доли прибыльной продукции государства (в части, подлежащей передаче субъекту Российской Федерации), осуществляемого в соответствии с Федеральным законом «О СРП», в случае если законодательством субъектов Российской Федерации и/или нормативными правовыми актами органов местного самоуправления не предусмотрено освобождение инвестора от взимания соответствующих налогов, сборов и других обязательных платежей (ст. 10.1 Закона РФ от 27.12.1991 г. № 2116-1).

Льготы по налогу на прибыль при взимании налога на прибыль в соответствии с СРП не применяются.

Налог на прибыль, взимаемый по ставке зачисления такого налога в бюджеты субъектов Российской Федерации, в соответствии с СРП вносится в бюджет субъекта Российской Федерации, на территории которого расположен предоставленный в пользование участок недр и/или ведутся работы по СРП, независимо от места регистрации плательщика. В случае если работы по СРП ведутся на территориях нескольких субъектов Российской

Федерации, такой налог на прибыль вносится в бюджеты каждого из указанных субъектов Российской Федерации.

По согласованию сторон СРП налог на прибыль уплачивается в натуральной или стоимостной форме.

В случае если по условию СРП учет и отчетность при выполнении работ по указанному соглашению ведутся в иностранной валюте, сумма налога исчисляется в такой валюте и уплачивается в иностранной валюте или в рублях с перерасчетом суммы налога по курсу Банка России на день составления отчетности.

15.3.3. Налог на добавленную стоимость

Особенности уплаты НДС при выполнении СРП. Федеральным законом «О СРП» установлена так называемая дедушкина оговорка, означающая, что положения договоров, заключенных до принятия, в частности, ФЗ «О СРП», сохраняют свою силу. В связи с этим в соглашениях по проектам «Сахалин-1», «Сахалин-1» и «Харьяга», заключенных, как известно, до принятия ФЗ «О СРП», действуют свои режимы уплаты НДС. Во всех остальных СРП, которые будут заключаться в соответствии с Федеральным законом «О СРП», должен действовать режим, установленный статьей 178 НК РФ.

В качестве недропользователя в соглашении «Сахалин-1» выступал консорциум из российских, американской и японской компаний. При этом предусматривалось, что каждая сторона консорциума имеет право на возврат уплаченного НДС в течение 5 рабочих дней после подачи ежемесячных налоговых деклараций в размере разницы между выплаченной и полученной суммой НДС, включая любые избыточные суммы, возникающие в течение тех месяцев, когда продажи не осуществлялись.

В соглашении достаточно детально был прописан механизм возврата НДС, который предусматривал следующие процедуры. Выплаченные и полученные суммы НДС подлежат переводу из российских рублей в доллары США в соответствии с порядком, предусмотренным этим соглашением. В ежемесячных декларациях по НДС все суммы выплаченного НДС (включая НДС, выплаченный в связи с основными фондами, нематериальными активами и строительно-монтажными работами) должны отражаться за тот месяц, в который такие суммы были фактически выплачены. В случае если полная сумма возврата по НДС не

выплачена в течение указанного выше периода в 5 рабочих дней, невозвращенная часть суммы НДС, переведенная в доллары США, отражается в финансовой отчетности консорциума как сумма, подлежащая выплате государством, и на такую сумму начисляется процент по годовой ставке ЛИБОР плюс 4% начиная со дня, непосредственно следующего за последним днем вышеуказанного периода возврата, до полной выплаты причитающейся суммы.

Государство может погасить свой долг консорциуму по НДС в любой момент путем выплаты ему суммы существующего долга, включая процент, накопившийся к дате такой выплаты. Через 30 дней после истечения периода возврата НДС консорциум имеет право покрыть задолженность путем уменьшения доли государства в добытой продукции, подлежащей разделу. Если этой доли недостаточно для погашения полной задолженности, консорциум имеет право уменьшить размер роялти, причитающегося государству, на объем, достаточный для покрытия оставшейся суммы. Кроме того, в соглашении предусматривалось, что консорциум, все стороны консорциума и подрядчики, работающие на консорциум, освобождаются от уплаты НДС на весь импорт товаров (работ, услуг). В заключение оговаривалось, что в случае, если будущее законодательство освободит иностранных держателей доли участия в соглашении от уплаты НДС, такое освобождение будет распространяться на иностранные стороны консорциума.

В соглашении «Сахалин-2» процедура освобождения от уплаты НДС была прописана в более общем виде. Указывалось, в частности, что любые суммы НДС, уплаченные компанией, родственными организациями, их иностранными подрядчиками или субподрядчиками сверх выставленных ими к уплате сумм налога на добавленную стоимость, подлежат возврату этому плательщику в течение 5 дней с даты подачи им своей месячной декларации, отражающей такие платежи.

Аналогичным образом была решена проблема возврата НДС в СРП по Харьгинскому месторождению. Указанные соглашения и содержащиеся в них процедуры уплаты НДС являются исключением и интересны как пример реализации жестких требований инвестора, который уделял главное внимание скорости возврата НДС и его гарантиям.

Для всех СРП, заключаемых после принятия Федерального закона «О СРП», действуют нормы главы 21 НК РФ с учетом особенностей, предусмотренных главой 26.4 НК РФ.

При выполнении соглашений применяется налоговая ставка, действующая в соответствующем налоговом периоде в соответствии с главой 21 НК РФ.

В случае если по итогам налогового периода сумма налоговых вычетов при выполнении работ по соглашению превышает общую сумму налога, исчисленную по товарам (работам, услугам), реализованным (переданным, выполненным, оказанным) в отчетном (налоговом) периоде (в том числе при отсутствии указанной реализации), полученная разница подлежит возмещению (зачету, возврату) налогоплательщику.

В случае несоблюдения сроков возмещения (возврата) суммы, подлежащие возврату налогоплательщику, увеличиваются исходя из одной трехсотшестидесятой ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации за каждый день просрочки (при ведении учета в валюте Российской Федерации) или одной трехсотшестидесятой ставки ЛИБОР, действующей в соответствующем периоде, за каждый день просрочки (при ведении учета в иностранной валюте (п. 4 ст. 346 НК РФ)).

Не подлежат налогообложению (освобождаются от налогообложения):

- передача на безвозмездной основе имущества, необходимого для выполнения работ по соглашению, между инвестором по соглашению и оператором соглашения в соответствии с программой работ и сметой расходов, которые утверждены в установленном соглашением порядке;
- передача организацией, являющейся участником не имеющего статуса юридического лица объединения организаций, выступающего в качестве инвестора в соглашении, другим участникам такого объединения соответствующей доли произведенной продукции, полученной инвестором по условиям соглашения;
- передача налогоплательщиком в собственность государства вновь созданного или приобретенного налогоплательщиком имущества, использованного для выполнения работ по соглашению и подлежащего передаче государству в соответствии с условиями соглашения.

НК РФ установлены некоторые особенности уплаты НДС в случае, если работы ведутся на основе договора простого товарищества, т.е. консорциумом.

Участники консорциума уплачивают НДС каждый самостоятельно в общем порядке, с учетом особенностей основной производимой продукции — нефти и стабильного газового конденсата или природного газа.

Вместе с тем налоговое законодательство предусматривает определенную особенность при определении объекта налогообложения.

Объектом налогообложения в соответствии с п. 2 ст. 146 НК РФ, в частности, не признается «передача имущества, если такая передача носит инвестиционный характер (в частности, вклады в уставный (складочный) капитал хозяйственных обществ и товариществ, вклады по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности), паевые взносы в паевые фонды кооперативов)». При этом в целях применения этого пункта следует учитывать, что также не признаются реализацией товаров (работ, услуг) в соответствии со ст. 39 НК РФ следующие операции:

1. Передача имущества, если такая передача носит инвестиционный характер (в частности, вклады в уставный (складочный) капитал хозяйственных обществ и товариществ, вклады по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности), паевые взносы в паевые фонды кооперативов).

В целях применения данного положения следует иметь в виду следующее.

Безвозмездная передача инвестором основных средств в рамках выполнения инвестиционного условия конкурса налогом не облагается, а суммы налога, уплаченные при их покупке, не принимаются к вычету.

Вклады имуществом в уставный (складочный) капитал хозяйственных обществ и товариществ, а также вклады по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) не облагаются налогом.

При этом, если по вносимому в установленном порядке имуществу был произведен вычет налога, на эти суммы налога в налоговом периоде, в котором осуществлена передача, должен быть уменьшен вычет в части стоимости имущества, не включенной через амортизационные отчисления в себестоимость товаров (ра-

бот, услуг) или внереализационные расходы, учитываемые при определении налога на прибыль.

Согласно ст. 1041 ГК РФ, по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) два или несколько лиц (членов товарищества) обязуются соединить свои вклады и совместно действовать без образования юридического лица для извлечения прибыли или достижения иной не противоречащей закону цели.

Статьей 1043 ГК РФ установлено, что внесенное членами товарищества имущество, которым они обладали на праве собственности, признается их общей долевой собственностью.

Имущество, созданное или приобретенное в ходе совместной деятельности, и полученные результаты учитываются на отдельном (обособленном) балансе у того ее участника, которому в соответствии с договором поручено ведение общих дел участников договора. Товары (работы, услуги), реализуемые в рамках совместной деятельности, подлежат обложению налогом в общеустановленном порядке. Данные отдельного (обособленного) баланса в баланс организации (предприятия), ведущей общие дела, не включаются. В бухгалтерской отчетности участников договора о совместной деятельности отражаются прибыль, убытки и иные результаты совместной деятельности, причитающиеся, согласно договору, каждому из участников.

При продаже имущества, внесенного в совместную деятельность, налоговая база определяется исходя из стоимости его реализации.

Аналогичным образом производится исчисление налога по имуществу, переданному в доверительное управление (п. 3.33 Методических рекомендаций по применению главы 21 «Налог на добавленную стоимость» Налогового кодекса Российской Федерации, утвержденных приказом МНС России от 20.12.2000 г. № БГ-3-03/447).

2. Передача имущества в пределах первоначального взноса участнику договора простого товарищества (договора о совместной деятельности) или его правопреемнику в случае выдела его доли из имущества, находящегося в общей собственности участников договора, или раздела такого имущества.

В целях применения данного положения не облагается налогом стоимость возвращаемого имущества участника общества,

ранее внесенного им в качестве взноса в уставный капитал. При передаче этому участнику общества иного имущества, ему не принадлежащего, стоимостная разница облагается налогом в общеустановленном порядке.

Аналогичный порядок налогообложения применяется при передаче имущества в пределах первоначального взноса участнику хозяйственного общества или товарищества (его правопреемнику или наследнику) при выходе (выбытии) из хозяйственного общества или товарищества, а также при распределении имущества ликвидируемого хозяйственного общества или товарищества между его участниками.

Следует отметить, что порядок уплаты и возврата НДС, установленный НК РФ, повторил основные принципиальные положения режима уплаты НДС, содержащиеся в ранее заключенных соглашениях, хотя имеет несколько другие акценты. В заключенных соглашениях главное внимание уделялось гарантиям и быстрой возмещения уплаченного НДС. В НК РФ и особенно в принятых нормативных правовых актах МНС России и Минфина России акценты иные. Законодательство освободило от уплаты НДС только товары, работы и услуги, предназначенные в соответствии с проектной документацией для выполнения работ только по СРП. На практике нефтегазодобывающие компании, как правило, помимо СРП ведут работы на других месторождениях в действующем налоговом режиме и осуществляют поставки материально-технических средств, работ и услуг одновременно и для них, и для месторождений, осваиваемых в режиме СРП. Учитывая это, налоговые органы уделяют основное внимание тому, чтобы от НДС освобождались только обороты, работы и услуги для того или иного СРП. Для этого требуется и ведение раздельного учета затрат и работ, и предоставление достаточно большого пакета подтверждающих документов.

15.3.4. Налог на добычу полезных ископаемых

Налогоплательщики определяют сумму налога на добычу полезных ископаемых, подлежащую уплате, в соответствии с главой 26 НК РФ с учетом особенностей, установленных главой 26.4 НК РФ.

Налоговая база при добыче нефти и газового конденсата из нефтегазоконденсатных месторождений определяется как коли-

чество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении в соответствии со ст. 339 НК РФ.

Налоговая база определяется отдельно по каждому соглашению.

Налоговая ставка при добыче нефти и газового конденсата из нефтегазоконденсатных месторождений составляет 347 руб./т. При этом указанная налоговая ставка применяется с коэффициентом $K_{ц}$, характеризующим динамику мировых цен на нефть.

Данный коэффициент ежемесячно определяется налогоплательщиком самостоятельно по формуле

$$K_{ц} = (Ц - 8) \times \frac{P}{252},$$

где Ц — средний за налоговый период уровень цен сырой нефти марки «Юралс» в долларах США за один баррель;

P — среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации.

Среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации, определяется налогоплательщиком самостоятельно как среднеарифметическое значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации, за все дни в соответствующем налоговом периоде.

Средний за налоговый период уровень цен сырой нефти марки «Юралс» определяется как сумма средних арифметических цен покупки и продажи на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за все дни торгов, деленная на количество дней торгов в соответствующем налоговом периоде (п. 5 ст. 346.37 НК РФ).

Средние за истекший месяц уровни цен сырой нефти марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) ежемесячно в срок не позднее 15-го числа следующего месяца доводятся через официальные источники информации в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

При отсутствии указанной информации в официальных источниках информации средний за истекший налоговый период

уровень цен сырой нефти марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) определяется налогоплательщиком самостоятельно.

Рассчитанный в порядке, определенном настоящей статьей, коэффициент $K_{ц}$ округляется до четвертого знака в соответствии с действующим порядком округления.

Сумма налога на добычу полезных ископаемых при добыче нефти и газового конденсата из газоконденсатных месторождений исчисляется как произведение соответствующей налоговой ставки, исчисленной с учетом коэффициента $K_{ц}$, и величины налоговой базы, определяемой в соответствии со ст. 346.37 НК РФ.

Установленная НК РФ налоговая ставка при добыче газа — 16,5% при выполнении СРП применяется с коэффициентом 0,5.

Налоговая ставка, установленная при добыче нефти и газового конденсата из нефтегазоконденсатных месторождений, — 16,5% применяется с коэффициентом 0,5 до достижения предельного уровня коммерческой добычи нефти и газового конденсата, который может быть установлен соглашением.

В случае если соглашением установлен предельный уровень коммерческой добычи нефти и газового конденсата, при достижении такого предельного уровня налоговая ставка применяется с коэффициентом 1, который не изменяется в течение всего срока действия соглашения (п. 7 ст. 346.37 НК РФ).

НК РФ не определяет понятие «предельный уровень» коммерческой добычи. Здесь возможны самые различные предложения. Но в любом случае увеличение налоговой ставки на заключительных этапах разработки месторождения приведет к сокращению периода разработки и коэффициента извлечения нефти, потере значительных объемов нефти в пласте, а в конечном итоге — к потерям внутреннего валового продукта, обострению социальных проблем (занятости) и др.

15.3.5. Платежи при пользовании недрами

При выполнении СРП инвестор помимо налогов и сборов, предусмотренных НК РФ в соответствии со ст. 13 Федерального закона «О СРП», уплачивает:

- разовые платежи за пользование недрами при наступлении событий, определенных в СРП и лицензии (бонусы);
- плату за геологическую информацию о недрах;

- ежегодные платежи за договорную акваторию и участки морского дна, уплачиваемые в порядке, установленном СРП в соответствии с законодательством Российской Федерации на дату подписания СРП;
- сбор за участие в конкурсе (аукционе);
- сбор за выдачу лицензий;
- регулярные платежи за пользование недрами (ренталс);
- компенсацию расходов государства на поиски и разведку полезных ископаемых;
- компенсацию ущерба, причиненного в результате выполнения работ по СРП коренным малочисленным народам Российской Федерации в местах их традиционного проживания и хозяйственной деятельности.

Порядок определения перечисленных платежей устанавливается Правительством Российской Федерации, а конкретные суммы платежей и сроки их уплаты определяются условиями СРП.

В соответствии со ст. 39 Закона «О недрах» при пользовании недрами уплачиваются следующие платежи:

- разовые платежи за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии;
- регулярные платежи за пользование недрами;
- плата за геологическую информацию о недрах;
- сбор за участие в конкурсе (аукционе);
- сбор за выдачу лицензий.

Кроме того, пользователи недр уплачивают другие налоги и сборы, установленные в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах. При этом названный Закон установил, что пользователи недр, выступающие стороной соглашений о разделе продукции, являются плательщиками платежей при пользовании недрами в соответствии с законодательством.

Далее указанный Закон повторил основные положения Федерального закона «О СРП» о том, что при заключении соглашений о разделе продукции предусматривается раздел добытого минерального сырья между Российской Федерацией и пользователем недр в соответствии с Федеральным законом «О СРП». Пользователь недр, являющийся стороной СРП, освобождается от взимания отдельных налогов и иных обязательных платежей в части и в порядке, которые установлены указанным Законом и законодательством Российской Федерации. Взимание указанных нало-

гов и платежей заменяется разделом продукции в соответствии с условиями СРП, заключенного в соответствии с ФЗ «О СРП». Распределение продукции, полученной государством в результате раздела произведенной продукции в соответствии с условиями СРП, или ее стоимостного эквивалента между Российской Федерацией и субъектом Федерации, на территории которого расположен предоставляемый в пользование участок недр, осуществляется на основе договоров, заключаемых соответствующими органами исполнительной власти Российской Федерации и органами исполнительной власти субъекта Федерации.

Порядок, размеры платежей за пользование недрами и условия взимания таких платежей при выполнении СРП устанавливаются указанными соглашениями в соответствии с законодательством Российской Федерации.

При выполнении СРП, заключенных после вступления в силу Федерального закона «О СРП», применяются условия исчисления и уплаты платежей, установленные в СРП, с учетом норм законодательства Российской Федерации о налогах и сборах, действующих на дату подписания соглашения.

Установлено, что размеры разовых платежей за пользование недрами, а также порядок их уплаты при выполнении СРП являются предметом соглашения о разделе продукции (ст. 40 Закона «О недрах»).

Размер платы за пользование геологической информацией о недрах, полученной в результате государственного геологического изучения недр от федерального органа управления государственным фондом недр, и порядок ее взимания при выполнении СРП устанавливаются в соглашении о разделе продукции.

Размеры регулярных платежей за пользование недрами, условия и порядок их взимания при выполнении соглашений о разделе продукции устанавливаются соглашениями о разделе продукции в пределах, установленных статьей 43 Закона «О недрах».

При выполнении СРП, заключенных после вступления в силу Федерального закона «О СРП» и до вступления в силу ст. 43 Закона «О недрах», уплата регулярных платежей за пользование недрами, условия и порядок их взимания устанавливаются указанными соглашениями в соответствии с законодательством Российской Федерации, действовавшим на дату подписания каждого такого соглашения.

15.3.6. Регулирование заключения и исполнения СРП в акваториальных зонах

Законом «О недрах» к компетенции органов государственной власти Российской Федерации в сфере регулирования отношений налогообложения отнесено «распоряжение недрами континентального шельфа». Основанием такой нормы является установленное в ст. 67 Конституции РФ территориальное деление Российской Федерации, в соответствии с которым территория субъектов Федерации ограничена только сушей. В соответствии с этим основанием для получения права пользования недрами «для целей разведки и добычи полезных ископаемых на участках недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации» является решение Правительства РФ (ст. 10.1 Закона «О недрах»).

Учитывая, что освоение морских месторождений идет с суши, где располагаются все базы административного и технического обслуживания, куда выходит морской трубопровод и т.п., Федеральный закон «О СРП» вовлек в процесс пользования морскими участками недр органы государственной власти субъектов Российской Федерации. Статья 6 данного Закона установила, что «в случае, если предоставляемый в пользование участок недр расположен на континентальном шельфе Российской Федерации и/или в пределах исключительной экономической зоны Российской Федерации, подписание соглашения со стороны государства осуществляется Правительством Российской Федерации по согласованию с органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации, на территории которого будут проводиться предусмотренные соглашением работы, в части, касающейся вопросов, которые относятся к ведению этого субъекта».

Статья 2 Федерального закона от 10.02.1999 г. № 32-ФЗ «О внесении в законодательные акты Российской Федерации изменений и дополнений, вытекающих из Федерального закона “О соглашении о разделе продукции”» несколько уточнила эту формулу и установила, что «распределение произведенной продукции, полученной государством в результате раздела продукции в соответствии с условиями соглашения, или ее стоимостного эквивалента между Российской Федерацией и субъектом Российской Федерации, территория которого используется для проведения работ по указанному соглашению, при пользовании

участками континентального шельфа осуществляется на основе договоров, заключаемых соответствующими органами исполнительной власти Российской Федерации и органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации применительно, как правило, к каждому отдельному соглашению».

Таким образом, в соответствии с бюджетным законодательством в случае освоения участков недр в акваториальных зонах в соответствии с Законом «О недрах» все платежи поступают в федеральный бюджет, а в соответствии с Федеральным законом «О СРП» часть платежей по договору, очевидно, поступит в бюджет субъекта Российской Федерации.

Никакой логики в этом нет. Вопрос о том, должен ли субъект Российской Федерации участвовать в распределении прибыли от освоения акваториальных участков недр, расположенных в прилегающих к его территории зонах, следует увязывать с конкретным участием в освоении месторождений. Исходя из этого, на определенную долю участия могут претендовать также субъекты Федерации, территории которых не примыкают к зоне расположения акваториального участка недр, но на территориях которых располагаются обслуживающие объекты. Это, в частности, характерно для зоны Баренцева моря, которое омывает территории двух субъектов Федерации — Мурманскую область и Республику Коми.

Правомерность такого подхода с точки зрения конституционного права очевидна, поскольку Законом предусмотрена делимитация акваториальных зон, в том числе территориального моря, между субъектами Федерации.

15.4. Схема и параметры раздела продукции

15.4.1. Двухступенчатая схема раздела продукции

Первоначально Федеральный закон «О СРП» ввел в 1995 г. наиболее распространенную в мире так называемую двухступенчатую схему раздела продукции. Первая ступень — деление добытой продукции на компенсационную и прибыльную, вторая ступень — деление прибыльной продукции между государством и инвестором.

В опубликованных работах [99, 136] схема раздела продукции представлялась несколько упрощенно. Упускалось из виду, что в

составе компенсационной продукции инвестора имеются составляющие коммерческого и фискального характера, являющиеся, по существу, доходом государства. К ним относятся подробно рассмотренные в предыдущем разделе регулярные платежи за пользование недрами, единый социальный налог и прочие возмещаемые платежи. Из состава чистой прибыли законодательством предусмотрены выплаты разовых платежей различного характера. Учет этих особенностей позволяет более полно представить картину раздела произведенной продукции и формирования потоков доходов государства и инвестора (см. рис. 7).

Предметом соглашения, по существу, является объем произведенной продукции, поскольку при определении всех количественных параметров коммерческих условий соглашения стороны ориентируются на некоторую величину общего дохода, подлежащего разделу. Объем произведенной продукции является производной трех основных составляющих, каждая из которых объективно достаточно неопределенна: объем (уровень и динамика) добычи, цена реализации, затраты. Объективный характер неопределенности этих параметров в равной мере относится и к государству, и к инвестору. Каждая сторона в полной мере несет риск собственного прогноза значений отдельных параметров и результата в целом.

Ориентируясь на свою оценку, каждая из сторон соглашения приступает к разделу продукции. С введением единой ставки налога на добычу полезных ископаемых предметом «торговли» при заключении соглашения являются:

- ставки регулярных платежей за пользование недрами, условия и порядок их взимания;
- размер платы за геологическую информацию и порядок ее взимания;
- предельный уровень компенсационной продукции (кост-стоп), передаваемой инвестору для возмещения его затрат. Он может устанавливаться применительно к ожидаемым условиям освоения российских месторождений обычно от 50 иногда до 100% объема продукции, подлежащей разделу, т.е. произведенной продукции, уменьшенной на сумму налога на добычу полезных ископаемых;
- критерии и шкала раздела прибыльной продукции. Доля каждой из сторон меняется, как правило, во времени при-

Схема и параметры раздела продукции, определяемые соглашением

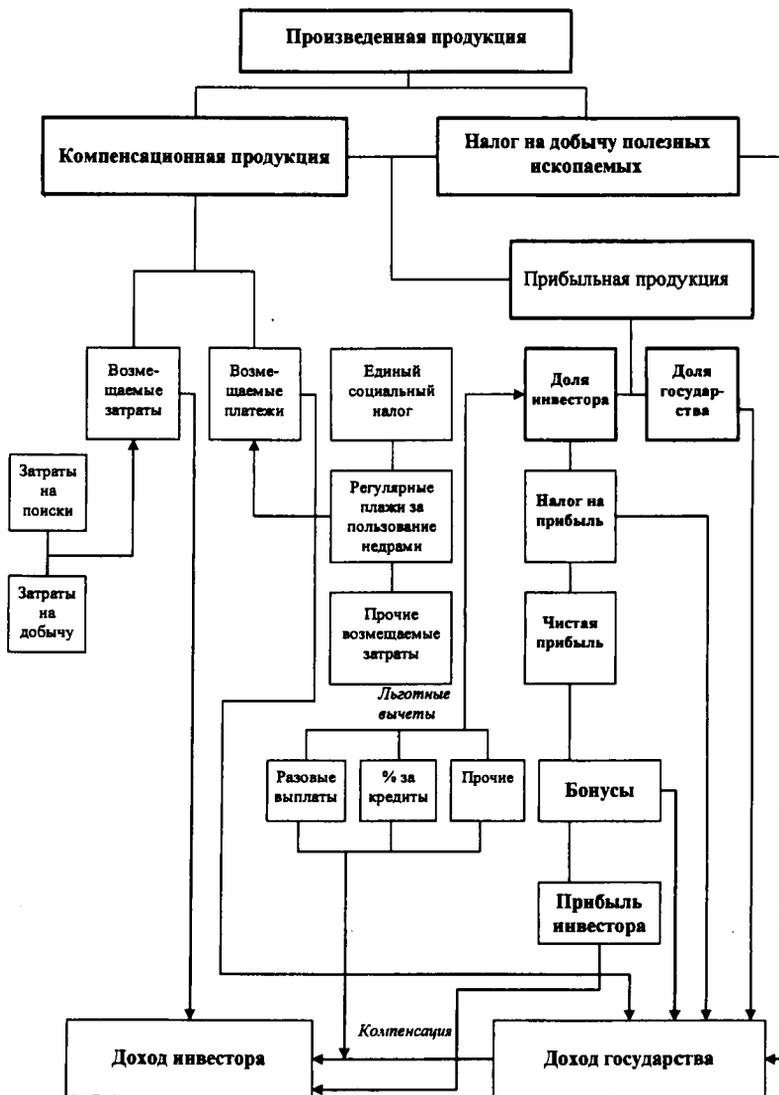


Рис. 7

- мерно от 10 до 90%. Среднее распределение за период действия соглашения колеблется вокруг величины 50%;
- величина «ранее понесенных затрат», подлежащих возмещению. В каждом соглашении их происхождение и величина, подлежащая возмещению, определяется исходя из конкретных условий;
 - размеры разовых платежей (бонусов) и порядок их уплаты. Их размер колеблется в очень широких пределах. К этой категории следует относить отчисления в социальные фонды. Объективно размер таких платежей определяется общей эффективностью проекта;
 - размеры отчислений на формирование ликвидационного фонда, порядок их исчисления, уплаты и расходования.

15.4.2. Прямой раздел продукции

В 2001 г. была введена новая укрупненная схема раздела продукции, получившая название «прямой раздел продукции» (Федеральный закон от 18.06.2001 г. № 25-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О соглашениях о разделе продукции»). Как отмечено в Федеральном законе «О СРП», она может использоваться «в отдельных случаях». Конкретно в каких — данный закон не установил. В соответствии со схемой прямого раздела продукции СРП должно предусматривать условия и порядок:

- определения общего объема произведенной продукции;
- раздела между государством и инвестором произведенной продукции и определения принадлежащих государству и инвестору долей произведенной продукции;
- передачи государству принадлежащей ему в соответствии с условиями СРП части произведенной продукции или ее стоимостного эквивалента;
- получения инвестором части произведенной продукции, принадлежащей ему в соответствии с условиями соглашения (ст. 8 Федерального закона «О СРП»).

При этом инвестор уплачивает следующие налоги и сборы:

- единый социальный налог;
- государственную пошлину;
- таможенные сборы;
- налог на добавленную стоимость;

— плату за негативное воздействие на окружающую среду.

Схема прямого раздела значительно проще, чем двухступенчатая.

Отпадает необходимость тщательного контроля за отнесением затрат инвестора к категории компенсационной продукции. По существу, отпадает проблема регулирования возмещения затрат. Упрощается «торговля» между государством и инвестором по поводу раздела продукции. Предметом переговоров становится только один параметр — доля инвестора в произведенной продукции. Законодательством установлено, что эта доля не должна превышать 68%. В мировой практике известны подобные подходы (раздел 18.4 наст. изд.).

Обычно в качестве предельных параметров используются округленные цифры, например: 20:80, 40:60 и т.п. Известен единственный пример, когда использовались неокругленные цифры. В Ливии для месторождений суши установлено соотношение 85:15, для моря — 81:19. Но в Ливии было всего два-три морских месторождения в сходных природных условиях. Российский законодатель ввел схему 68:32.

Совершенно очевидно, что это чисто «экспортное» соотношение. Это еще один пример, когда все разнообразие природных условий в угоду принципу *удобства* усредняется; использование неокругленных цифр, видимо, должно придать им видимость обоснованных.

Схема «прямого» раздела ориентирована только на российского инвестора, поскольку не решает проблемы ухода от двойного налогообложения для иностранного участника. (Налог на прибыль в явном виде не устанавливается, а заменяется разделом всей продукции.)

До настоящего времени схема «прямого» раздела в России не использовалась, хотя предпроектные попытки были.

15.5. Возмещение затрат

15.5.1. Основные принципы возмещения затрат

Система раздела продукции предусматривает передачу в ответственность инвестора определенной части произведенной продукции для возмещения его затрат на выполнение работ по согла-

шению. Эта часть продукции получила в законодательстве наименование «компенсационной». В отечественной и переводной научной литературе она определяется также терминами «затратная», «стоимостная», «кост-ойл» (cost-oil).

Компенсационная продукция является источником покрытия или возмещения затрат инвестора на реализацию проекта. Это специфика режима СРП. Источники финансирования инвестор использует традиционные: кредиты, собственные средства, в том числе собственные оборотные средства. При этом возникает проблема установления порядка оплаты выполненных работ. В практике капитального строительства встречаются различные решения.

Обычно оплата ведется либо за данные в эксплуатацию объекты, либо, при длительных проектных сроках строительства, поэтапно, за так называемые законченные этапы. Широко практикуется авансирование, а в последнее время иногда даже полная предоплата. Известны случаи, когда оплата работ капитального характера осуществляется путем оплаты текущих счетов. Выбор того или иного порядка оплаты работ будет применительно к системе раздела продукции определять в ряде случаев состав возмещаемых затрат. При этом следует иметь в виду, что источником покрытия затрат является «всенародное достояние» — добытое минеральное сырье, до раздела являющееся государственной собственностью.

Стремясь максимально снизить финансовый риск государства и базируясь на целом ряде фактических примеров недобросовестного поведения инвесторов, разработчики инструктивных материалов по вопросам финансирования работ по СРП, классификации возмещаемых затрат и смежным проблемам, как правило, стоят на той точке зрения, что государство должно оплачивать не только законченные строительством, но и введенные в эксплуатацию объекты. В качестве возражения выдвигается тезис, что в данном варианте при всех прочих условиях несколько увеличиваются затраты на обслуживание финансирования, груз покрытия которых в конечном итоге ложится на плечи государства. При окончательном выборе, очевидно, необходимо взвесить степень увеличения финансового риска и «удорожания» финансирования при выборе того или иного порядка оплаты работ по СРП.

Основная проблема, которую приходится решать в процессе исполнения соглашения и инвестору, и государству, состоит в

установлении и четком определении состава затрат инвестора, подлежащих возмещению.

Анализ опыта заключения и исполнения соглашений в России позволяет выделить две противоположные тенденции, являющиеся по своей природе вполне объективными и объяснимыми. Инвестор стремится максимально использовать механизм раздела продукции и возместить за счет компенсационной продукции по возможности *все* свои затраты, связанные с исполнением соглашения. При этом он достаточно широко практикует понятие «связанные с исполнением соглашения». Государство, в принципе, стоит за объективную оценку связи затрат с нуждами проекта, в связи с чем становится очевидной крайняя необходимость централизованной регламентации состава затрат, как подлежащих, так и не подлежащих возмещению, а также самого порядка возмещения.

Проблема была урегулирована в 1999 г. постановлением Правительства РФ «Об утверждении Положения о составе и порядке возмещения затрат при реализации соглашений о разделе продукции».

С 1 января 2002 г. вступила в силу глава 25 НК РФ, которая регламентирует состав затрат, учитываемых при расчете прибыли. По ряду позиций он более детален и удобен.

Федеральный закон от 06.08.2001 г. № 110-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации о налогах и сборах, а также о признании утратившими силу отдельных актов (положений актов) законодательства Российской Федерации о налогах и сборах», который дополнил НК РФ главой 25 «Налог на прибыль организаций», установил, что постановление Правительства РФ от 03.07.1999 г. № 740 «О порядке возмещения затрат при реализации соглашений о разделе продукции» применяется до вступления в силу главы НК РФ, определяющей специальный режим налогообложения при исполнении СРП.

Глава 26.4 НК РФ ввела ряд уточнений и дополнений в порядок учета затрат применительно к особенностям выполнения СРП. Она регламентирует:

- состав возмещаемых затрат;
- состав невозмещаемых затрат;

- порядок возмещения затрат инвестора и/или оператора соглашения.

Возмещаемые затраты — обоснованные затраты инвестора или оператора соглашения, понесенные при выполнении программы работ. Возмещаемые затраты утверждаются управляющим комитетом в соответствии с программой работ и сметой затрат в порядке, предусмотренном соглашением (ст. 346.38 НК РФ).

Возмещение затрат осуществляется за счет полученной инвестором компенсационной продукции.

15.5.2. Лимит компенсационной продукции

Федеральный закон «О СРП» предусматривает установление предельного значения (лимита) объема компенсационной продукции, которая по условиям соглашения передается инвестору для покрытия его затрат, так называемый кост-стоп (cost-stop).

В мировой практике известны случаи отказа от лимитирования компенсационной продукции (СРП индонезийского типа второго поколения) и замены его нормированием периода амортизации капитальных вложений [97].

Лимитирование объема компенсационной продукции в определенном смысле играет роль регулятора периода окупаемости капитальных вложений: чем выше ее доля, тем быстрее инвестор имеет возможность окупить свои затраты.

Конкретная величина предельного значения компенсационной продукции является предметом переговоров. В мировой практике наиболее характерны значения 30—50%. В российской практике в силу относительно низкой продуктивности и сложных условий освоения месторождений, а следовательно, и эффективности инвестиций использовались значения порядка 80—95 и даже 100%.

В отечественной практике известны случаи разработки проектов СРП, когда предельное значение компенсационной продукции устанавливалось дифференцированно, в зависимости от динамики изменения того или иного критериального параметра. Такими параметрами могут быть различные показатели: текущая или накопленная рентабельность, рассчитанная тем или иным способом, накопленный объем добычи минерального сырья и т.п. В табл. 20 приведен пример шкалы предельного уровня компен-

сационной продукции в зависимости от динамики значений показателя накопленной внутренней нормы прибыли.

Таблица 20

Шкала предельного уровня компенсационной продукции, %

Внутренняя норма прибыли	Предельный уровень компенсационной продукции
менее 10	95
10,01–15,00	90
свыше 15,00	80

Такой порядок не противоречит нормам Федерального закона «О СРП» и НК РФ и должен регламентироваться либо специальной инструкцией Минфина России, либо условиями соглашения.

В 2003 г. НК РФ ввел фиксированные предельные ставки для определения компенсационной продукции. Конкретные соглашения могут устанавливать индивидуальные ставки исходя из условий освоения месторождений, но в любом случае они не должны превышать установленный лимит.

НК РФ установил ставку предельного уровня компенсационной продукции — 75% общего количества произведенной при выполнении СРП продукции. Одновременно Кодекс указал, что при добыче на континентальном шельфе Российской Федерации предельный уровень компенсационной продукции составляет 90% общего количества произведенной продукции (ст. 346.34 НК РФ).

Эта норма требует серьезного комментария.

Введение в законодательном виде фиксированных ставок финансовых показателей, являющихся предметом переговоров, представляется малопродуктивным механизмом и, очевидно, диктуется недоверием законодателей к органам исполнительной власти. Особенно это проявляется в отношении объектов недропользования, и в частности нефтегазодобычи, где основным фактором эффективности разработки месторождения являются природные факторы (средний дебит скважин, плотность запасов на единицу площади залегания и т.п.). В зарубежной практике величина «кост-стоп» фиксируется в каждом отдельном соглашении по результатам переговоров. Фиксация ее в законодательном виде неизвестна.

Второе замечание касается дифференциации ставки предельного уровня компенсационной продукции. Одна ставка — 75% — установлена, очевидно, для месторождений, расположенных на суше, хотя закон четко об этом не говорит. Вторая, более высокая, 90%, установлена при добыче на континентальном шельфе.

Величина ставки предельного уровня компенсационной продукции прямо влияет на экономическую эффективность СРП как инвестиционного проекта. Чем большая доля добытой продукции передается инвестору, тем быстрее он окупит первоначальные капитальные вложения в поиск и обустройство месторождения.

Законодатель установил более высокую ставку для месторождений, расположенных на континентальном шельфе, очевидно, исходя из достаточно распространенного заблуждения, что добыча «на море» *всегда* дороже, чем «на суше». Еще в 1987 г. автор в своей докторской диссертации показал, что «море» далеко не всегда является «утяжеляющим» фактором [141].

Следует отметить, что повышенная ставка предельного уровня компенсационной продукции установлена только для зоны континентального шельфа. Как было показано в разделе 4.7 наст. изд., континентальный шельф — это часть акватории «за пределами территориального моря». Таким образом, при освоении нефтегазовых месторождений в зоне территориального моря, очевидно, должна действовать ставка предельного уровня компенсационной продукции, равная 75%.

Вместе с тем, как уже отмечалось, «глубина моря» не всегда является «утяжеляющим» фактором. Для наиболее освоенной и распространенной зоны работ глубиной 30–200 м фактором, определяющим стоимость платформ, является число скважин на платформе, а главное — несущая способность грунта (моря), на котором устанавливается платформа. Наиболее сложной для освоения является зона мелководья, где из-за небольшой осадки судов затруднена перевозка грузов.

И наконец, о самой величине ставки. Зафиксированные Законом предельные уровни, очевидно, были предложены некими экспертами. Никаких сколько-нибудь серьезных экономических обоснований, безусловно, не проводилось. А если бы это было сделано, то стало бы очевидно, что ставку в 90% можно реализовать чисто арифметически только в случаях, когда понижена ставка налога на добычу полезных ископаемых.

Полная ставка этого налога для углеводородного сырья составляет 16,5%. Она установлена по отношению к общему объему добытой продукции. К этой же базе установлена и ставка 90%.

Таким образом, реально предельный уровень компенсационной продукции составит 83,5%.

Следует отметить, что применительно к СРП чаще всего в соответствии с законодательством будет действовать ставка налога на добычу полезных ископаемых с коэффициентом 0,5, т.е. 8,25%. В этом случае доля прибыльной продукции, подлежащая распределению между государством и инвестором, составит всего 1,75% $[100 - (90 + 8,25)]$ общего объема добытой продукции. Комментировать значение такого объема для эффективности деятельности участников СРП, очевидно, нет необходимости.

15.5.3. Состав возмещаемых затрат

Применительно к СРП возмещаемые затраты подразделяются на:

- 1) расходы, возмещаемые за счет компенсационной продукции (возмещаемые расходы);
- 2) расходы, уменьшающие налоговую базу по налогу.

Возмещаемыми расходами признаются расходы, произведенные (понесенные) налогоплательщиком в отчетном (налоговом) периоде в целях выполнения работ по соглашению в соответствии с программой работ и сметой расходов (п. 7 ст. 346.38 НК РФ).

Не признаются возмещаемыми:

- 1) произведенные (понесенные) до вступления соглашения в силу:
 - расходы на приобретение пакета геологической информации для участия в аукционе;
 - расходы на оплату сбора за участие в аукционе на право пользования участком недр на условиях соглашения;
- 2) произведенные (понесенные) с даты вступления соглашения в силу:
 - разовые платежи за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в соглашении;
 - налог на добычу полезных ископаемых;
 - платежи (проценты) по полученным кредитным и заемным средствам, а также комиссионные выплаты по ним и другие расходы, связанные с получением и использованием заем-

ных средств для финансирования деятельности по соглашению;

— некоторые виды внереализационных и других расходов.

Возмещаемые расходы, состав которых предусматривается СРП, утверждаются управляющим комитетом в порядке, установленном СРП.

Сумма возмещаемых расходов определяется по каждому отчетному (налоговому) периоду и подлежит возмещению налогоплательщику за счет компенсационной продукции.

В состав возмещаемых расходов включаются:

1) расходы, произведенные (понесенные) налогоплательщиком до вступления соглашения в силу. Расходы, произведенные (понесенные) до вступления соглашения в силу, признаются возмещаемыми, если соглашение заключено по ранее неразрабатываемым месторождениям полезных ископаемых и эти расходы не были ранее признаны недропользователем участка недр для целей исчисления налога в соответствии с главой 25 НК РФ. Указанные расходы должны быть отражены в смете расходов, представляемой одновременно со сметой расходов на первый год работ по соглашению, и возмещаются в порядке и размере, которые предусмотрены статьей 346.38 НК РФ. В целях применения указанной статьи амортизация по данному виду амортизируемого имущества не начисляется. В случае если расходы относятся к амортизируемому имуществу, их возмещение производится в следующем порядке:

— если указанные расходы произведены (понесены) налогоплательщиком — российской организацией, они подлежат возмещению в размере, не превышающем остаточную стоимость амортизируемого имущества;

— если указанные расходы произведены (понесены) налогоплательщиком — иностранной организацией, они подлежат возмещению в размере, не превышающем уровень рыночных цен;

2) расходы, произведенные (понесенные) налогоплательщиком с даты вступления соглашения в силу и в течение всего срока его действия. При этом в отношении указанных расходов устанавливаются следующие особенности:

— расходы на освоение природных ресурсов, а также аналогичные расходы по сопряженным участкам недр, если это

- предусмотрено соглашением, включаются в состав расходов равномерно в течение 12 месяцев;
- расходы на приобретение, сооружение, изготовление, доставку амортизируемого имущества (основных средств и нематериальных активов) и доведение его до состояния, в котором оно пригодно для использования, включаются в состав возмещаемых расходов в сумме фактически понесенных затрат при условии их включения в программу работ и смету расходов и с учетом ограничений, установленных соглашением. Начисление амортизации в порядке, установленном НК РФ, по таким расходам не производится;
 - расходы, произведенные (понесенные) в форме отчислений в ликвидационный фонд для финансирования ликвидационных работ, учитываются в целях налогообложения в размере и порядке, которые установлены соглашением. Порядок формирования и использования ликвидационного фонда устанавливается Правительством РФ;
 - расходы, связанные с содержанием и эксплуатацией имущества, которое было передано государством в безвозмездное пользование налогоплательщику в соответствии со ст. 11 Федерального закона «О СРП», учитываются в целях налогообложения в размере фактически произведенных (понесенных) расходов (п. 9 ст. 346.38 НК РФ);
 - управленческие расходы, которые связаны с выполнением соглашения и в состав которых включаются расходы на оплату аренды офисов налогоплательщика, в том числе расположенных за пределами территории Российской Федерации, расходы на их содержание, информационные и консультационные услуги, представительские расходы, расходы на рекламу и другие управленческие расходы по условиям соглашения возмещаются в размере норматива управленческих расходов, установленного соглашением, но не более 2% общей суммы расходов, возмещаемых налогоплательщику в отчетном (налоговом) периоде. Превышение суммы управленческих расходов над нормативом учитывается при исчислении налоговой базы инвестора по налогу.

Возмещаемые расходы подлежат возмещению налогоплательщику в размере, не превышающем установленного соглашением предельного уровня компенсационной продукции.

Компенсационная продукция за отчетный (налоговый) период рассчитывается путем деления подлежащей возмещению суммы расходов налогоплательщика на цену продукции, определяемую в соответствии с условиями соглашения, или на цену нефти.

Цена нефти в данном случае — это цена реализации нефти, которая указана сторонами сделки, но не ниже среднего за отчетный период уровня цен сырой нефти марки «Юралс», определяемого как сумма средних арифметических цен покупки и продажи на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за все дни торгов в соответствующем отчетном периоде. Средние за истекший месяц уровни цен сырой нефти марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) ежемесячно в срок не позднее 15-го числа следующего месяца доводятся через официальные источники информации в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. При отсутствии указанной информации в официальных источниках информации средний за истекший отчетный период уровень цен сырой нефти марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) определяется налогоплательщиком самостоятельно (ст. 346.34 НК РФ).

Если размер возмещаемых расходов не достигает предельного уровня компенсационной продукции в отчетном (налоговом) периоде, налогоплательщику в указанном периоде возмещается вся сумма возмещаемых расходов. Если размер возмещаемых расходов превышает предельный уровень компенсационной продукции в отчетном (налоговом) периоде, возмещение расходов производится в размере указанного предельного уровня. Невозмещенные в отчетном (налоговом) периоде возмещаемые расходы подлежат включению в состав возмещаемых расходов следующего отчетного (налогового) периода.

Расходы капитального характера принимаются к возмещению при условии соблюдения требования об использовании доли товаров российского происхождения при проведении работ по соглашению (п. 10 ст. 346.38 НК РФ).

В соответствии со ст. 7 Федерального закона «О СРП» соглашением должно предусматриваться обязательство инвестора по приобретению необходимых для геологического изучения, добы-

чи, транспортировки и переработки полезных ископаемых технического оборудования, технических средств и материалов российского происхождения в объеме не менее 70% общей стоимости приобретенных (в том числе по договорам аренды, лизинга и иным основаниям) в каждом календарном году для выполнения работ по соглашению оборудования, технических средств и материалов, затраты на приобретение и использование которых возмещаются инвестору компенсационной продукцией. При этом оборудование, технические средства и материалы считаются оборудованием, техническими средствами и материалами российского происхождения при условии, что они изготовлены российскими юридическими лицами и/или гражданами Российской Федерации на территории Российской Федерации из узлов, деталей, конструкций и комплектующих, не менее чем на 50% (в стоимостном выражении) произведенных на территории Российской Федерации российскими юридическими лицами и/или гражданами Российской Федерации.

Несоблюдение указанного требования является основанием для отказа в возмещении соответствующих затрат инвестора. При этом на приобретаемое оборудование и иное имущество распространяется общий порядок амортизации имущества.

Расходы, уменьшающие налоговую базу по налогу, включают в себя расходы, не включенные в состав возмещаемых расходов. В указанные расходы не включаются суммы налога на добычу полезных ископаемых.

Налоговой базой по налогу на прибыль признается денежное выражение подлежащей налогообложению прибыли. Налоговая база определяется по каждому СРП отдельно.

В случае если налоговая база, исчисленная в соответствии с положениями ст. 346.38 НК РФ, является для соответствующего налогового периода отрицательной величиной, она для этого налогового периода признается равной нулю. Налогоплательщик имеет право уменьшить налоговую базу на величину полученной отрицательной величины в последующие налоговые периоды в течение десяти лет, следующих за тем налоговым периодом, в котором получена отрицательная величина, но не более срока действия соглашения.

Статья 346.38 НК РФ установила, что налогоплательщик *обязан* вести раздельный учет доходов и расходов по операциям, воз-

никающим при выполнении соглашения, но тут же указала, что при отсутствии раздельного учета применяется порядок налогообложения прибыли, установленный главой 25 НК РФ, без учета особенностей, установленных статьями 346.38 НК РФ. Позиция по меньшей мере беспринципная.

Далее НК РФ установил, что доходы и расходы налогоплательщика по другим видам деятельности, не связанным с выполнением соглашения, в том числе доходы в виде вознаграждения за выполнение функций оператора и/или за реализацию продукции, принадлежащей государству по условиям соглашения, подлежат налогообложению в порядке, установленном главой 25 НК РФ.

Прибыль, полученная инвестором от реализации компенсационной продукции, подлежит налогообложению в порядке, установленном главой 25 НК РФ, и определяется как выручка от реализации компенсационной продукции, уменьшенная на величину расходов, связанных с реализацией указанной продукции и не учтенных в стоимости компенсационной продукции, уменьшенная на стоимость компенсационной продукции.

В случае если от реализации компенсационной продукции налогоплательщик понес убыток, он принимается в целях налогообложения в порядке и на условиях, которые установлены для других видов продукции.

15.6. Аплифт

К моменту начала добычи на любом новом нефтяном или газовом месторождении инвестором уже осуществлена значительная часть капитальных вложений. На суше это относительно небольшая часть, составляющая 15–30% общих расходов на обустройство — на морских месторождениях, особенно если их предполагается осваивать с одной стационарной платформы, эта величина может достигать 70–80%. Естественно, объемов нефти, добываемых в первые годы, недостаточно, чтобы их полностью окупить. Этот процесс растягивается на несколько лет. Затраты, не возмещенные в первый год, возмещаются за счет доходов второго года и так далее до полного возмещения.

Объективная задержка возмещения означает замораживание капитальных вложений. В СРП этот процесс регулируется раз-

личными методами, выбор которых определяется сторонами соглашения. Известно достаточно много вариантов возмещения не возмещенных в предыдущем периоде затрат, отличающихся интенсивностью возмещения, степенью компенсации потерь инвестора, вследствие замораживания капитальных вложений и т.п. При этом всегда следует иметь в виду, что этот процесс необходимо рассматривать во взаимосвязи со всей системой раздела продукции и стимулирования усилий и рисков инвестора. Это лишь один из механизмов, хотя и обладающий достаточно серьезными потенциальными возможностями.

В литературе встречаются различные термины, определяющие процесс переноса невозмещенных возмещаемых затрат. В зарубежной практике применения СРП наиболее распространенным является термин «апифт» (uplift). Толковый словарь английского языка [167] трактует его как «подъем настроения». Варианты использования этого термина в экономике не приводятся, хотя предложенная трактовка в целом отвечает существу описываемого процесса. В СРП индонезийского типа используется термин «инвестиционный кредит» (investment credits). Разница в том, что термин «апифт» относится к возмещению капитализируемых затрат, а термин «инвестиционный кредит» — к некапитализируемым затратам. В проектах СРП, предложенных иностранными инвесторами в первые годы внедрения системы раздела продукции в России, термин «апифт» использовался по отношению ко всем невозмещенным возмещаемым затратам. В Федеральном законе «О СРП» этот процесс был назван «переносом невозмещаемой части возмещаемых затрат с учетом начисленных расчетных процентов».

Экономическая природа и общие приемы расчета достаточно понятны и просты. Однако в практике известны различные подходы. Общая сумма подлежащего возмещению затрат в соответствии с условиями соглашения увеличивается на определенный процент, величина которого является предметом переговоров. При этом расчет может вестись либо с начала осуществления затрат по отношению к их накапливаемой сумме в течение всего периода окупаемости, либо только с начала добычи по отношению к сумме осуществленных к этому моменту затрат, но с учетом затрат, осуществляемых в процессе добычи. Известны варианты, когда перенос с учетом процентов осуществляется только в отно-

шении определенной категории затрат, в частности так называемых осязаемых (tangible) затрат, к которым относятся затраты на обустройство, трубопроводы, морские платформы и т.п. [131].

Значение процента, с которым переносятся затраты, в принципе выбирается с ориентировкой на некоторую ставку банковского кредита. Это может быть ставка ЛИБОР плюс, как правило, 1,5–3%, что соответствует общей ставке 8–10%. В СРП, характеризующихся высокой эффективностью, аплифт вообще может не применяться, поскольку имеется возможность обеспечить инвестору нормальную прибыль разделом прибыльной продукции посредством шкалы раздела и т.п.

Следует отметить, что действующие нормативные акты, а также глава 26.4 НК РФ не предусматривают аплифта. Он сохраняется лишь в СРП по проектам «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Харьяга».

15.7. Критерии раздела прибыльной продукции

15.7.1. Разновидности критериев

В мировой практике реализации СРП известны различные критерии раздела прибыльной продукции между государством и инвестором и подходы к их применению.

Наиболее простой метод, достаточно широко использовавшийся в первый период применения системы СРП, состоял в фиксации на весь период действия соглашения определенного соотношения долей государства и инвестора в общем объеме прибыльной продукции. Например, в Ливии это соотношение составляло для сухопутных месторождений соответственно 85:15, а для морских — 81:19.

В качестве критерия раздела прибыльной продукции применялись также показатели годовой и накопленной добычи, уровень суточной добычи и др.

Позднее раздел продукции стал использоваться еще и как инструмент регулирования периода окупаемости капитальных вложений и изъятия сверхприбыли в пользу государства.

С конца 70-х годов прошлого столетия широкое распространение в связи с развитием вычислительной техники получил показатель внутренней нормы прибыли, а затем показатель накопленной рентабельности, так называемый *P*-фактор. В настоящее

время эти два показателя стали наиболее распространенными как в мире, так и в России.

15.7.2. Внутренняя норма прибыли

Внутренняя норма прибыли (ВНП; иногда используются термины «рентабельность», «доходность», «возврат» и т.п.) — один из наиболее распространенных показателей эффективности инвестиций, что и обусловило его применение в качестве критерия раздела прибыльной продукции. Учитывая это, а также сложность и противоречивость этого показателя, рассмотрим его несколько подробнее.

В самом общем смысле ВНП характеризует некоторую среднюю норму прибыльности проекта за весь период его реализации (точнее, за расчетный период). В зарубежной практике он вначале назывался «коэффициент дисконтированной денежной наличности» и вычислялся графически, а затем при машинной системе расчетов получил название «внутренний коэффициент возврата» (internal rate of return — IRR).

В отечественной экономической литературе этот показатель впервые был описан автором еще в 1974 г. [131]. В 1975 г. В.Н. Богачев дал его всестороннюю экономико-математическую интерпретацию [96], однако в практических расчетах эффективности капитальных вложений он стал применяться лишь в конце 80-х годов [8, 9, 10].

Теоретически экономическое содержание показателя внутренней нормы прибыли представляет собой характеристику замкнутой хозяйственной системы (проекта), в которой независимо от источника финансирования затрат и формы денежных накоплений (прибыль, амортизационные отчисления и др.) все расходы, не покрываемые синхронными с ними доходами (выручка и др.), как бы кредитуются, а вся чистая денежная наличность накапливается в банке при некотором едином проценте в течение всей жизни проекта, вплоть до его ликвидации.

Если рассчитанная таким образом накопленная сумма денежного потока является положительной, проект считается экономичным. Однако оценка степени или уровня экономичности зависит от множества других факторов и осуществляется индивидуально каждым инвестором в зависимости от комплексного анализа всей экономической ситуации, в которой он находится.

Как и любой экономический показатель, внутренняя норма прибыли не может рассматриваться в качестве единственного критериального показателя, поскольку характеризует лишь одну сторону системы — движение потока денежной наличности. Но и здесь наряду с достаточно большими преимуществами он имеет ряд недостатков, которые необходимо иметь в виду, используя результаты его расчета, т.е. числовое выражение показателя.

Следует назвать три основных принципиальных недостатка, ограничивающие использование показателя ВВП.

1. Значение ВВП не зависит от объема затрат на реализацию проекта и общих масштабов денежных потоков, хотя для оценки сравнительной эффективности проектов это может иметь весьма существенное значение.

2. Расчет ВВП ведется из предположения, что вся денежная наличность реинвестируется. Для проектов с высокой ВВП это не всегда можно быстро осуществить.

3. Связь между уровнем рентабельности проекта и уровнем ВВП неочевидна.

ВВП в качестве критерия используется при построении шкалы раздела продукции. Индивидуальные значения варьируют в достаточно широких пределах, определяемых эффективностью конкретного проекта.

Варианты шкалы раздела прибыльной продукции в зависимости от значений ВВП в заключенных и разрабатываемых проектах характеризуются параметрами, приведенными в табл. 21.

Таблица 21

Варианты шкалы раздела прибыльной продукции, %

Значение ВВП	Доля компании	Доля государства
1. Начальное значение ВВП обычно несколько ниже среднего ВВП по проекту в целом и колеблется от 10 до 17%	70–95	5–30
2. Последующие промежуточные значения устанавливаются с интервалами 3–5 пунктов	Промежуточные значения устанавливаются с интервалами в 10–20 пунктов	
3. Последний интервал обычно свыше 24–27%	15–30	85–70

15.7.3. *P*-фактор

Так называемый *P*-фактор, т.е. фактор рентабельности, используется значительно реже, хотя в последние годы благодаря очевидным преимуществам он начинает получать все большее признание как в России и государствах — участниках СНГ, так и в мире.

Именно *P*-фактор положен в основу методики исчисления налога на дополнительный доход при добыче углеводородов.

В общем виде *P*-фактор представляет собой отношение накопленного потока наличности по проекту к накопленным расходам. Общее экономическое содержание — величина чистого дохода на единицу затрат. Для средних условий освоения нефтяных месторождений нормальным является значение *P*-фактора в интервале 1,5–2,0.

Значения потока наличности рассчитываются аналогично, как и в случае использования ВВП, в частности с учетом или без учета инфляции.

Известны случаи расчета *P*-фактора по отношению только к капитальным вложениям.

P-фактор имеет более простое экономическое содержание, близкое к общепринятым показателям рентабельности.

Расценивавшаяся ранее как преимущество простота техники вычисления показателя в настоящее время при использовании компьютерных технологий учета финансовых и экономических операций потеряла свое значение.

Из четырех приведенных в предыдущем разделе недостатков использования ВВП только один присущ *P*-фактору. В то же время при расчете *P*-фактор всегда имеет единственное значение, которое не обусловлено использованием наличности.

Учитывая это, *P*-фактор чаще используется в качестве критерия раздела прибыльной продукции в проектах СРП, предусматривающих переход с обычной системы налогообложения на систему СРП, т.е. по проектам освоения уже разрабатываемых месторождений с положительным начальным потоком наличности, и значительно реже по проектам освоения новых месторождений.

Расчеты раздела прибыльной продукции на основе ВВП и *P*-фактора, выполненные применительно к проекту освоения крупного нефтяного месторождения, показали:

- уровни изменения *P*-фактора и ВВП и соответствующих пропорций распределения прибыльной продукции могут

изменяться в широком диапазоне, обеспечивая при этом сравнимые экономические результаты;

- анализ чувствительности механизма *P*-фактора и ВВП показал, что они практически одинаково реагируют на изменения параметров проекта (добычи, цены на нефть, затраты).

P-фактор прост в расчете и применении и наглядно отражает удельное отношение поступлений от проекта (чистой прибыли) к соответствующим затратам; при использовании ВВП связь ее с рентабельностью неочевидна.

В заключение рассмотрения этого вопроса следует отметить необходимость унификации в масштабах Российской Федерации методики расчета ВВП и *P*-фактора, в первую очередь обеспечение однозначного подхода к формированию потока наличности (с учетом или без учета инфляции, учета отчислений в ликвидационный фонд, перечня и формы уплаты различных налогов, сборов и платежей инвестора), состава затрат, процедур расчета и т.п. Без этого невозможно будет не только достичь сопоставимости информации об эффективности реализации тех или иных СРП, но и организовать эффективно действующий порядок и контроль за начислением и уплатой инвестором налога на прибыль и передачей им государству соответствующей доли прибыльной продукции.

15.8. Ликвидационный фонд

15.8.1. Обязанность ликвидации промышленных объектов

Государство, как собственник недр, в принципе заинтересовано в полной ликвидации всех последствий разработки месторождения, включая ликвидацию объектов, рекультивацию земель и приведение всей территории в первоначальное состояние. Все это, как правило, не только достаточно дорого, но и чаще всего в полной мере неосуществимо. Недропользователь из коммерческих соображений (его гражданскую позицию в данном случае мы не рассматриваем) не заинтересован в проведении ликвидационных работ, поскольку возможный доход от реализации так называемых возвратных материалов не покрывает расходы на ликвидацию. В этой ситуации государство вынуждено и законодательно устанавливает принудительные нормы и требования. За

недропользователем сохраняется право выбора форм и методов осуществления таких работ наиболее эффективным для него способом. При этом государство, как правило, представляет недропользователю определенные льготы, чаще всего в форме налогового кредита.

После окончания коммерческой разработки месторождения полезных ископаемых, в частности нефтяного или газового, на его территории остается целый ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не предусматривается по тем или иным причинам, главным образом связанным с окончанием добычи. Это могут быть как объекты специального назначения — скважины, трубопроводы, промышленное оборудование и т.п., так и объекты общего назначения — дороги, ЛЭП, водопроводы и т.п. При этом объективно возникает проблема определения целесообразности их дальнейшего существования: ликвидировать, оставить «как есть», законсервировать.

Федеральный закон «О СРП», определяя условия выполнения работ, устанавливает, что они должны выполняться при соблюдении законодательства по безопасному ведению работ, охране недр, окружающей природной среды и здоровья населения. В связи с этим соглашением должны предусматриваться, в частности, обязательства инвестора по «ликвидации всех (!) сооружений, установок и иного имущества по завершении работ по соглашению, а также очистке от загрязнения территории, на которой производились работы по соглашению» (п. 2 ст. 7 Федерального закона «О СРП»). Все эти требования в равной мере распространяются вообще на всю сферу недропользования.

В ст. 26 Закона «О недрах» содержится требование полной или частичной ликвидации объектов обустройства месторождений (в терминологии Закона — «ликвидация предприятия») по истечении срока действия лицензии или при досрочном прекращении пользования недрами. Работы по ликвидации должны осуществляться «за счет средств предприятия — пользователя недр».

Следует отметить, что понятие «средства предприятия» как источник финансирования работ по ликвидации толкуется по-разному. Одни специалисты считают, что это может быть только собственная прибыль предприятия, другие — что это общие затраты на производство. Последняя точка зрения применительно к формулировке Закона «О недрах» представляется слабо обосно-

ванной. Если бы речь шла только о текущих ликвидационных работах (отдельные скважины, установки, участки промысла и т.п.), то можно было бы с этим согласиться. Если же возникнет необходимость ликвидации крупных дорогостоящих объектов типа морских стационарных платформ, осуществить их за счет текущих эксплуатационных работ невозможно. Возникает объективная необходимость в постепенном накоплении средств в форме некоторого целевого фонда.

Указанный Закон устанавливает, что недропользователь до завершения процесса ликвидации «несет ответственность, возложенную на него настоящим Законом». В данном Законе нет ответа по крайней мере на два весьма принципиальных вопроса: какую ответственность, в чем она выражается, каковы санкции при невыполнении требования, и второй, главный: кто будет осуществлять ликвидацию, если с окончанием действия лицензии одновременно ликвидируется и недропользователь как юридическое лицо.

Если предприятие, компания-недропользователь на момент окончания разработки месторождения не ликвидируется, проблема решается в юридическом плане достаточно просто: действуют отраслевые нормативы, определяющие порядок и процедуру ликвидации объектов, а при их нарушении — Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях. Для мелких и средних месторождений на суше, учитывая, что часть объектов обычно ликвидируется еще в процессе разработки, серьезных проблем не возникает. Более остро стоит проблема ликвидации на крупных месторождениях на суше, и особенно по морским месторождениям. В конечном итоге дело обычно упирается в отсутствие у компании средств, необходимых для осуществления работ по ликвидации объектов обустройства месторождения. Пожалуй, наиболее характерным примером является современная ситуация на Самотлорском месторождении, которое на протяжении десятилетий обеспечивало значительную часть потребности страны в нефти, теперь же у его современных владельцев нет средств на осуществление ликвидационных работ, а федеральный бюджет вообще вроде бы ни при чем. При этом необходимые средства исчисляются многими сотнями миллионов долларов.

В последние годы в России все шире стала использоваться достаточно распространенная в ряде иностранных государств практика создания для освоения конкретного месторождения са-

мостоятельной специальной компании с той или иной организационно-правовой формой, но под маркой крупной, хорошо известной и уважаемой нефтяной фирмы. Чтобы не задевать отечественные и иностранные нефтяные компании, назовем ее условно «Петрогаз лтд» с регистрацией на Багамских островах.

АО «Петро» и АО «Газ» учредили самостоятельную компанию «Петрогаз лтд», т.е. общество с ограниченной ответственностью, и оформили ее учредительные документы таким образом, что сами они не несут ответственности по обязательствам созданной компании. Рискуют они лишь первоначальными взносами в уставный фонд, который законодательством не лимитируется и может формально исчисляться буквально несколькими рублями. К концу разработки месторождения, когда добыча резко падает, снижаются и доходы компании. Вся ранее полученная, может быть и гигантская, как в случае с Самотлором, прибыль в той или иной форме ушла из компании, «король оказался голым». Добыча становится нерентабельной, средств не хватает, фирма извещает государство о прекращении своей деятельности. Ликвидировать объекты месторождения некому и не на что. Решение всех проблем ложится на государство, а точнее, на администрацию субъекта Российской Федерации либо на Правительство РФ, если речь идет о морских месторождениях.

Все законодательные акты в сфере недропользования, как международные, так и российские, как правило, содержат требование ликвидации, а также нормы, регламентирующие порядок и сроки выполнения этих работ, они возлагают ответственность за их выполнение на собственника ликвидируемых объектов, т.е. на недропользователя, который должен осуществлять их за свой счет.

Не останавливаясь на деталях организационных и технологических вопросов, рассмотрим подробнее экономическую сторону проблемы.

Стоимость ликвидационных работ может быть достаточно велика как в абсолютном, так и в относительном выражении. На суше это десятки и сотни миллионов долларов, на море — сотни и даже миллиарды долларов. Их доля в затратах на обустройство месторождения колеблется обычно от 5 до 10%, достигая на море 15%. При ликвидации выложить такие суммы необходимо, во-первых, практически сразу и, во-вторых, в период, когда текущая

рентабельность разработки месторождения достигла минимальной величины.

При этом следует иметь в виду еще одно немаловажное обстоятельство. Величина затрат на ликвидацию, как бы велика она ни была (естественно, в указанных выше пределах), практически не оказывает влияния на критериальные показатели оценки эффективности проекта (внутреннюю норму прибыли, дисконтированный чистый доход, срок окупаемости) и решение вопроса о целесообразности начала его реализации. Происходит это вследствие того, что расходоваться указанные средства будут через 25–40 лет после начала работ по проекту, и при дисконтировании они становятся ничтожно малыми. Государство, возлагая всю ответственность за проведение ликвидационных работ на недропользователя, остается уже в силу своего статуса в конечном счете наиболее заинтересованной стороной и должно в той или иной мере содействовать ему. Перед недропользователем уже в самом начале возникает задача, во-первых, определить стоимость работ по ликвидации и, во-вторых, установить источник их финансирования.

Как утверждают специалисты, относительно точно определить стоимость ликвидационных работ, особенно по новым месторождениям, где они будут осуществляться через 20 и более лет, невозможно. Поэтому в механизме формирования источников финансирования необходимо предусматривать возможность периодической корректировки первоначальных оценок.

Учитывая изложенные выше обстоятельства, наиболее удобным для недропользователя способом, обеспечивающим одновременно гарантии современного накопления и наличия необходимых средств, является создание специального ликвидационного фонда. Формироваться он должен путем отчисления в него периодических платежей в течение периода разработки месторождения.

При этом возникают две задачи.

Первая — определение величины периодических (годовых, квартальных, месячных) отчислений в фонд. Вторая — организация эффективного использования фонда, включая, с одной стороны, гарантии его сохранения, а с другой — возможность увеличения за счет коммерческого использования накапливаемых сумм, которые правомерно рассматривать как депозитные вклады.

В общем виде сумма периодических отчислений определяется исходя из удельной стоимости ликвидационных работ в расчете

на суммарную добычу, умноженной на объем добычи в данный период (год, квартал, месяц). Известны случаи, когда в процессе переговоров инвестор предлагал государству именно такой подход. Неприемлемость его достаточно очевидна. Инвестор не учитывал возможность, целесообразность и необходимость сокращения величины отчислений за счет получения дополнительного дохода от ранее отчисленных сумм. В расчетную модель входят по крайней мере три переменных параметра: стоимость работ, извлекаемые запасы и норма доходности по накапливаемым суммам. Все это в определенной мере усложняет процедуру расчетов. На практике целесообразно для упрощения расчетов пользоваться в течение достаточно длительного времени постоянными величинами, периодически их корректируя.

В принципе возможны три варианта выбора периода формирования ликвидационного фонда:

- в течение всего периода добычи;
- в течение периода постоянной или наиболее рентабельной добычи;
- на конечном этапе разработки, т.е. в период падающей добычи.

Наиболее эффективным с точки зрения обеспечения рациональной разработки месторождения является второй вариант. Третий вариант усиливает отрицательное влияние падающей добычи на текущую рентабельность добычи и в конечном итоге сокращает период коммерческой добычи и объем извлекаемой из пласта нефти. Первый вариант — промежуточный, и, хотя отрицательные факторы третьего варианта в нем несколько смягчены длительностью периода, они сохраняют свое отрицательное действие.

О применении второго, наиболее рационального варианта сведений нет. В России применяется первый вариант, за рубежом — в основном третий. При этом формирование ликвидационного фонда может начинаться, когда месторождение истощено на 50% или будущий поток чистой денежной наличности в 1,5 раза превышает стоимость ликвидационных расходов (Нефтяной акт, Великобритания, 1987 г.) либо когда добыто 70% запасов, предусмотренных проектом разработки конкретного месторождения (Азербайджан).

Период формирования ликвидационного фонда достаточно длителен. Даже в третьем варианте он достигает 10 и более лет,

хотя почти наполовину короче, чем в первом и втором вариантах. Это обстоятельство, очевидно, было определяющим при выборе данного варианта, поскольку снижает риск сохранения отчисленных и накопленных сумм.

Для снижения риска накопления и обеспечения сохранности и эффективного функционирования фонда предлагается достаточно много способов, которые, как правило, определяются экономической и политической стабильностью государства. Рассмотрению только известных способов можно было бы посвятить целое исследование. Применительно к России, очевидно, необходимо выработать одну принципиальную схему, может быть, с некоторыми региональными модификациями.

Поскольку требование государства о ликвидации объектов устройства объективно обуславливает удорожание добычи, снижение эффективности инвестиций и падение нефтеотдачи, правомерно было бы ожидать от него некоторых действий, направленных на смягчение ситуации. Такими мерами в первую очередь являются: включение отчислений в ликвидационный фонд в затраты, вычитаемые при расчете налогооблагаемой прибыли, или в состав возмещаемых затрат в соглашениях о разделе продукции, а также освобождение средств ликвидационного фонда, включая доходы от его использования, от любых налогов. Примеры именно таких решений известны в Норвегии, Дании, Азербайджане, ряде нефтедобывающих государств Африки.

О необходимости формирования ликвидационного фонда говорится в Модельном СРП, утвержденном Правительством Республики Казахстан. Однако в нем не сказано, каким путем определяются нормативы годовых отчислений. Этот вопрос, очевидно, должен решаться индивидуально.

В России в настоящее время известен лишь один случай формирования ликвидационного фонда. Он предусмотрен в СРП по проекту «Сахалин-1». Надо отметить, что идея включения в соглашение специальной статьи, регламентирующей формирование и функционирование ликвидационного фонда, исходила от специалистов компаний «Эксон» (США) и «Содеко» (Япония), хорошо знакомых с зарубежной практикой в этой области и отчетливо представляющих, с какими финансовыми трудностями может столкнуться инвестор, когда придет время ликвидации в данном случае морских стационарных платформ, стоимость кото-

рых оценивается миллиардами долларов. Следует заметить, что в заключенном несколько раньше СРП по проекту «Сахалин-2» (консорциум американских, японской и голландской компаний) создание ликвидационного фонда вообще не предусмотрено.

Позднее, после принятия Федерального закона «О СРП», встала проблема разработки типового положения о создании ликвидационного фонда и широком распространении практики его создания. Следует отметить, что создание подобных резервных фондов необходимо не только для морских условий. Примером может служить Соглашение по Харьянгинскому месторождению.

15.8.2. Формирование и использование ликвидационного фонда

Проблема накопления финансовых ресурсов для осуществления работ по ликвидации объектов обустройства месторождения, восстановлению территории и окружающей экосистемы после завершения добычи минерального сырья на отдельных участках или месторождении в целом является важнейшей не только для СРП. Однако именно для СРП вопрос осуществления ликвидационных затрат занимает особое место. Это связано с тем, что ликвидационные затраты принципиально отличаются от любых иных затрат на освоение месторождений, осуществляемых инвестором в рамках СРП.

В соответствии с законодательством предметом соглашения являются «исключительные права на поиск, разведку, добычу минерального сырья на участке недр, *указанном в соглашении*», при этом «учет финансово-хозяйственной деятельности инвестора при выполнении работ по соглашению осуществляется по *каждому отдельно* соглашению (п. 1 ст. 14 Федерального закона «О СРП»).

Поступление доходов от освоения месторождения прекращается с момента окончания добычи в рамках конкретного участка недр независимо от того, сколько отдельных месторождений на нем расположено. Ликвидационные работы в основной своей части, очевидно, должны быть осуществлены уже после окончания добычи, т.е. в период, когда добыча и, следовательно, накопление средств прекратились.

В этой ситуации единственным экономически обоснованным источником финансирования таких работ является накопленная в процессе добычи часть компенсационной продукции. В принципе в качестве источника финансирования может выступать и при-

большая продукция, но по теоретическим, а главное — по практическим соображениям это неприемлемо как для инвестора, так и для государства.

Необходимость накопления средств для осуществления ликвидационных работ является причиной основного конфликта интересов государства и инвестора, при котором инвестор заинтересован в том, чтобы государство возмещало его предстоящие ликвидационные затраты «авансом», т.е. в период, когда в распоряжении государства имеется компенсационная продукция. Естественная позиция государства заключается в требовании к инвестору осуществлять специальные отчисления в ликвидационный фонд в процессе добычи минерального сырья в полном объеме (для инвестора это означает опережающую трату финансовых ресурсов, что, естественно, невыгодно с экономической точки зрения). Существуют различные варианты компромиссного решения этой проблемы: в каждом конкретном случае определять взаимоприемлемое для государства и инвестора ее решение (т.е. фактически сделать ее предметом переговоров) или регламентировать решение вопроса специальным нормативным правовым актом.

Применительно к системе СРП в России, как было отмечено, идея создания и методология формирования ликвидационного фонда была высказана в 1994 г. и разрабатывалась достаточно детально в рамках СРП по проекту «Сахалин-1».

Необходимость формирования ликвидационного фонда обосновывалась инвестором на основе мирового опыта и добросовестного учета ожидаемой ситуации — необходимости осуществления по окончании действия соглашения ликвидации нескольких стационарных морских добывающих платформ. Стоимость таких работ оценивалась в несколько миллиардов долларов. На конечной стадии разработки доходы уже не могут обеспечить финансирование таких работ, тем более что их основная часть должна производиться после окончания добычи. Таким образом, источником финансирования этих работ не могут быть доходы от текущей добычи. Таким источником являются только накопленные в той или иной форме средства от реализации ранее добытой продукции. Форма такого накопления и должна стать предметом регулирования государством и соглашением. Недоучет этого положения ложится тяжелым бременем на федеральный бюджет, поскольку

инвестор на конечном этапе освоения месторождений таких средств просто не имеет. Ярким примером такого положения является, в частности, ситуация, сложившаяся на Самотлорском месторождении.

Производственная квалификация, коммерческая добросовестность и публичный престиж инвесторов и в определенной мере природно-экономические условия освоения морских месторождений по проекту «Сахалин-1» объясняют, что именно в этом проекте впервые процедура формирования ликвидационного фонда нашла отражение в тексте заключенного соглашения.

Позднее эта проблема стала разрабатываться в общем виде применительно ко всем месторождениям в рамках пакета нормативных правовых актов, необходимых для реализации режима СРП. Методологическими вопросами в этой области на начальном этапе занимались В.А. Грушин, А.И. Перчик, С.Г. Шлыков и др. Наиболее глубокие и полные методологические разработки были выполнены И.Б. Басовичем, подготовившим проект положения о порядке формирования и использования ликвидационного фонда при выполнении работ по СРП.

На базе всех этих разработок в 1999 г. Правительством РФ было разработано и утверждено Положение о формировании и использовании ликвидационного фонда при реализации СРП, в 2002 г. принята его новая редакция [82].

Указанное Положение предусматривает, что при реализации СРП с целью финансирования работ по консервации и ликвидации горных выработок и всех видов скважин, по демонтажу оборудования и иных сооружений (платформ, металлоконструкций, объектов обустройства и других объектов), по рекультивации использованной территории (далее — работы по ликвидации) создается ликвидационный фонд при федеральном органе исполнительной власти, на который возложено осуществление прав и обязательств Российской Федерации по СРП.

Работы по ликвидации выполняются до истечения срока действия соглашения при отказе инвестора от части территории, предусмотренной соглашением, по истечении срока действия соглашения или при досрочном прекращении его действия.

В соглашении должны быть предусмотрены обязательства инвестора по формированию ликвидационного фонда и порядок выполнения работ по ликвидации.

Ликвидационный фонд создается по каждому соглашению. Его средства используются исключительно для целей, определенных Положением.

Регулярные отчисления средств в ликвидационный фонд, осуществляемые инвестором с даты начала промышленной добычи либо с иной установленной в соглашении даты, возмещаются ему частью произведенной продукции в порядке, установленном соглашением.

Для определения объема работ по ликвидации и необходимых для их выполнения средств инвестор разрабатывает план этих работ и составляет смету затрат на его реализацию. Указанный план должен предусматривать выполнение работ по ликвидации в соответствии с действующими в Российской Федерации стандартами, нормативами и правилами выполнения таких работ с учетом планов разработки и добычи минерального сырья, предусмотренных соглашением (постановление Правительства РФ от 23.03.2002 г. № 180 «О внесении изменений и дополнений в Положение о формировании и использовании ликвидационного фонда при реализации соглашений о разделе продукции»).

План работ по ликвидации и смета затрат на его реализацию подготавливаются инвестором как часть общей программы работ и сметы затрат по соглашению. Указанные затраты рассчитываются на предполагаемую дату начала работ по ликвидации с учетом инфляции. План работ по ликвидации и смета затрат на его реализацию, а также все изменения и дополнения к ним подготавливаются инвестором и утверждаются в порядке и в сроки, определенные соглашением для общей программы работ и сметы затрат по соглашению.

Ликвидационный фонд создается за счет отчислений и процентов, начисляемых на остаток средств этого фонда, хранящихся на счете по учету средств, поступающих во временное распоряжение бюджетных организаций. Порядок определения размера отчислений и их периодичность устанавливаются соглашением с таким расчетом, чтобы к началу работ по ликвидации средств ликвидационного фонда было достаточно для финансирования в соответствии с планом работ по ликвидации и сметой затрат на его реализацию, утвержденными в установленном порядке.

В случае необходимости осуществляется корректировка плана работ по ликвидации, сметы затрат на его реализацию, а также

размера отчислений. Порядок и сроки указанной корректировки устанавливаются соглашением.

До возмещения затрат, связанных с отчислениями, инвестор обладает правом собственности на часть средств ликвидационного фонда в размере не возмещенных ему затрат. После возмещения инвестору затрат, связанных с отчислениями, право собственности на средства ликвидационного фонда в размере возмещенных затрат переходит к Российской Федерации.

Право собственности на суммы процентов, начисляемых на остаток средств ликвидационного фонда, хранящихся на счете по учету средств, поступающих во временное распоряжение бюджетных организаций, принадлежит Российской Федерации.

Распорядителем средств ликвидационного фонда является уполномоченный федеральный орган исполнительной власти, которому открывается счет по учету средств, поступающих во временное распоряжение бюджетных организаций, в порядке, установленном Минфином России.

Указанный счет может быть открыт в соответствии с условиями соглашения как в валюте Российской Федерации, так и в иностранной валюте.

В случае прекращения действия соглашения или отказа инвестора от части территории, предусмотренной соглашением, уполномоченный федеральный орган исполнительной власти и орган исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации могут принять относительно всей или части территории, предусмотренной соглашением, следующие решения:

- о продолжении поисково-разведочных работ и/или добычи минерального сырья и эксплуатации сооружений и иного имущества, созданных при выполнении соглашения;
- о проведении инвестором работ по ликвидации;
- о проведении работ по ликвидации другими организациями.

Далее указанное Положение регламентирует порядок использования ликвидационного фонда в зависимости от перечисленных ситуаций.

Следует отметить, что необходимость формирования ликвидационного фонда никак не связана с режимом СРП. Более того, актуальность и значимость формирования таких фондов на месторождениях, уже находящихся в разработке и осваиваемых в соответствии с Законом «О недрах», никак не меньше. Поэтому

абсолютно непонятна позиция Правительства РФ, которое, занимаясь этой проблемой, уже несколько лет не может ее решить. До сих пор статья 26 Закона «О недрах» предусматривает создание ликвидационного фонда как источника финансирования работ по ликвидации и консервации нефтепромысловых объектов только применительно к СРП. В отношении всех остальных месторождений, составляющих 99,7% (!!!) всех разрабатываемых месторождений России, названный Закон ограничивается указанием на то, что работы по ликвидации и консервации «осуществляются за счет средств предприятий – пользователей недр». Неясно только, кто и как будет финансировать эти работы, если по окончании разработки месторождения предприятие, а точнее, организация будет ликвидирована ее учредителями. А такая ситуация достаточно реальна.

ЧАСТЬ IV. Налогообложение нефтегазодобычи за рубежом

Глава 16. Система налогообложения нефтегазодобычи за рубежом

16.1. Этапы и направления развития

Формирование налоговой системы нефтегазодобычи как специфического института налогового права берет свое начало с первых концессий 30-х годов XX в. Первым специфическим видом налогов стало роялти. Величина его составляла первоначально 1/8, или 12,5% объявляемой цены нефти, по аналогии с церковной или помещичьей десятиной в России. В тот период не было свободного рынка. Он полностью контролировался группой монополий, называемых Семью сестрами, или Картелем. Тогда роялти учитывалось в составе затрат и, по существу, играло роль кредита. В 1964 г. на конференции в Джакарте страны — члены ОПЕК приняли декларацию, в которой потребовали от Картеля изменить этот порядок и указали на необходимость рассматривать роялти в качестве составной части издержек производства. Это требование означало увеличение доли прибыли, получаемой государством, на величину, равную произведению ставки роялти на ставку подоходного налога.

Параллельно с роялти государством взимался подоходный налог в определенной доле от величины прибыли.

До Второй мировой войны в практике деятельности нефтедобывающих фирм встречались различные пропорции деления чистой прибыли. При этом, как правило, большая доля приходилась фирме и меньшая — государству. После войны постепенно преобладающей становится система равного распределения прибыли, получившая название «система фифти-фифти», т.е. 50 на 50. На практике эта система в различных странах и отдельных контрактах претерпела множество частных изменений.

Впервые официально принцип «фифти-фифти» был провозглашен в Венесуэле в конце 50-х годов.

Высокие перспективы нефтеносности территории страны в этот период дали повод и возможность Венесуэле повышать ставки роялти. Этот процесс постепенно привел к тому, что его величина стала равна половине прибыли фирмы. В 1948 г. венесуэльское законодательство обобщило практическое применение этой системы и установило прогрессивный подоходный налог в пределах 20–52%.

Два года спустя Саудовская Аравия установила 50%-ную ставку подоходного налога, а еще через два года она стала общепринятой для всех контрактов стран Среднего Востока. Этот принцип просуществовал неизменным до 1970 г. В 1970 г. на конференции в Каракасе ОПЕК рекомендовала в качестве минимальной ставки подоходного налога в 55%. Эта цифра и была принята большинством нефтедобывающих стран Африки и Среднего Востока. Венесуэла в 1971 г. установила ставку подоходного налога, равную 60%. Генеральный секретарь ОПЕК д-р Надым Эль-Пашаши в интервью, данном журналу «Арабская нефть и газ» (РГА. 1971. № 61), касаясь результатов нефтяного кризиса 1970–1971 гг., отметил, что ставка в 55% не является пределом и в недалеком будущем она может быть повышена до 60–70% и более.

В последующие годы после нефтяного кризиса принципиально изменилась вся система мирового нефтедобывающего бизнеса. Она затронула в первую очередь ценообразование. Постепенно стала формироваться система относительно свободного рынка нефти, начала складываться современная система налогообложения предприятий нефтегазодобычи.

Рассматривая эволюцию нефтегазового законодательства, можно выделить три периода:

- старый концессионный режим, действовавший в основном до нефтяного кризиса 70-х годов;
- становление налогового законодательства в период кризиса, охватившего как нефтедобывающие — развивающиеся страны, так и страны — потребители нефти в Европе, Америке, Азии. В этот период наблюдались самые противоречивые тенденции, решения и подходы к проблеме развития национальных систем налогообложения предприятий нефтедобычи;

- современный период, начавшийся, по существу, в 80-х годах и характеризующийся стабилизацией, выравниванием требований и условий налогового законодательства в странах с самыми различными политическими и экономическими режимами, уровнями развития и т.п. Наблюдается определенная унификация положений и принципов построения налогового законодательства, с одной стороны, и упрощение его форм, появление более четких и ясных требований, прямо отражающих ту или иную направленность национальной политики, — с другой.

На первое место среди отраслевых особенностей выдвигаются экономические факторы (политические факторы — предмет особого изучения), и в первую очередь высокая капиталоемкость, риск, зависимость от природных факторов. Особенно остро все это проявляется на этапе поиска. Именно здесь в наибольшей мере проявляется фактор риска, связанный с высокими капиталовложениями. Поэтому в этой сфере деятельности наиболее активная роль принадлежит, как правило, крупным компаниям, которые, однако, не упускают любой возможности переложить риск на мелкие фирмы.

Наличие фактора риска влечет за собой и требование (условие) получения более высокой нормы прибыли по сравнению с другими отраслями народного хозяйства.

Специфическим фактором, который должен и особенно в последние годы стал учитываться всеми государствами, связан с объективной ограниченностью запасов нефти и газа. В этих условиях возникают и действуют две взаимопротиворечивые тенденции. Первая — стремление быстрее разведать, добыть, реализовать и получить доход. Вторая — более глубокая и серьезная — сохранить некоторый уровень потребления на длительный переход, т.е. работать с учетом интересов будущих поколений. Налоговая нефтяная политика должна четко отражать доминирующее значение той или иной тенденции.

Следует отметить, что в одном государстве роль каждой из рассмотренных тенденций может меняться во времени. Соответственно меняется и налоговое законодательство, выступающее как инструмент проведения той или иной политики. Правильная расстановка акцентов в данном случае чрезвычайно важна.

16.2. Виды налогов и налоговых режимов

Тема налогообложения предприятий нефтегазодобычи за рубежом достаточно многообразна и должна быть предметом самостоятельного исследования.

Система налогообложения предприятий нефтегазодобычи в каждой стране достаточно индивидуальна. Она в определенной мере отражает особенности общего налогового режима и в связи с этим — специфику государственного устройства и социальных отношений, в частности прав собственности на недра и добытую продукцию, степень государственного вмешательства в ценообразование и др. Существенную роль, естественно, играют и отраслевые факторы: структура добываемых ресурсов (нефть и газ, только нефть или газ, суша—море и др.), значимость нефтегазодобычи для национальной экономики, горно-геологические и географические условия освоения месторождений и многое другое. В этой связи, строго говоря, вообще нельзя говорить о так называемом мировом опыте, мировой нефтегазодобывающей промышленности.

Вместе с тем налоговые механизмы, и в первую очередь перечень налогов и платежей, а также режимы фискальных расчетов (обычный, раздел продукции), в общем, достаточно типичны. Более того, интенсивное развитие международного сотрудничества, взаимопроникновение техники, кадров и капиталов способствуют в определенной мере унификации не только организационно-технологических, но и экономических и правовых решений возникающих проблем. В этой связи определенное обобщение иностранного опыта возможно и целесообразно. В первую очередь это касается перечня природоресурсных налогов и применяемых фискальных режимов.

Основными видами налогов, применяемых в зарубежной нефтегазодобывающей промышленности, являются (в широко распространенной англоязычной терминологии):

- бонусы;
- ренталс;
- роялти.

Основные фискальные режимы:

- так называемый налог на прибыль — роялти или «модернизированная концессия»;

— соглашения о разделе продукции.

Одним из направлений государственного регулирования свободы конкуренции в условиях рыночной экономики является система нейтрального налогообложения, создающая потенциально равные возможности для инвестиций в различные сферы народного хозяйства. В качестве основных механизмов этой системы — применительно к налогообложению предприятий нефтегазодобычи, — объективно направленных на снижение рисков, обусловленных, с одной стороны, природными факторами, а с другой — спецификой коммерциализации нефти и газа, в зарубежной практике достаточно широко — и, можно утверждать, весьма эффективно — используются следующие мероприятия:

- введение налоговых льгот в форме отмены или установления пониженных ставок природоресурсных налогов и платежей, а в ряде случаев даже общеприменимых налогов (налог на прибыль и др.), целью которых является обеспечение максимально возможного извлечения продукции из недр;
- введение на определенный период времени специальных налогов: налога на дополнительный доход (НДД) от реализации нефти или налога на превышение цен продажи нефти над нормативной ценой (это, по существу, однотипные налоги, различие лишь в методике расчетов);
- жесткий контроль за декларируемыми и реальными ценами сделок по реализации нефти и газа, а в ряде случаев введение регулируемых или так называемых справочных цен.

Установление налоговых льгот можно рассматривать в качестве самостоятельного института государственного регулирования горных отношений. В мировой практике используется весьма широкий перечень таких льгот и скидок. К ним в первую очередь можно отнести:

- налоговые каникулы;
- налоговый кредит;
- скидку на капитальные затраты;
- вычеты расходов на подготовку и освоение производства;
- вычеты затрат на освоение природных ресурсов;
- списание затрат на поиски, в том числе стоимости безрезультатного бурения;
- скидку на истощение недр — по отношению к роялти;

- скидку на истощение недр — по отношению к налогу на прибыль;
- вычеты затрат на рекультивацию земель;
- ускоренную амортизацию физического имущества;
- возможность создания консолидированных групп налогоплательщиков;
- скидку в отношении налога на прибыль, связанную с уплатой региональных ресурсных налогов;
- возможность снижения ставки региональных налогов на прибыль;
- перенос убытков вперед или на прошлые налоговые периоды;
- освобождение от импортных пошлин на горное оборудование.

16.3. Налогообложение при поиске месторождений нефти и газа

Несмотря на то, что непосредственные результаты геолого-разведочных работ еще не приносят прибыль владельцу горного права на поиски, государство устанавливает и взимает с него определенные платежи, которые в принципе носят форму арендной платы или налогов. Речь идет в данном случае либо о предоставлении на конкурсной основе горного права на поиск, либо на возможность получения преимущественного права на добычу в случае коммерческого открытия. С экономических позиций правомочность налогообложения на этапе поиска обусловлена тем, что в результате этих работ владелец горного права получает ценную информацию, которая, по существу, и является продукцией этого этапа, которая, в свою очередь, имеет вполне определенную стоимость и может быть не только использована ее владельцем, но и реализована на рынке. Для этапа поиска характерно в основном два типа платежей налогового характера: кэш-бонус (наличный бонус) и арендная плата.

16.3.1. Кэш-бонус

Кэш-бонус (бонус, уплачиваемый наличностью, сразу) в принципе характерен не только для нефтегазодобывающей про-

мышленности, а вообще сопровождает торговые операции — платеж за получение права и возможности начать коммерческую деятельность. Применительно к геолого-разведочным работам на нефть этот тип платежа зародился в США. Уплачивается кэш-бонус в США владельцу земли (он же владелец недр) и колеблется по величине от десятков центов до многих долларов за акр в зависимости от перспектив нефтегазоносности участка, его местоположения и ряда других факторов. На общественных землях кэш-бонус выплачивается правительству штата или федеральному правительству в зависимости от административного статуса территории поиска.

Предоставление права на поиск обычно осуществляется при посредстве аукционов, когда владельцем становится тот, кто внес или предложил больший кэш-бонус.

Хотя в мире выплата кэш-бонусов весьма распространена, механизм их расчета довольно различен. Речь идет в данном случае о платеже, который осуществляется в момент получения права на поиск или в относительно короткий срок после предоставления этого права. Размер кэш-бонуса устанавливается либо в форме удельных ставок в расчете на единицу предоставляемой площади, либо в расчете на стандартный для данного региона (страны) блок или в целом на предоставляемую территорию (акваторию). В последнем случае величина кэш-бонуса может достигать весьма существенных величин — от сотен тысяч долларов до десятков миллионов (Персидский залив и др.). Размер кэш-бонуса в пределах одной и той же страны может колебаться в широких пределах.

В Норвегии в 70-х годах действовал несколько меньший норматив — 10 тыс. норвежских крон за квадратную милю. Позднее эта величина была кратно увеличена в связи с открытием в норвежском секторе Северного моря крупных месторождений нефти и газа.

Система выплаты кэш-бонуса действует не только в добывающих, но и в странах, еще не ведущих серьезной добычи. Это позволяет легко выбрать владельца горного права на условиях конкуренции. При этом в ряде стран в районах с неустановленной нефтегазоносностью кэш-бонус может носить либо символический характер, либо вообще не является обязательным при предоставлении права на поиск. При выплате кэш-бонуса важной проблемой является установление системы его амортизации в пе-

риод добычи. Здесь нет какого-либо единого порядка. Бонус может либо амортизироваться в течение некоторого периода добычи, т.е. списываться постепенно, либо вообще не амортизироваться и включаться в годовые расходы при расчетах и уплате налогов.

В ряде случаев кэш-бонус является некомпенсируемым. Наиболее перспективной, однако, признается первая система, предусматривающая возможность последующей амортизации, особенно в случаях, когда кэш-бонус представляет собой солидную величину.

16.3.2. Арендная плата (ренталс)

Арендная плата (ренталс) — это форма платежа, носящего явно выраженный налоговый характер для владельца права на поиск. Величина арендной платы всегда пропорциональна площади предоставленного участка недр. Ренталс встречается практически во всех странах. Свое начало арендная плата, применительно к нефтяной промышленности, берет в США, где она уплачивается либо владельцу территории, либо государству. В других странах, где владельцем недр является государство, арендную плату взимают административные органы, регулирующие процесс разведки национальной территории.

В зависимости от правовых и финансовых особенностей этого платежа он определяется различными терминами. Принципиально, однако, то, что это платеж собственнику недр за получение права на поиск месторождения полезных ископаемых.

Величина арендной платы может устанавливаться тремя способами:

- единичный платеж за каждый этап или период геолого-разведочных работ. Примером является Норвегия, где платежи по определенной удельной ставке (кроны за 1 кв. км) уплачиваются один раз при получении права на поиск;
- установление удельной ставки арендной платы в расчете на единицу площади в год, уплачиваемой в течение периода поиска.
- прогрессивная удельная ставка арендной платы в зависимости от продолжительности поисковых работ.

Некоторые страны, например Франция, не устанавливают арендную плату на период поиска. Таким образом, в отношении арендной платы как разновидности налога отсутствует общий подход, применяемые ставки колеблются в широких пределах.

Цель этой арендной платы состоит в том, чтобы в течение периода работ заставить владельца горного права быстрее провести и закончить этот ответственный этап. Следует, однако, отметить, что с точки зрения стоимости общие расходы на аренду в период поиска относительно невелики, и действует она скорее как побудительный фактор.

16.3.3. Налогообложение продукции, добытой в период поисковых работ

В случае коммерческого или предварительно оцененного открытия, если фактически было добыто некоторое количество продукции в процессе испытания или пробной эксплуатации скважин, хотя право на эксплуатацию месторождения еще не получено, на нее обычно распространяются те же условия, что и при получении концессии, т.е. выплачивается роялти и налог на прибыль. Ряд стран устанавливают, однако, на этот период особые условия. В Аргентине, например, была установлена повышенная ставка роялти в размере 25%, тогда как в процессе регулярной добычи она составляла 12,5%. Во Франции, наоборот, предусмотрены льготные условия: роялти не выплачивается вообще.

В первом случае исходят из того, что владелец горного права еще не осуществил затраты на обустройство и выручка от реализации этой нефти — его дополнительный доход. Во втором — четко проявляется тенденция активизации и патронирования поисковых работ. Следует иметь в виду, что здесь речь идет о налоговом мероприятии, не имеющем серьезного значения, так как абсолютные объемы добычи в этот период относительно невелики. Кроме перечисленных выплат владелец права на поиск обычно должен платить все другие налоги в течение этого этапа работ.

16.4. Налогообложение добычи нефти и газа

Система налогообложения в процессе добычи нефти и газа предусматривает выплату в пользу государства — владельца недр четырех видов платежей налогового характера, которые в случае коммерческого открытия обуславливают получение права на разработку месторождения: бонус при добыче, арендная плата в процессе добычи, роялти и налог на прибыль.

16.4.1. Бонусы при добыче нефти и газа

Бонус при добыче нефти и газа представляет собой обычно разовый платеж, обязательство уплаты которого может иметь самый различный характер и причинно-следственную связь:

- подписание соглашения — «бонус подписания»;
- открытие месторождения — «бонус открытия»;
- достижение определенного значения уровня добычи (суточного дебита, уровня годовой добычи, накопленной добычи с начала работ), может устанавливаться одна величина или несколько увеличивающихся значений, каждому из которых соответствует своя фиксированная ставка бонуса.

Бонус представляет собой результат коммерческих переговоров, когда государство считает, что регулярные платежи не в полной мере позволяют изъять сверхприбыль, а недропользователь соглашается с такой позицией. Придавать бонусу какую-либо теоретическую трактовку, очевидно, не следует. Он результат двусторонних коммерческих переговоров. Это же касается и варианта, когда подобные бонусы предусматриваются и регламентируются налоговой системой.

В зависимости от того, является бонус возмещаемым (амортизируемым) или невозмещаемым, меняется его экономическое содержание. В первом случае это некоторая форма аванса, во втором — обычный налоговый платеж, сокращающий чистую прибыль недропользователя.

Следует отметить, что в развитых странах со стабильной прозрачной налоговой системой (США, Канада, страны Западной Европы) уплата бонусов, как правило, не предусматривается.

16.4.2. Арендная плата при добыче

В принципе этот вид налогов аналогичен налогу того же назначения, устанавливаемому в процессе поиска. Однако при добыче ставки арендной платы обычно выше, поскольку площадь месторождения много меньше, чем площадь, выделяемая для поиска. Арендная плата всегда вносится ежегодно, и ее величина устанавливается в денежных единицах в расчете на единицу площади (акр, квадратную милю, квадратный километр). Величина арендной платы может быть либо постоянной в течение всего периода эксплуатации месторождения (Нигерия, Аргентина и др.), либо прогрессивно возрастающей в течение некоторого периода. По-

следняя система была характерна для большинства стран Среднего Востока, Северной Африки, Южной Америки и начала вводиться с середины 70-х годов.

Чаще всего годовая арендная плата в последующем вычитается из роялти. Таким образом, она, по существу, выступает в форме простого аванса. Финансовая значимость этого вида налога относительно невелика, но ее выплата являлась обязательной для продолжения добычи, и ее неуплата могла стать поводом для потери права на добычу.

В последние годы в результате упрощения налоговой системы этот вид платежа почти не встречается.

16.4.3. Роялти

Впервые роялти как форма налога было введено в США в качестве компенсации частным владельцам земли и недр за истощение запасов в процессе добычи полезного ископаемого. В настоящее время роялти в большинстве стран выплачивается государству.

Термин «роялти» (*англ.* royalty) переводится как «право разработки недр» [91]. Этимология этого слова содержится в толковом словаре английского языка Вебстер [166]. Применительно к недропользованию термин имеет два значения: «часть продукции, выплачиваемая собственнику права», и «выплата за право пользования». Н.Ф. Грязнова [101] констатирует, что в иностранной экономической литературе имеется более точное определение, согласно которому роялти — это лицензионный платеж за *право* пользования природными ресурсами той или иной страны. Далее автор приводит аргументацию более правовой, чем экономической природы этого платежа:

- в отличие от налогов роялти не зависит от уровня рентабельности добычи нефти на месторождении;
- роялти обеспечивает систематические поступления государству с момента начала добычи, тогда как поступление налогов отодвинуто ко времени получения прибыли;
- роялти гарантирует государству предельный минимум доходов от эксплуатации месторождения, ниже которого они упасть не могут, чего не обеспечивает система налогообложения.

Кроме того, следует напомнить, что роялти в 60-х годах, когда оно впервые было введено ОПЕК в нефтяную налоговую практи-

ку, устанавливалось по отношению к добыче на устье скважины. Из этого следовало, что размер этого платежа не зависел от того, какие потери понесет недропользователь при транспорте нефти, куда и как он будет расходовать (например, на собственные нужды) и реализовывать нефть.

Таким образом, по нашему мнению, есть все основания называть рассматриваемый платеж платежом именно за право добычи. Вся та же аргументация относится к определению понятия платы за право поиска.

Федеральный закон «О СРП», насколько известно, впервые официально ввел в отечественную юридическую практику недропользования термин «роялти». Этот термин в настоящее время следует считать общепринятым. Например, во французской экономической и юридической литературе, уделяющей большое внимание чистоте родного языка, по вопросам недропользования многие авторы вместо английского термина «роялти» используют французское слово «редеванс» (redevance). И несмотря на это, в толковом словаре французского языка Лярусс приведен термин «роялти», хотя и со ссылкой на его английскую этимологию.

В то же время в толковых словарях русского языка (Большая советская энциклопедия и др.) пока этого слова нет вообще и, видимо, уже не будет, поскольку как вид налога в добыче полезных ископаемых он был отменен в 2001 г.

Характерной особенностью этого вида налога является его независимость от других видов платежей из прибыли, поскольку он представляет собой некий процент стоимости нефти. Причем расчет и выплата роялти обычно производятся с момента начала добычи продукции, т.е. до ее реализации, а точнее, независимо от реализации. Почти во всех странах законодательство предусматривает выплату роялти по усмотрению государственных органов либо в деньгах, либо в натуре, в виде добытых нефти и газа.

До нефтяного кризиса 70-х годов ставка роялти обычно составляла 12,5% (1,8 объема добычи). В процессе активизации деятельности ОПЕК нефтедобывающие страны вначале пошли по пути общего увеличения ставок роялти, которая в течение 1974 г. повысилась до 20%. Однако в последующий период подход к установлению ставок роялти изменился и стал базироваться на индивидуальных для стран и условий освоения факторах, главным образом экономических. Обычно роялти устанавливается в

определенном проценте цены нефти ФОВ месторождения. Однако в ряде стран применяются и другие способы его расчета. Страны — производители и страны — потребители нефти применяют в данном вопросе различные подходы. Страны, являющиеся крупными производителями нефти, используют этот вид налога с целью увеличения своих доходов. Классическую простую форму расчета роялти применяли обычно в контрактах с незначительными объемами добычи. Для высокопроизводительных месторождений обычно в процессе сложных переговоров между государством и концессионером ставка роялти устанавливалась либо фиксированной, либо зависящей от роста текущей (суточной) добычи. Например, в контракте японской компании «Мицубиси» в Абу-Даби была принята следующая шкала ставок роялти, %:

12,5 — при добыче	до 100 тыс. барр./сут.;
13,0 — при добыче	от 100 до 200 тыс. барр./сут.;
14,0 — при добыче	свыше 200 тыс. барр./сут.

В соглашении компании ЭНИ (Италия) с Саудовской Аравией действовала шкала, %:

12,5 — при добыче	до 60 тыс. барр./сут.;
13,0 — при добыче	от 60 до 80 тыс. барр./сут.;
14,0 — при добыче	свыше 80 тыс. барр./сут.

В зависимости от производительности месторождения и суточной добычи ставки роялти колебались в очень широких пределах, достигая 45% (Канада). Такой подход характерен для стран — крупных производителей нефти.

В странах-потребителях, не имеющих собственной добычи либо осуществляющих ее в небольших масштабах, роялти либо вообще не применяется, либо используются относительно низкие ставки.

В частности, во Франции использовалась прогрессивная шкала роялти, %:

0 — при добыче	менее 50 тыс. т/год;
6 — при добыче	от 50 до 100 тыс. т/год;
9 — при добыче	от 100 до 300 тыс. т/год;

12% — при добыче	от 300 до 1млн т/год;
14% — при добыче	свыше 1 млн т/год.

В настоящее время взимание роялти Горным кодексом Франции не предусмотрено.

В случае использования прогрессивной шкалы необходимо иметь в виду два обстоятельства.

При применении шкалы в условиях соглашения нужно четко указать, о какой добыче идет речь: со всей концессии, с каждого отдельного горного права (в горном праве может содержаться несколько разных концессий) или с конкретного месторождения. На практике обычно расчет осуществляется по отношению к отдельному месторождению, точнее, к основному продуктивному горизонту.

При разработке практической формы применения шкалы ставок роялти возможно два варианта:

- ставка устанавливается по отношению ко всему объему добываемой нефти. Например, в контракте «Мицубиси» в Абу-Даби, если на месторождении добывается 300 тыс. барр./сут., то роялти взимается в размере 14% всего объема добычи;
- выплата роялти производится по ставкам, установленным для интервалов добычи. Например, во Франции для месторождения с добычей 750 тыс. барр./сут. роялти рассчитывается поэтапно:

до 50 тыс. барр./сут. — без выплаты роялти;
от 50 до 100 тыс. барр./сут. — ставка 6%;
от 100 до 300 тыс. барр./сут. — ставка 9%;
от 300 до 750 тыс. барр./сут. — ставка 12%.

Расчет показывает, что при таком методе средняя ставка равна 10%, т.е. реальная выплата существенно ниже, чем при первом методе начисления роялти. При составлении соглашений на освоение морских месторождений, работы на которых велись в более сложных условиях, чем на суше, ставки роялти устанавливались в ряде случаев с учетом удаленности месторождения от берега и глубины моря. Например, в Республике Берг Слоновой Кости было предусмотрено снижение ставок роялти на 10% с глубины моря более 50 м.

Ставки роялти в ряде стран Африки и Европы устанавливались различными для нефти и газа.

В ряде стран (США, Канада) применяются достаточно сложные методы расчета в зависимости от уровня текущей добычи, цен на нефть и некоторых других факторов [102].

На Аляске, например, для более точного определения величины роялти применяют формулу

$$P = \ln \left(\frac{C}{2,5} \right),$$

где P — величина роялти, причитающегося на нескорректированную стоимость добытой нефти в квартал; C — стоимость добычи в квартале, скорректированная на инфляцию (млн долл.).

Формула действует следующим образом. Когда квартальная стоимость добытой нефти, скорректированная на уровень инфляции, меньше или равна 13,24 млн долл., роялти в размере 16,6% подлежит выплате на нескорректированную стоимость добычи. Когда скорректированная квартальная стоимость добытой нефти равна или выше 1662,85 млн долл., то подлежит выплате на нескорректированную стоимость добытой нефти роялти в размере 65%. Эффект действия формулы таков, что размер роялти увеличивается по мере увеличения объемов добычи нефти, но вероятность того, что размер роялти достигнет 65,0%, весьма мал.

В провинции Альберта в Канаде использовалась следующая формула расчета роялти:

$$P = C \left[1 + K \left(1 - \frac{B}{A} \right) \right],$$

где P — месячная ставка роялти, в баррелях на скважину; C — базовая ставка роялти ($C = \frac{(\text{добыча})^2}{8000}$, когда добыча больше или равна 1200 барр./мес. или $C = 180 + 0,25(\text{добыча} - 1200)$, когда добыча меньше 1200 барр./мес.); K — коэффициент роялти. Значение K зависит от того, можно ли нефть в скважине отнести к «новой» или «старой». Для «новой» нефти значение этого коэффициента равно 0,546154, для «старой» — значительно выше; A — рыночная цена реализации нефти; B — договорная (регулируемая) цена. Она значительно ниже рыночной.

В соответствии с этой методикой расчета размер роялти является функцией производительности скважин, стоимости нефти и времени открытия месторождения. Объем добычи нефти должен играть решающую роль при определении значения ставки роялти. Взимание роялти производится обычно ежеквартально, реже ежемесячно.

Применяется три варианта расчета роялти:

- на устье скважины, т.е. исходя из цены реализации минус расходы по сбору, подготовке, хранению и транспорту продукции до точки продажи (порта отгрузки и т.п.). Этот метод применяется в США, Канаде, Норвегии;
- на выходе с месторождения, т.е. по цене продажи минус расходы по транспорту продукции до места продажи. Этот метод широко применяется в африканских странах, имеющих относительно небольшую добычу;
- в точке продажи нефти, т.е. по цене FOB. Этот метод является наиболее распространенным, он характерен для большинства стран ОПЕК.

При расчете роялти в стоимостном выражении использовались два варианта:

- роялти рассчитывалось на основе «реальных цен продажи». Эта система применяется для нефти в странах — потребителях нефти и мало добывающих странах, а также практически везде при расчете роялти с газовых месторождений;
- роялти рассчитывалось на базе регулируемых (справочных) цен; эта система действовала в большинстве стран — крупных производителей нефти (страны Персидского залива, Ливия, Алжир, Нигерия, Венесуэла и др.).

В первом случае при расчете по реальным ценам, когда основная часть нефти экспортируется, сложность состоит в том, чтобы правильно установить расчетный курс. На мировом рынке определяющую роль играют крупные транснациональные монополии и расчеты при продажах часто замыкаются внутри них через филиалы. Это особенно касается разовых сделок и нерегулярных поставок. В принципе при установлении уровня «реальных цен продажи» следует ориентироваться на цены продаж вне филиалов на свободном рынке, с тем чтобы избежать произвольного подхода, либо проводить сопоставление с ценами продаж третьи-

ми лицами в той же географической зоне для нефтей одного типа и качества, иными словами, по отношению к курсу международного рынка. Во втором случае происходит некоторое или даже весьма существенное увеличение налога, поскольку справочные цены в принципе обычно выше реальных продажных цен.

В последние годы за базу расчета цен все шире используются регулярно публикуемые цены нефтяных бирж (Нью-Йорк, Лондон, Роттердам).

Всесторонний анализ и многолетняя практика использования роялти в качестве налогового инструмента изъятия сверхприбыли показали, что работает он недостаточно эффективно. О целесообразности отмены этого налога в России писали еще в начале 90-х годов. В настоящее время уже многие государства, а вслед за ними и Россия, отказались от взимания роялти, заменив этот вид налога другими.

Интересно напомнить, что введение налогов в нефтегазодобычу началось именно с введения роялти, затем к нему добавили налог на прибыль, другие платежи. Теперь их оставили, но отказываются от роялти.

Отказ от начисления роялти не означает механического увеличения доходов недропользователя, поскольку они регулируются налогом на прибыль, который в подобной ситуации, естественно, устанавливается более высоким. В любом случае критерием для определения коммерческого характера открытия является оценка рентабельности месторождения для фирмы. В общем плане инвестору важна общая сумма расходов и налогов, а не формальные этапы реализации их выплаты.

16.4.4. Налог на прибыль

В настоящее время государства, осуществляющие добычу нефти, можно подразделить на две группы:

- государства, которые подчиняют разработку месторождения общему режиму налогообложения прибыли, применяемому в национальной промышленности и торговле. Это характерно в первую очередь для развитых индустриальных стран, в частности США, Канады, Англии, Франции, ФРГ, Норвегии и др.;
- государства, которые приняли специальное нефтяное законодательство. Это характерно в первую очередь для

стран — крупных производителей нефти, где она является одним из основных источников национального дохода.

В последние годы специальное нефтяное законодательство в форме нефтяных законов или подзаконных актов приняли многие другие страны, включая развивающиеся и социалистические страны (Ангола, Вьетнам и др.). Необходимо отметить, что особенно на начальном этапе развития национальной нефтедобычи государства посредством подзаконных актов устанавливали определенные льготы для нефтедобывающих компаний с целью активизации их деятельности и притока капитала в эту отрасль.

При изучении проблемы установления, начисления и выплаты налога на прибыль необходимо четко определить экономическое содержание этого понятия и его формирующих терминов.

Один из вопросов — методика расчета выручки: на базе каких цен ее определять — регулируемых (справочных) или реальных цен продажи. Следует отметить, что общего правила здесь нет. Действуют в основном два подхода.

Страны — крупные производители нефти предпочитают осуществлять расчеты облагаемой прибыли на базе регулируемых цен. В этом случае государство имеет определенное преимущество, выражающееся в основном в некотором увеличении суммы облагаемой прибыли, по сравнению с реальной прибылью от коммерциализации нефти как следствие обычной разницы между реальной и справочной ценой. Кроме того, при этой системе устраняются в значительной мере возможные инциденты, возникающие вследствие изменения уровня цен на мировом или региональном рынке углеводородов.

В других странах облагаемая прибыль определяется на основе реальных, фактических цен коммерциализации. Однако в этом случае возникает та же проблема, что и при расчете роялти: определение рыночной цены, исключая продажи внутри филиалов фирм с ориентировкой на мировой рынок. Следует отметить, что при расчете роялти и при расчете налога на прибыль могут применяться единые или различные подходы к оценке продукции, например роялти — по справочным ценам, а налог на прибыль — по реальным. Возможны и другие варианты.

Второй серьезной проблемой отчетного плана является установление, а точнее, контроль налоговых органов за номенклатурой и размером затрат на добычу. Все затраты в данном случае

можно подразделить на две группы. К первой группе относятся так называемые общие затраты фирмы, прямо не связанные с разработкой конкретного месторождения. Номенклатура статей затрат, относимых к этой группе, обычно строго оговорена в инструктивных документах министерства финансов. В основном речь идет о расходах по коммерциализации, финансовых расходах, расходах на науку, рекламу и других затрат. Разработчиком месторождения обычно выступает иностранная фирма, имеющая штаб-квартиру за границей и одновременно осуществляющая еще множество других проектов. В этом случае необходимо установить метод разнесения затрат. Применяется распределение пропорционально персоналу, капитальным вложениям и т.д.

Ко второй группе относятся расходы производственного характера, прямо связанные с данным месторождением. Помимо методики начисления амортизации имеется ряд других вопросов, например методика списания затрат на бурение «сухих» скважин при условии, когда владелец участка недр работает одновременно на нескольких участках. Сложности возникают при определении фактической стоимости строительства нефтепромысловых объектов и других расходов. Контроль за правильностью финансовых отчетов фирм осуществляют специальные административные органы. Необходимо отметить, что фирмы, осуществляющие разведку и освоение нефтяных месторождений, обычно освобождаются от других видов налогов, существующих в стране. Однако здесь все определяется целенаправленностью политики государства. Так, некоторые страны устанавливают налоговые льготы для национальных компаний; в частности, при расчете налога на прибыль допускается вычитать резервные фонды, предназначенные для освоения новых месторождений. Например, во Франции это был так называемый «фонд реконструкции (истощения) месторождения». Существовал аналогичный фонд в США и ряде других стран. В большинстве стран иностранный владелец в соответствии с общим порядком при переводе своей доли прибыли за границу уплачивает дополнительный налог. Требование реинвестиции части прибыли, которое было весьма распространено в 70-х годах, в настоящее время уже не действует. Однако при реинвестиции прибыли, как правило, фирма получает некоторые налоговые льготы, реализуемые в различных формах.

16.5. Налоговые режимы в нефтегазодобыче за рубежом

Системы налогообложения, применяемые при освоении нефтегазовых ресурсов, находят свое конкретное воплощение в договорных формах предоставления инвесторам прав пользования недрами.

Известные иностранные специалисты в области организационно-правового регулирования нефтегазодобычи, в частности Г. Барроуз и Т. Гортон (США), К. Гюритте (Франция), П. Камерон (Нидерланды), Д. Заппата (Италия), А. Кеми (Канада) и многие другие, выделяют из огромного многообразия различных форм, типов и видов соглашений об освоении нефтегазовых месторождений две основные формы:

- концессионные договоры или соглашения типа «роялти — налоги»;
- соглашения о разделе продукции.

В табл. 22 приведено соотношение основных типов соглашений, используемых при освоении нефтегазовых ресурсов. Используемая группировка стран достаточно условна, поскольку не всегда можно четко установить преобладающий тип соглашения. Кроме того, в последние годы появляются модификации различных типов соглашений, новые формы соглашений. Несмотря на это, можно констатировать достаточно четкую тенденцию увеличения числа и доли СРП и других типов, постепенно заменяющих концессионные соглашения.

Таблица 22

Основные типы соглашений в мире при освоении нефтегазовых ресурсов

Регион	Тип соглашения			Всего
	концессия (роялти + налог)	СРП	прочие	
Европа	13	—	7	20
Америка	15	10	3	28
Африка	22	21	1	44
Азия	16	15	3	34
ИТОГО:				
страны	66	46	14	126
% к итогу	53,4	36,5	11,1	100

В табл. 23 приведено сопоставление основных положений (статей) концессионных соглашений и СРП.

Таблица 23

Сопоставление положений концессионных договоров и СРП

Концессия	Соглашения о разделе продукции
-----------	--------------------------------

1. Определения

В обоих типах контрактов очень сходные

Нефтяная компания называется «лицензиат»	Нефтяная компания называется «подрядчик»
--	--

2. Предмет контракта

Лицензиату предоставляется исключительная лицензия на ведение нефтяных операций в пределах определенной площади (участка)	Подрядчик назначается и представляет собой компанию с исключительным правом на ведение нефтяных операций в пределах оговоренного участка
---	--

В обоих случаях нефтяная компания берет на себя весь финансовый риск и предоставляет необходимые капитал, оборудование, техпомощь и персонал

3. Условия прекращения контракта

В обоих случаях идентичны

4. График поисково-разведочных работ

Продолжительность, возврат части или всех площадей

5. Обязательства по поисково-разведочным работам (ПРР)

Минимальные (гарантированные) инвестиции в поиск, разведку и добычу

6. Открытие месторождений промышленного значения и этапность работ

Программа обустройства, обнаружение маргинальных и некоммерческих месторождений, природный газ, объемы добычи, разработка месторождений по единой технологической схеме

В обоих случаях содержатся идентичные формулировки

7. Программа работ на год и бюджет

Предоставляется правительству накануне каждого года

8. Права и обязанности компании

Общие правила поведения, ответственность, возмещение ущерба

9. Инспекция, ведение документации и отчетность

В обоих случаях содержатся идентичные формулировки

10. Роялти

Роялти выплачивается в пользу правительства

11. Налоги

Налог на прибыль и другие действующие налоги, сборы, платежи

Заменяются разделом добытой продукции в форме возмещения затрат и получения прибыльной продукции

12. Права на активы (производственные фонды)

По согласованию с лицензиатом передаются правительству по завершении срока лицензии

Передаются правительству по мере ввоза в страну или после возмещения затрат подрядчика

13. Определение цены нефти, измерения

14. Выплата годовых арендных платежей, бонусов

15. Импорт и экспорт

16. Обеспечение потребностей внутреннего рынка

17. Бухгалтерский учет, счета и аудит

18. Наем и подготовка кадров

19. Передача прав

20. Участие государства

21. Форс-мажор

22. Разрешение споров и арбитраж

23. Другие положения

Нетрудно увидеть, что различия касаются лишь трех положений:

- права собственности на добытую продукцию, имущество и информацию;
- организационно-правового статуса инвестора;
- способа экономических и фискальных расчетов.

В развитых нефтегазодобывающих странах практически единственной формой является модернизированная концессия.

СРП разрабатывались с целью предоставления правительству принимающей страны большего контроля над операциями (иностранных) нефтяных компаний. Однако практически существенных различий по этому аспекту между СРП и современными концессиями не наблюдается: в обоих случаях иностранная фирма, берущая на себя финансовый риск, как правило, отвечает за управление неф-

тными операциями. Успех концепции СРП в развивающихся странах объясняется главным образом политическими причинами. В СРП нефтяная компания называется «подрядчиком» и имеет право лишь на часть (причем меньшую) продукции. С юридической точки зрения в СРП предусмотрено двоякое участие государства: как органа, уступающего (передающего на время) права и контролирующего нефтяные операции.

Важным преимуществом СРП, которое отмечают многие иностранные специалисты и нефтяные компании, является их адаптируемость к изменению условий освоения (см. табл. 24).

Таблица 24

Адаптируемость условий СРП
(Petroleum Investment Policies in Developing Countries. L., 1998)

Отчисления государству, связанные с	Адаптируемость отчислений государству к изменениям		
	в запасах или добыче	в затратах на освоение месторождения	в ценах на нефть и газ
добычей (роялти, раздел добычи)	хорошая	нет	нет
возмещением затрат инвестора	нет	хорошая	нет
базовой ценой («ценовой козырек»)	нет	—	хорошая
географическим положением (суша, море)	плохая	хорошая	плохая
нормой прибыли	отличная	отличная	отличная

Глава 17. Налогообложение предприятий нефтегазодобычи в федеративных государствах

Из десяти крупнейших нефтегазодобывающих государств пять имеют федеративное устройство. Всего в мире насчитывается около двух десятков государств с различными формами федеративного устройства. Среди них наиболее крупными нефтегазодобывающими странами являются США, Мексика, Канада, Венесуэла, Бразилия.

Одно из условий, определяющих характерные черты той или иной налоговой системы, — конституционная норма о праве собственности на недра и ресурсы недр. В подавляющем большинстве стран недра являются государственной собственностью, а добытые ресурсы недр могут находиться в любой форме собственности. При этом в федеративных государствах принято деление государственной собственности на государственную федеральную и государственную субъекта федерации. За редким исключением (Бразилия и некоторые другие страны), в федеративных государствах титул собственника на недра принадлежит федеративным образованиям (штат, провинция, земля и т.п.), и лишь в отношении отдельных территорий, имеющих федеральный статус, можно говорить о том, что их недра также имеют федеральный статус.

Такой режим прав собственности на недра обусловлен соответственно адресностью поступления ресурсных платежей: они поступают собственнику недр. Однако и здесь имеются страновые различия. Рассмотрим, как решается эта проблема в таких федеративных государствах, как США, где в качестве субъекта выступают штаты, Канада, где субъектами федерации являются провинции, и Германия, где субъектом федерации являются федеральные земли. Помимо этого отдельные зоны имеют статус федеральных территорий.

Наиболее близким для России примером с точки зрения государственного устройства, масштабов нефтегазового сектора и его значимости для народного хозяйства являются США. Оба государства имеют федеративное устройство, исчисляемый тысячами фонд разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений.

Принципиальное различие, которое определило основы построения налоговой системы в нефтегазодобыче, состоит в различии права собственности на недра и ресурсы недр. В США во многих штатах собственник земли является и собственником недр. Федеральное правительство прямо не принимает участия в регулировании освоения нефтегазовых месторождений. Исключения составляют зоны, относящиеся к федеральному ведению, — континентальный шельф и отдельные участки сухопутной территории (Аляска). Основные функции по регулированию налогообложения возложены на власти штатов и графств. Получателями налогов за пользование недрами являются собственники земельных участков.

Налоги и платежи за пользование недрами включаются в затраты нефтяных компаний, которые в конечном итоге учитываются на федеральном уровне при уплате корпоративных налогов.

Другим государством, опыт налогообложения предприятий нефтегазодобычи которого представляет интерес для отечественной практики, является Канада. Это федеративное государство, имеющее достаточно развитую систему нефтегазодобычи. Крупнейшими владельцами нефтегазоносных территорий являются правительства провинций Британская Колумбия, Саскачеван, Манитоба, Альберта, а также Федеральное правительство (в основном в зоне континентального арктического шельфа). Значительная часть нефтегазоносных площадей в провинции Альберта принадлежит британской короне, поэтому добываемые здесь нефть и газ облагаются так называемым королевским роялти.

Каждый из владельцев использует свою собственную систему расчета роялти, а также налоговые и организационно-правовые механизмы стимулирования поисковых работ и повышения нефтегазоотдачи при разработке месторождений.

Как и в США, одним из налоговых механизмов стимулирования эффективности разработки нефтегазовых месторождений, и в частности увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН), является деление добычи нефти и газа на «новую» и «старую». Критерием деления является устанавливаемая и периодически «сдвигаемая» дата. Продукция, добытая до этой даты, т.е. «старая», облагается по льготным ставкам. Для расчета роялти разработана система весьма сложных формул, включающих даже натуральные логарифмы, а также набор разнообразных поправочных

коэффициентов. Эта система действует уже несколько десятилетий, что подтверждает вывод о ее эффективности. Несмотря на это, столь сложная система расчета роялти в других странах неизвестна. Дальше введения фиксированной шкалы обычно никто не идет.

Для Канады характерен нейтралитет налогообложения предприятий нефтегазодобычи, позволяющий вводить многообразные и разнохарактерные льготные режимы. Так, в начале 90-х годов были введены налоговые льготы на нефть, добываемую:

- из повторно введенных в эксплуатацию скважин;
- из малопродуктивных скважин — по мере уменьшения продуктивности роялти снижается еще более быстрыми темпами, что отражает повышение эксплуатационных затрат; в результате снижения налога появляется возможность проведения дополнительных ремонтных работ в скважинах, гарантирующих поддержание добычи или даже ее увеличение; в дальнейшем предложено развитие налоговых льгот на нефть, добываемую из малопродуктивных скважин;
- за счет бурения горизонтальных отводов из старых скважин с вертикальным стволом; проходка таких горизонтальных отводов связана с большими затратами — налоговые льготы должны окупить дополнительные затраты на бурение таких отводов; уровень налоговых льгот должен определяться уровнем добычи из данной вертикальной скважины, налоговые льготы также распространяются на нефть, добываемую дополнительно не только из горизонтальных стволов, забуриваемых из ранее эксплуатируемых вертикальных скважин, но и на удлинении стволов ранее пробуренных горизонтальных скважин, при этом минимальная протяженность горизонтального ствола должна быть 100 м;
- при экспериментальных проектах разработки битуминозных песчаников;
- при реализации методов повышения нефтеотдачи; при этом заводнение не отнесено к таким методам;
- из горизонтальных скважин как мера поощрения развития новой технологии добычи нефти. Льгота действует до тех пор, пока не накоплено достаточно информации для оценки экономической эффективности проводки таких скважин.

Поэтому действующая льгота на добываемую из таких скважин нефть носит временный характер; она будет действовать до тех пор, пока не будут накоплены достаточные данные об эффективности разработки месторождений с помощью горизонтальных скважин; используется специальная методика расчета льготных коэффициентов для определения роялти за нефть, добываемую из горизонтальных скважин.

Германия с ее федеративным устройством представляет интерес для отечественного законотворчества главным образом не как добывающая страна (добыча нефти и газа ведется в относительно небольших масштабах), а как страна, имеющая одно из наиболее старых и разработанных горных законодательств.

Действующий Горный кодекс Германии был принят в 1980 г. Он ввел налоговый режим, один из наиболее благоприятных в Европе с точки зрения стимулирования инвестиций в нефтегазодобычу. В период поиска арендная плата (ренталс) не взимается. Предусмотрена, по существу, символическая плата за регистрацию разрешения на поисковые работы. В первый год после выдачи разрешения на поисковые работы она составляет 10 марок за квадратный километр. В каждый последующий год она увеличивается еще на 10 марок до максимальной ставки 50 марок. При этом в счет этого налога могут засчитываться фактические расходы на поисковые работы, в соответствующем году осуществленные на данном участке [111].

В случае начала добычи владелец лицензии обязан уплачивать ежегодно налог с открытых для горного промысла полезных ископаемых, добытых в течение соответствующего года с поля, указанного в лицензии, или добытых попутно. Это положение относится также к собственнику горного предприятия. Налог с добычи не взимается, если полезные ископаемые добываются исключительно в целях совершенствования технологии добычи и коммерчески не используются.

Налог на добычу полезных ископаемых составляет 10% рыночной стоимости. Для полезных ископаемых, не имеющих рыночной стоимости, стоимость, которая должна быть положена в основу исчисления налога на добычу, устанавливается компетентным государственным органом после заслушивания экспертных учреждений.

Оба налога уплачиваются в бюджет федеральной земли, в которой расположено месторождение. Правительствам земель предоставлено право издавать соответствующие постановления, регулирующие взимание регистрационных платежей и налога на добычу полезных ископаемых.

На физические и юридические лица может быть возложена обязанность предоставлять определенные сведения, если это необходимо для установления рыночной стоимости добытых полезных ископаемых.

Правительствам земель предоставлено право на основе принятия постановления:

- освобождать владельцев разрешений, лицензий и собственников горных предприятий от регистрационных платежей и налога на добычу определенных видов полезных ископаемых и в определенных областях;
- устанавливать для владельцев разрешений на поиски определенных видов полезных ископаемых или в определенных областях налог, размер которого отклоняется от нормативных ставок, и дифференцировать ставки (размеры) налогообложения;
- устанавливать для владельцев лицензий и собственников горных предприятий применительно к отдельным видам полезных ископаемых или к определенным областям процентную ставку или основу исчисления, отличающуюся от той, которая определена Горным кодексом Германии, если это необходимо для приведения регулирования налогообложения в соответствие с правилами, действующими при вступлении Горного кодекса Германии в силу, для защиты от нарушения экономического равновесия и сохранения конкурентоспособности предприятий, осуществляющих разведку или добычу, для обеспечения снабжения рынка сырьем, для улучшения использования месторождений и охраны прочих интересов или если полезные ископаемые используются добывающим предприятием.

При этом налоги могут повышаться не более чем в 4 раза по сравнению с установленными Горным кодексом Германии. Правительства земель вправе передавать свои полномочия в этой сфере другим учреждениям.

Компетенция федеральных земель в зоне континентального шельфа определяется по принципу равноудаленности. Регистрационный платеж и налог на добычу должны уплачиваться той земле, к территориальным водам которой примыкает поле в зоне континентального шельфа и в отношении которого имеется разрешение, лицензия или право собственности на горнодобывающее предприятие; отнесение рудного поля к территории земли определяется по принципу равноудаленности.

Окончательное урегулирование прав в зоне континентального шельфа, включая регулирование распределения налога с добычи, остается предметом специального закона.

Весьма оригинальная система налогообложения установлена в Бразилии. Налоговое законодательство этой страны в сфере нефтегазодобычи предусматривает уплату четырех видов налогов (платежей): бонуса подписания; роялти; специального участия в доходах (форма налога на сверхприбыль); ренталс [120]. Анализ системы распределения поступлений от этих налогов между федерацией (в лице Национального нефтяного агентства и других федеральных организаций), штатами и муниципиями показывает, что основная часть налогов поступает в распоряжение властей штатов и муниципий, на территориях которых расположены сами месторождения или производственные объекты по обслуживанию добычи (транспортировка продукции).

Практически полностью в распоряжение федеральных организаций поступают относительно небольшие поступления от

Таблица 25

Распределение поступлений от уплаты роялти и специального участия в доходах, %

Получатели платежей	Роялти			Специальное участие в доходах
	суша		шельф	
	минимальная ставка 5 %	поступления сверх 5 %		
Штаты	23,0	52,5	22,5	40,0
Муниципии	65,0	22,5	37,5	10,0
Федеральные организации	12,0	25,0	40,0	50,0

уплаты бонусов подписания и рента, которые расходуются на финансирование этих организаций.

Анализ распределения поступлений от роялти и так называемого специального участия в доходах показывает, что основная доля этих поступлений идет в бюджеты штатов и муниципий. При этом доля муниципий даже превышает долю штатов (см. табл. 25).

В заключение следует констатировать, что за рубежом при федеративном устройстве государства системы налогообложения добычи полезных ископаемых, в том числе нефтегазодобычи, предусматривают уплату природоресурсных платежей в пользу бюджета субъекта федерации. Это отражает общие принципы регулирования освоения полезных ископаемых, которые предусматривают предоставление субъектам федерации, в частности местным органам власти (префектурам, графствам и т.п.), широких полномочий.

Глава 18. СРП за рубежом

18.1. История возникновения и развития СРП

Упоминание в юридической литературе о возникновении такой формы отношений государства и инвестора, как СРП, относится к началу 50-х годов прошлого века и связано с Боливией [122].

Затем концепция СРП была применена в сельском хозяйстве Индонезии, а с 1966 г. стала использоваться и в нефтяной промышленности этой страны. Практически одновременно она была реализована в Перу. Соглашения, заключенные в этих странах, имея общую основу, характеризовались некоторыми отличиями в подходах к установлению пропорций деления добычи и некоторых других условий, которые в последующие годы стали широко использоваться другими государствами. Поэтому в практике использования СРП принято подразделять соглашения индонезийского и перуанского типов [138].

Основным побудительным мотивом внедрения режима СРП в этих странах стала необходимость решения проблем галопирующей инфляции. Расчеты в «натуре» «валютным товаром», каким является нефть, позволили в значительной мере получить положительный результат. Основные положения индонезийского и перуанского типов соглашений легли в основу разработки режима раздела продукции, структуры и содержания соглашений в других странах. В этом смысле интересно рассмотреть их более подробно.

Следует отметить, что в последние годы происходит процесс интеграции различных типов соглашений, формирования многофакторных систем, аккумулирующих все положительное, присущее тому или иному классическому типу. Во главу угла ставится не форма, а конечная цель — создание благоприятных условий для привлечения инвестиций и рациональной разработки национальных ресурсов. Именно под нее ведется не только разработка условий соглашений, но и развитие законодательства в этой области.

18.2. Соглашения индонезийского типа

Условия этого типа СРП были официально опубликованы национальной нефтяной компанией «Петрамина». В настоящее

время почти весь индонезийский континентальный шельф является объектом разведки американских, японских, европейских и австралийских компаний, работающих на условиях СРП. Основные условия этого типа соглашения базируются на положениях специального нефтяного Закона от 26.10.1966 г. № 44.

Позднее, в 1967 г., был опубликован закон, который регулировал взаимоотношения государственных предприятий и иностранных инвесторов. Оба эти документа очень четко определяли юридические рамки соглашения:

- «Петрамина» как представитель государства была единственным в стране владельцем горного права на разведку и разработку ресурсов углеводородов;
- «Петрамина» несла перед государством полную ответственность (техническую, финансовую, налоговую) за эффективное проведение работ;
- иностранные компании, обладающие необходимыми финансовыми и техническими средствами и практическим опытом, привлекались «Петраминой» в качестве инвесторов и имели право на возмещение стоимости своих услуг в случае открытия месторождения в виде определенной доли добытой нефти.

Общая продолжительность контрактов составляла 30 лет. Однако оговаривалось, что если в течение первых 10 лет не будет сделано коммерческое открытие, то контракт аннулируется. Тем самым устанавливался как бы ограниченный период разведки. Кроме того, определялся порядок постепенного сокращения территории, выделенной для разведки: к концу 3-го года должно было быть возвращено 15% территории и столько же к концу 6-го года; к концу 10-го года соглашения площадь не должна была превышать 15 тыс. кв. км — территорию, превышающую самые крупные нефтяные месторождения в мире.

В течение периода поиска и разведки иностранная компания была полностью ответственна за эффективную реализацию и финансирование всех необходимых работ, т. е. на нее возлагался весь разведочный риск. При этом она обязывалась ежегодно осуществлять определенный минимум капитальных вложений в течение первых шести лет.

Инвестор в качестве оператора был обязан ежегодно представлять в определенные сроки на рассмотрение «Петрамины»

программу и бюджет работ. Национальная компания могла предложить внести изменения и дополнения, которые принимались совместным соглашением. Инвестор-оператор должен был также систематически передавать «Петрамине» копии технических, геологических, геофизических, буровых документов, сообщать данные о ходе разработки месторождений. В течение периода разведки инвестор-оператор освобождался от всех налоговых обязательств, которые полностью несла «Петрамина». В типовом контракте отсутствовало определение понятия коммерческого открытия. В каждом отдельном случае оно определялось инвестором-оператором. Такое положение расценивалось как весьма существенный недостаток этого типа соглашения.

В случае коммерческого открытия инвестор-оператор обязывался своими техническими и финансовыми средствами осуществлять все работы по разработке месторождения, относя свои расходы на счет «Петрамины», которая затем возмещала их в форме передачи инвестору-оператору определенной доли добытой нефти.

Добытая нефть начиная с момента регулярной эксплуатации делилась между инвестором-оператором и «Петраминой» следующим образом:

- инвестор-оператор имел право забрать максимум до 40% годового объема добычи для покрытия текущих издержек по добыче, а также произведенных капвложений в разведку и разработку месторождения;
- оставшаяся часть (минимум 60% добытой нефти) делилась между «Петраминой» и инвестором-оператором в пропорции 65:35.

В различных контрактах эта пропорция была различной. Соотношение 65:35 принималось для концессий с добычей менее 100 тыс. баррелей в сутки (около 5 млн т в год); при более высоком уровне добычи нефть делилась в пропорции 67,5:32,5. В более поздних контрактах, например в соглашении с австрийской компанией «Пека ойл», применялось соотношение 73,75:26,25, в некоторых других контрактах — 70:30. Эти пропорции в конечном итоге зависели от изменения налоговых ставок и мировых цен на нефть.

Инвестор-оператор обязан был производить реализацию всей добытой нефти, но «Петрамина» могла, если сочтет необходи-

мым, получить в натуре свою долю полностью или частично, но в этом случае условия должны были быть согласованы с инвестором-оператором за 120 дней до начала квартала. Одной из основных проблем, возникавших при реализации условий рассматриваемого типа СРП, являлось установление цены нефти, на которой базировались:

- определение денежной стоимости годовой суммы возмещения производственных эксплуатационных и капитальных затрат;
- оценка сумм, принадлежащих «Петраmine», если коммерциализацию ее доли нефти ведет инвестор-оператор.

В обычных условиях реальные расчетные цены устанавливались «Петраминой», исходя из цен нефти на Северной Суматре и стоимости средневосточной нефти СИФ — Япония, и представлялись на согласование инвестору-оператору. Эти цены представляли собой определенную разновидность официальных цен реализации. В случае если оператор реализовывал нефть, принадлежащую «Петраmine», он мог вычесть из установленной цены ФОБ комиссионный куртаж, но только в случае реализации вне рамок заключенных ранее договоров (т.е. при случайных продажах). Инвестор-оператор из своей квоты добычи обязан был удовлетворить в первую очередь национальные потребности в нефти пропорционально доле своей добычи в стране. Однако эта величина не могла превышать 25% его квоты. Цена сырой нефти, продаваемой для внутреннего потребителя, устанавливалась выше текущих цен на 0,20 долл. /барр. (около 10%).

В случае открытия ресурсов природного и попутного газа он мог быть оставлен в пласте, сожжен и закачан обратно, если его добыча была нерентабельна. Во всех остальных случаях к газу применялись те же правила, что и для нефти. «Петрамина» оставляла за собой право эксплуатировать на свой страх и риск месторождения, признанные инвестором-оператором нерентабельными. С юридической точки зрения инвестор-оператор должен был выплачивать подоходный налог, но часть сырой нефти, которую оставляла себе «Петрамина» (65 или 67,5%), включала величину, соответствующую индонезийскому налогу на прибыль инвестора-оператора. Исходя из этого, стоимость части добычи, передаваемой оператору (32,5–35,0%), соответствовала его чистой прибыли после выплаты налога.

Таким образом, инвестор-оператор фактически освобождался от процедуры уплаты налогов и получал свою чистую прибыль в виде выручки от реализации своей квоты части добытой нефти. Это одно из важнейших и принципиальных положений рассматриваемого типа соглашений. Вместе с тем инвестор-оператор обязан был выплачивать «Петрамине» прогрессивный бонус — 5 млн долл. с момента, когда добыча превысит 50 тыс. барр./сут., в течение 120 дней подряд; по 5 млн долл. с момента, когда добыча превысит соответственно 200 и 300 тыс. барр./сут. Этот бонус не компенсировался.

Как и роялти, все виды бонусов рассматривались как расходы компаний до выплаты налогов; таким образом, реально они несли расходы, соответствующие их ставке, умноженной на процент чистой прибыли, получаемой компанией по действующей системе налогообложения.

В ряде случаев в момент подписания контракта инвестор-оператор выплачивал «Петрамине» специальную премию, величина которой была сравнительно небольшой (около 250 тыс. долл.). В типовом контракте этот вид налога не фигурировал.

Необходимо отметить, что СРП представляло довольно оригинальный случай, выражающий усилия, направленные на упрощение административно-экономических отношений между иностранной компанией и государством в лице национальной нефтяной государственной компании. В частности, не было почвы для фискальных инцидентов. Кроме того, была четко определена роль каждого партнера:

- национальная нефтяная государственная компания являлась единственным владельцем горного права и собственником месторождения со всеми расположенными на нем объектами обустройства;
- иностранный партнер являлся только оператором, производящим работы и несущим все расходы по разведке и добыче, которые возмещались в случае открытия нефтяного месторождения; причем на возмещение шла меньшая доля добытой нефти, которой инвестор-оператор имел право практически свободно распоряжаться.

С чисто экономических позиций выгода этого типа соглашения для каждого из партнеров зависела от уровня используемой расчетной цены за нефть, поскольку она определяла пропорции

деления добываемой нефти, особенно если она полностью реализовалась инвестором-оператором, а также продолжительностью возмещения (окупаемости) капвложений.

В индонезийской практике выделяется уже четыре поколения СРП, основные положения которых можно суммировать следующим образом.

Первое поколение (1966 г.) характеризовалось введением лимита компенсационной продукции, разделом прибыльной продукции между государством и инвестором в пропорции соответственно 65:35, налог на прибыль самостоятельно не взимался, считалось, что он учтен разделом прибыльной продукции.

Второе поколение СРП (1976 г.) характеризовалось отказом от лимитирования компенсационной продукции, введением амортизации, срок которой составлял по категориям основных фондов 10 и 14 лет, раздел прибыльной продукции в пропорции 85:15 между государством и инвестором, считалось, что налог на прибыль учтен государственной долей, введен инвестиционный кредит, через пять лет добычи обязательство продажи 25% объема государству со скидкой к цене порядка 1%. Инвестиционный кредит (аналог апlifта) представляет собой разовую компенсацию потерь инвестора вследствие задержки возмещения ранее понесенных затрат. Он относится к категории возмещаемых затрат, но не уменьшает налогооблагаемую базу при расчете налога на прибыль. Инвестиционный кредит распространялся, как правило, на так называемые ошутимые (*tengeble*) капитальные вложения.

Третье поколение СРП (1984 г.) характеризовалось практически отказом от лимитирования компенсационной продукции; установлением инвестиционного кредита в размере 17 от 50% невозмещенной суммы амортизируемых основных фондов; ставкой налога на прибыль в размере 48%; срок амортизации 7 лет для нефтяных и 14 лет для газовых месторождений; раздел прибыльной продукции между государством и инвестором в пропорции 71,1538:28,8462.

Четвертое поколение СРП — с 1989 г. по настоящее время — характеризуется отказом лимитирования компенсационной продукции; введением инвестиционного кредита в размере 17% к 50% сумме амортизируемых основных фондов, а для морских месторождений — апlifт в размере 110% капвложений; срок амор-

тизации 5 лет по методу убывающего баланса (первый год — 25%, второй — 25% от остатка — 75%, т.е. 18,75%, третий год — соответственно 14,0% (56,25-0,25) и т.д.); продажа с 6-го года 25% добытой нефти на внутреннем рынке со скидкой в 10% цены; раздел нефти между государством и инвестором в пропорции 80:20 [97].

18.3. Соглашения перуанского типа

Опыт Перу представляет интерес как с точки зрения эволюции нефтяного законодательства, так и с точки зрения изучения применения оригинальных видов нефтяных контрактов. В 1934 г. в Перу была создана фирма ЕПФ, одно из старейших государственных национальных нефтяных предприятий. Однако вплоть до 1967 г. добыча нефти в стране продолжала контролироваться в основном иностранными (североамериканскими) компаниями, которые полностью игнорировали интересы развития перуанской экономики. Наиболее острый конфликт возник между государством и международными компаниями группы ЭССО, которые разрабатывали крупнейшие нефтяные месторождения страны — Брека и Перинас. Государство разрешило конфликт, приняв 26 июня 1967 г. Закон о национализации, и осуществило в октябре 1968 г. полную экспроприацию активов группы ЭССО. В 1969 г. на базе ЕПФ была создана национальная нефтяная компания «Петроперу». Начался новый этап в нефтяной политике страны. Старые концессионные соглашения были отменены, и иностранные компании получили возможность работать в стране на условиях контрактов типа «продакшн шеринг». Вследствие благоприятных открытий в этот период в бассейне Амазонки иностранные нефтяные компании проявили большой интерес к этому району. В результате уже в 1971 г. около 20 компаний запросили разрешение на проведение поисково-разведочных работ. В последующие годы число фирм несколько сократилось, так как не было крупных открытий. Введенное в действие новое нефтяное законодательство разрешало предоставлять право собственности в области углеводородов только компании «Петроперу», которая могла привлекать иностранных партнеров на условиях СРП. Перуанский тип этого вида контракта характеризовался

введением ряда дополнительных упрощений по сравнению с индонезийским.

Контракты этого типа были заключены с компаниями «Оксидентал», «Теннеко», БП, «Филипс», позднее с «Испанойл» и группой японских компаний.

Условия контрактов были в основном идентичны, различия касались пропорций деления добычи, которые колебались в зависимости от уровня добычи (компания «Петроперу»):

- 50:50 при добыче ниже 100 тыс. барр./сут.;
- 49:51 при добыче от 100 до 200 тыс. барр./сут.;
- 48:52 при добыче свыше 200 тыс. барр./сут.

Основные положения контрактов были следующие. «Петроперу» поручала иностранной компании проводить все работы по разведке и добыче в выделенной зоне в течение 35 лет. Однако если в течение первых 6 лет не будет сделано открытие, контракт аннулировался. Компания, называемая контрактантом (оператор), обязывалась проводить все необходимые работы на стадии разведки и добычи, она же брала на себя финансирование всех операций и связанный с этим разведочный риск, т.е. несла полную ответственность за эффективность проводимых работ. Для периода разведки устанавливалась минимальная программа работ:

- работы должны быть начаты в течение 6 месяцев после подписания контракта;
- все необходимые геологические (поверхностные) и геофизические исследования должны были быть закончены в течение первых 30 месяцев;
- буровые работы должны были быть начаты до истечения 30-го месяца действия контракта, и в период с 30-го до 48-го месяца должно было быть закончено не менее трех разведочных скважин и еще три до 54-го месяца, если зона оценивалась как перспективная. При этом было установлено, что каждая скважина должна достичь определенной глубины для гарантии вскрытия перспективного нефтепродуктивного горизонта;
- дополнительной программой бурения предусматривалось с 54-го по 84-й месяц бурить каждые пять месяцев по одной скважине.

К концу 7-го года первоначальная площадь уменьшалась на 50%. В указанной выше программе никакие финансовые расходы

не фиксировались, но оператор должен был предоставлять «Петроперу» банковские гарантии на сумму, соответствующую стоимости выполнения предусмотренных работ.

Оператор мог отказаться от продолжения работ, но, если он это делал до истечения 4-го года, он вносил «Петроперу» разницу между стоимостью, которую он должен был инвестировать в течение четырех лет, и фактически сделанными капвложениями. Оценка коммерческого характера открытия являлась компетенцией оператора, который принимал решение, вести разработку открытого месторождения или нет, учитывая количество и качество нефти, глубину залегания и местоположение месторождения, капвложения, необходимые для ввода его в разработку, и, наконец, ожидаемые цены реализации добытой нефти.

В течение периода разведки оператор систематически представлял «Петроперу» всю геолого-техническую информацию, необходимую для осуществления контроля за ходом проведения работ. «Петроперу», в свою очередь, в качестве владельца горного права направляла компетентным государственным органам соответствующие геолого-технические и финансовые отчеты, предусмотренные законом. В случае коммерческого открытия оператор обязан был осуществить техническое и финансовое обеспечение продолжения разведки и ввода месторождения в эксплуатацию.

С момента начала разработки месторождения добытая нефть делилась между «Петроперу» и оператором следующим образом:

- оператор получал в виде компенсации стоимости своих услуг (технических и финансовых) до 50% добытой нефти в натуре, а также часть добытой нефти, соответствующую по стоимости налогам, которые он должен выплатить перуанскому государству; эта часть удерживалась «Петроперу», которая несла в конечном итоге все налоговые обязательства перед государством;
- оставшуюся часть добычи получала «Петроперу».

В амазонской зоне были установлены следующие ставки подоходного налога, %:

- 25 в течение первых 10 лет;
- 35 в течение следующих 15 лет;
- 50 в последующие годы.

Нужно отметить, что оператор нес все расходы по хранению и транспортировке нефти между месторождением и пунктом под-

ключения его к магистральному нефтепроводу и включал их при расчете объема добычи, получаемой им в качестве компенсации за свои услуги. Неиспользуемый газ мог быть сожжен или закачан в пласт. Если оператор признавал целесообразной его коммерческую добычу, газ делился на тех же условиях, что и сырая нефть. «Петроперу» могла, в свою очередь, осуществлять добычу газа самостоятельно, если оператор решил его сжигать. «Петроперу» располагала преимущественным правом покупки у оператора его доли добычи для удовлетворения национальной потребности. Фактическая величина такой покупки рассчитывалась пропорционально доле добычи компании во всей добыче по стране. В этом случае расчетная цена устанавливалась в национальной валюте по взаимному соглашению между партнерами. При этом принималось во внимание качество и местоположение месторождения. Если возникшие разногласия по вопросам установления уровня цен не удавалось преодолеть в процессе переговоров, государство могло принять решение о передаче права собственности.

Оператор обязан был вносить в Центральный банк Перу суммы иностранной валюты, полученные от экспорта своей части добычи. При этом ему гарантировалась свобода распоряжаться валютой для оплаты следующих операций: оплата технических услуг за границей, погашение и уплата процентов за предоставленный кредит и авансы прибыли в результате эксплуатации. В случае если для эвакуации добытой нефти признавалось целесообразным строительство нефтепровода, оператор должен был получить на это согласие «Петроперу», которая могла взять на себя до 50% участия в его реализации. В этом случае каждый из партнеров финансировал свою долю общей стоимости работ, и в течение 15 лет трубопровод представлял собой общую собственность «Петроперу» и оператора. Цена транспортировки в этот период принималась равной себестоимости перекачки, включая амортизацию (срок амортизации принят за 15 лет). Начиная с 16-го года трубопровод переходил в полную собственность «Петроперу», которая устанавливала транспортный тариф, равный себестоимости перекачки плюс 10%. При этом оператор получал от «Петроперу» компенсацию в виде сырой нефти за его долю финансирования в строительстве трубопровода.

Перуанский тип СРП проще по сравнению с индонезийским, поскольку цена продажи сырой нефти не являлась основным

параметром контракта и все финансово-налоговые расчеты значительно упрощались. Признано, что это наиболее простой тип контракта в мировой нефтяной практике.

18.4. Другие примеры СПП («прямой раздел»)

Малайзия приняла в 1974 г. индонезийскую систему с делением добычи 65:35 и до 40% в качестве возмещения за капвложения и текущие расходы. Филиппины приняли несколько другие пропорции: 60:40 и до 70%; продолжительность контракта большая, чем в Индонезии: период разведки — 10 лет и период эксплуатации — 25 лет с продлением еще на 15 лет.

Контракты этого типа были подписаны и в других странах, например в Индии. Индонезийский тип контракта с некоторыми изменениями был применен в Египте. Период разведки был определен в 8 лет с обязательством возврата 40% первоначальной территории к концу 4-го года и еще 30% к концу 6-го года. Период добычи — 20 лет с возможным продлением на 10 лет. Оператор имел право получать ежегодно до 40% общей добычи для покрытия текущих расходов и капвложений. В случае если необходимая сумма превышала 40%, разница должна была оплачиваться национальной компанией ЕЖПС в соответствии с международными ценами. Оставшаяся добыча делилась, %:

- 70 для ЕЖПС при добыче до 150 тыс. барр./сут.;
- 72,5 при добыче от 150 до 200 тыс. барр./сут.;
- 73, если добыча выше 200 тыс. барр./сут.

Для морских месторождений при глубине воды более 200 м добыча делилась в пропорции 65:35. Кроме того, оператор выплачивал разведочный бонус при подписании контракта и эксплуатационный бонус, зависящий от ожидаемого уровня добычи. Например, в контракте с «Мобил» они составили соответственно 2,5 и 6 млн долл. Позднее был заключен аналогичный контракт, но с другими, более высокими ставками, поскольку мировые цены в этот период резко возросли.

На возмещение текущих расходов и капвложений выделялось до 40% добычи, при этом капвложения в разведку амортизировались в течение 5, а в добычу — в течение 10 лет; оставшаяся добыча делилась между государством и оператором в пропорции 80:20.

При подписании контракта был выплачен разовый бонус в размере 3 млн долл., а также установлен прогрессивный бонус в зависимости от размеров открытого месторождения (бонус запасов), долл.:

- 500 тыс. для запасов 50 млн барр. (8 млн куб. м);
- 700 тыс. для запасов 75 млн барр. (12 млн куб. м);
- 800 тыс. для запасов 100 млн барр. (16 млн куб. м).

Кроме того, был установлен прогрессивный бонус добычи, долл.:

- 1,0 млн при добыче 50 тыс. барр./сут.;
- 1,2 млн при добыче 100 тыс. барр./сут.;
- 1,5 млн при добыче 200 тыс. барр./сут.

Открытые ресурсы газа передаются полностью государству безвозмездно.

В отечественной литературе этот тип СРП известен как «прямой раздел продукции».

С 1974 г. и до настоящего времени Ливия использует этот тип контракта для привлечения иностранных компаний для разведки новых районов. Подписаны контракты с рядом американских, английских, французских и других крупных фирм. Длительность контрактов — 35 лет, включая 5-летний разведочный период. Добыча делится: на морских месторождениях — 81:19, на суше — 85:15. Расходы на разведку не амортизируются. В случае коммерческого открытия применяется оригинальная система финансирования: на суше Ливия финансирует 85% капвложений, которые будут возмещаться в течение 20 лет с момента добычи 80 млн барр. или после 3 лет эксплуатации; на море Ливия финансирует 50% стоимости капвложений с той же системой возмещения (погашения), что и на суше. Необходимо отметить, что это первый пример в мировой нефтяной практике, когда государство брало на себя основную долю в финансировании операций.

После снижения деловой активности в нефтяной промышленности, вызванного падением цен в 1986 г., правительство Египта с целью стимулирования разведки новых месторождений нефти и газа в 1987 г. пересмотрело условия соглашения типа «продакшн шеринг», сделав их более привлекательными для компаний. Согласно новому законодательству иностранные компании принимали на себя все риски, связанные с поисково-разведочными работами. В случае обнаружения промышленных запасов нефти и

газа 30% их добычи на суше и 40% — на шельфе поступало в распоряжение компании для покрытия расходов на разведку и разработку месторождения. По условиям контрактов, если фактические расходы превышали указанный процент, дополнительные затраты относились на счет государственной национальной компании «Иджипсин дженерал петролеум корпорейшн» (ИДПК). В отдельных случаях предусматривались переговоры для определения пропорций, в которых указанные затраты должны были быть разделены между сторонами. После покрытия затрат на разведку и разработку оставшаяся часть нефти делилась в соотношении от 60:40 до 90:10 в пользу ИДПК. Основой для установления пропорции являлась главным образом продуктивность месторождения, а также условия его освоения (суша или море, глубина скважин и т. п.). Предусматривалась также выплата бонуса, размер которого устанавливался в каждом отдельном случае. По действующему законодательству иностранные фирмы могут выбирать пропорции раздела произведенной продукции из пяти вариантов, в зависимости от уровня добычи, объема инвестиций и размера ожидаемых прибылей.

Новыми условиями соглашений о разведке и разработке газовых месторождений предусматривалось, что египетская сторона, прилагая усилия, направленные на изыскание рынков сбыта газа, выбирает или оплачивает 75% контрактного количества газа. При этом цены на газ привязываются к ценам на мазут в портах Средиземного моря (с учетом тепловодной способности газа). Формула цены предусматривала скидку в размере 15% (для газа — 5%). Компаниям гарантировался такой же порядок распределения прибыли и возмещения расходов на разведку и разработку, как и при добыче нефти. Эти условия были согласованы в виде дополнений к действующим контрактам или же включены в текст новых соглашений. В 80-х — начале 90-х годов в Египте было заключено более 100 СРП примерно с 50 иностранными компаниями.

18.5. Элементы налогового режима СРП

18.5.1. Основные элементы налогового режима СРП

Разновидности СРП не поддаются учету. Они имеют свои модификации не только в страновом разрезе, но и внутри отдельных

государств они различаются в зависимости от местоположения участка недр (море, суша), вида природных ресурсов (нефть, газ), величины и продуктивности месторождений и многих других факторов. Поэтому анализ и обобщение практики использования СРП в мировой нефтегазодобыче целесообразно проводить по основным элементам СРП, являющимся общими и характерными именно для этой формы соглашений. Таких элементов всего три:

- возмещение затрат;
- распределение продукции;
- налогообложение.

Все остальные элементы соглашения, такие, как участие государства, срок действия, порядок ведения работ, выбор инвестора и др., в принципе идентичны для любых видов соглашений об освоении нефтегазовых ресурсов.

Вся система СРП базируется на праве государственной собственности на добытую продукцию до точки ее раздела, после чего часть остается в собственности государства, а часть получает инвестор для компенсации своих затрат и образования своей прибыли. При этом различные государства по-разному подходят к форме и процедуре реализации этого права, особенно при заключении соглашения.

18.5.2. Заключение СРП

СРП реализуется обычно через посредство национальной нефтяной компании (ННК). Внешне это создает условия для более действенного и полного контроля за деятельностью иностранных инвесторов. Практически же СРП осуществляются самими инвесторами, которые берут на себя все геологические и экономические риски.

Государство обычно передает свое право на распоряжение национальными ресурсами национальной нефтяной компании, которая в соответствии с континентальным правом выступает в качестве цессионария (правопреемника по закону).

При заключении СРП государство может либо создать совместное предприятие (СП), либо зарезервировать себе опцион (принудительное право, реализуемое исключительно по желанию его владельца) последующего создания СП.

Участие государства в СРП посредством создания СП встречается достаточно редко, поскольку в этом случае все участники

СП в той или иной мере несут начальные риски до открытия месторождения. Такие примеры известны в Китае и Индонезии. В Индонезии ННК «Петрамина» имела 50%-ную долю участия в СРП совместно с компаниями «Эксон», «Мобил», «Калтекс» и др. Это обеспечивало «Петрамине» в СП равные права с иностранными партнерами.

При наличии опциона государство, не участвуя в риске открытия месторождения, имеет право на получение в реализуемом СРП определенной, часто мажоритарной доли участия.

При заключении СРП государство выступает в качестве одной из сторон соглашения в лице либо правительства, либо того или иного органа исполнительной власти (министерства, департамента). При этом в ряде стран (Азербайджан, Египет), правда достаточно редко, соглашение подлежит последующей ратификации.

В табл. 26 по ряду стран, активно использующих режим СРП, приведен порядок заключения соглашений.

В этом плане аналогичное положение российского законодательства в отношении заключения СРП, например на континентальном шельфе, вызвавшее очень большую дискуссию, в принципе не является чем-то особенным, чисто российским явлением. В Азербайджане таким образом уже ратифицировано около 15 соглашений, и никаких особых проблем это не вызывает. Более того, СРП, приобретая силу (статус) закона и тем самым повышая степень гарантии стабильности условий, становятся более привлекательными для инвестора. А это позволяет государству устанавливать более жесткие условия раздела продукции, увеличивая свою долю в общем доходе от освоения месторождения.

В большинстве стран, использующих СРП, нет специального законодательства типа российского Федерального закона «О СРП». Законодательная база их функционирования построена на положениях национальных законов о недрах, законодательстве об иностранных инвестициях и инвестиционной деятельности, а также на отдельных актах, регулирующих ту или иную специфическую деятельность. В ряде стран (Китай, Индонезия, Казахстан и др.) в качестве нормативного акта используется модельное соглашение. Это позволяет более целенаправленно проводить переговоры, контролировать соблюдение государственных интересов при определении условий соглашений. В табл. 27 приведена до-

Таблица 26

Порядок заключения СРП в основных нефтедобывающих странах мира

Страна	Правопреемник по закону (цедент)*	Утверждение органом исполнительной власти	Законодательное утверждение
Азербайджан	ННК (ГНКАР)	Правительство	Ратификация парламентом
Алжир	ННК «Сонатрак»	Постановление Совета министров	
Ангола	ННК «Сонангол»	Постановление Совета министров или министра нефти	
Египет	ННК (ЕГНК)	Министерство нефти	Ратификация парламентом
Индия	Министерство нефти и газа	Министерство нефти и газа	
Индонезия	ННК «Петрамина»	Генеральный директорат нефти и газа от имени Министерства угля и энергетики	
Ливия	Секретариат нефтяной	Народный комитет	
Казахстан	ННК «Казахойл»	Правительство	
Китай	ННК суши ННК моря	Министерство внешней торговли и экономического сотрудничества	
Малайзия	ННК «Петронас»		
Нигерия	ННК (НННК)	МНМР** путем выдачи лицензии	
Оман	МНМР	МНМР	
Сирия	ННК (СНК)	МНМР	

* Ресурсы недр являются государственной собственностью.

** МНМР – Министерство нефти и минеральных ресурсов.

Примечание. Использованы материалы компании «Петроконсалтинг».

статочно типичная для зарубежной практики схема основных элементов (статей, разделов) соглашений и порядок проведения по ним переговоров.

Таблица 27

Схема основных элементов СРП

Раздел соглашения	Регулируется национальным законодательством	Устанавливается в результате переговоров
Организация работ	Государственное участие Передача прав собственности на недра, добытую продукцию, имущество, информацию Срок действия	Программа работ Условия возврата участков Порядок ликвидации Минимальные и максимальные обязательства
Критерии раздела продукции, ставки налогов	Роялти Налог на прибыль Внутренние обязательства	

18.5.3. Возмещение затрат

Концепция возмещения затрат, как отмечалось, зародилась в Индонезии. В СРП устанавливается обычно лимит добытой продукции (кост-стоп), направляемый на эти цели. Величина ставки колеблется от 20–40 (Сирия, Вьетнам, Нигерия, Египет) до 60–80 и даже 100% (Австралия, Колумбия, Конго, Индия). Ставка исчисляется либо от всего объема добытой продукции, либо от ее величины за минусом роялти, если его взимание предусмотрено законодательством или условиями соглашения.

Указанный лимит (кост-стоп) может устанавливаться в виде процентов среднесуточной месячной добычи. В отдельных СРП применялась гибкая шкала: ставка менялась в зависимости от объема добычи (Вьетнам, Сирия), района проведения работ (Мальта) и т.п.

Своеобразный подход применяется в Ливии. Прямое целенаправленное возмещение вообще не предусматривается, что компенсируется увеличением доли добытой продукции, передаваемой инвестору. Вся добытая продукция рассматривается как прибыльная, т. е. выделенная доля продукции должна не только компенсировать затраты инвестора, но и принести определенную прибыль.

В соглашении четко определяется перечень элементов возмещаемых затрат. Помимо текущих эксплуатационных расходов и понесенных капитальных вложений в ряде контрактов компенсировались уплаченные проценты по кредитам (обычно с ограничениями, перенос невозмещенных затрат с начислением процентов, аплифт и т.п.). Известны СРП, где лимит на компенсацию затрат предусматривался в отношении текущих расходов. Возмещение произведенных капитальных вложений осуществлялось в форме амортизации, срок которой определялся в соглашении. Он составлял обычно четыре-пять лет. Когда подлежащие возмещению расходы становятся меньше установленного лимита, оставшаяся часть обычно автоматически превращается в прибыльную продукцию, подлежащую последующему разделу между государством и инвестором. Исключения представляют контракты, заключенные Египтом в конце 80-х — начале 90-х годов. Часть добытой продукции, оставшаяся невостребованной в период, когда первоначальные капитальные вложения уже погашены, рассматривается как доход государства и разделу не подлежит.

18.5.4. Распределение прибыльной продукции и налоги

Распределение прибыльной продукции между ННК и государством может осуществляться как по фиксированным ставкам, так и по гибкой шкале, меняющейся в зависимости от объема суточной или накопленной добычи или рентабельности соглашения. Соотношения раздела меняются по странам в относительно широких пределах — от 78:22 до 84:16 в Малайзии; от 62:38 до 80:20 во Вьетнаме. Различные шкалы установлены для суши и моря, нефти и газа и т.п.

В 80-х годах начал применяться и постепенно стал всеобщим принцип построения шкалы в зависимости от рентабельности освоения месторождения.

Обычно нефтяные компании из своей доли прибыльной продукции уплачивают налог на доходы корпораций, ставка которого колеблется по странам в широких пределах. Установленный ОПЕК в 70-х годах 85%-ный подоходный налог для концессионных соглашений к СРП не применялся. Более того, как уже отмечалось, Ливия, например, вообще не взимает налоги, но зато добытую продукцию делит между государством и инвестором в соотношении 85:15 для суши и 81:19 для моря. В ряде

стран налог за инвестора уплачивает ННК принимающей стороны.

Своеобразная ситуация, ознаменовавшаяся внедрением так называемых СРП второго поколения, сложилась в Индонезии. Американские компании, работающие за границей, обычно уплачивают там подоходный налог, который им засчитывался в США. В Индонезии фактически налог уплачивала ННК «Петрамина», а иностранная нефтяная компания получала квитанцию о якобы уплаченном ею подоходном налоге, которая являлась основанием для получения зачета этого «платежа» при расчете подоходного налога, взимаемого в США. В 1976 г. Министерство финансов США запретило такую форму зачета. Индонезия вынуждена была пересмотреть условия ранее заключенных соглашений. Она снизила свою долю в СРП с 85 до примерно 65%, но при этом ввела прямой подоходный налог, который уплачивала нефтяная компания. Ставка налога достигала 56%. В результате фактическое окончательное распределение прибыльной продукции сохранилось. В 1983 г. Минфин США пересмотрел свою позицию и специальным решением для компании «Амоко», работавшей в Египте, разрешил применение зачета при уплате подоходного налога подрядчика принимающей стороной из своей доли добычи.

При установлении налогового режима в СРП очень важным условием, как отмечалось, является наличие или отсутствие соглашения об избежании двойного налогообложения между принимающей стороной и стороной происхождения инвестора. Такое соглашение обычно предусматривает возможность зачета не прямо уплаченных сумм подоходного налога, а сумм, рассчитанных в соответствии с методологией расчета налога на прибыль в стране происхождения инвестора. Соглашение об избежании двойного налогообложения обычно касается только налога на прибыль. Так, уплаченное американскими компаниями за рубежом роялти в США в зачет не принимается.

Установление шкалы раздела в зависимости от накопленной добычи, рентабельности (IRR, R-фактор и т.п.) преследовало цель придать ей гибкость в изъятии сверхприбыли.

Придание гибкости СРП достигалось введением скользящих шкал при расчете:

- роялти;
- лимита компенсационной продукции;

- раздела прибыльной продукции;
- ставок налогов.

Факторы, определяющие различия ставок в скользящих шкалах:

- объем добычи;
- величина накопленной добычи;
- цены на нефть;
- вид добываемой продукции (нефть, газ);
- норма прибыли;
- глубина моря для морских месторождений;
- местоположение месторождения (суша, море) и др.

Целью создания механизма гибкого реагирования СРП на изменения различных факторов является обеспечение интересов обеих сторон соглашения, создание приемлемых условий для освоения как высокорентабельных, так и мало- и среднерентабельных месторождений.

18.6. Особенности «газовых» СРП

Освоение газовых месторождений в мире, как правило, значительно удаленных от районов потребления, менее рентабельно, чем нефтяных, а риски, сопряженные с этим, выше. Учитывая это, государство, для того чтобы поддержать заинтересованность инвестора, выделяет ему гораздо большую долю добытой продукции.

В Индонезии, например, для газовых месторождений структура раздела практически обратная по сравнению с нефтяными, т.е. основную долю продукции получает не государство, а инвестор.

В ряде случаев государство с целью заинтересовать инвестора, уже имея определенную долю в соглашении, отказывается от части своей доли в пользу инвестора при разделе продукции.

Параметры раздела могут быть различными для участков недр в рамках одного и того же СРП или меняться в зависимости от динамики объектов добычи. Так, в некоторых азиатских странах с падением добычи устанавливается соглашение в пользу инвестора, а с ростом добычи — в пользу государства. Подобная система призвана учитывать высокие начальные затраты при разработке

газовых месторождений. Она предусматривает гибкую схему раздела: в пользу инвестора для маргинальных месторождений и в пользу государства для более рентабельных.

У «газовых» СРП имеются особенности, обусловленные чисто технологическими особенностями освоения газовых месторождений. Главная из них — жесткая связь с системой транспорта. Это либо магистральный транспорт, либо танкерный транспорт сжиженного газа. И в том, и в другом случае оговаривается жесткая связь начала действия соглашения с возможностями подготовки потребителей к приему газа. Вторая проблема — долгосрочные связи инвестора и потребителей газа. И, наконец, третья особенность — взаимосвязь месторождения с системой эвакуации продукции. Хотя последняя чаще всего не входит в систему СРП, она оказывает на нее, пожалуй, определяющее влияние, особенно на экономические параметры.

Глава 19. Налогообложение нефтегазодобычи в странах СНГ

19.1. Системы налогообложения нефтегазодобычи

19.1.1. Общий налоговый режим

Налогообложение нефтегазодобычи в странах СНГ по аналогии с российской и мировой практикой регулируется, с одной стороны, общим налоговым законодательством, определяющим порядок уплаты налога на прибыль, НДС, платежей социального характера, таможенных пошлин и т.п., а с другой — обычно специальным законом о недрах, в который включается раздел о платежах за пользование недрами.

В качестве специфических налоговых механизмов, позволяющих учитывать горно-геологические и организационно-правовые особенности процесса освоения ресурсов углеводородов, используются ставки налогов и платежей природоресурсного характера, в первую очередь таких, как рента и роялти, и, во-вторых, введение налоговых льгот, позволяющих стимулировать усилия недропользователя, направленные на поиск новых месторождений, увеличение коэффициента нефтеотдачи, освоение трудноизвлекаемых запасов и низкодебитных месторождений.

В последние годы, так же как в России, в странах СНГ наметилась тенденция сосредоточения всех налогов, в том числе за пользование недрами, в общем налоговом кодексе (Казахстан) или специальных законах о налогообложении предприятий недропользования (Азербайджан — Закон «О горном налоге»). В этих случаях в законах о недрах и недропользовании в перечне принципов недропользования встречается только упоминание о том, что недропользование является платным.

Анализ законодательства о недропользовании показывает, что во всех странах, где оно распространяется и на налогообложение, используется тот или иной набор широко применяющихся в мире природоресурсных платежей, состоящий из платежей за право на проведение поисковых работ (рента), за право добычи полезных ископаемых (роялти) и различных бонусов — платежей организационного характера (за участие в торгах, выдачу лицензии) и некоторых других (отчисления на воспроизводство минераль-

но-сырьевой базы, платежа за пользование акваторией и участками морского дна и т.п.).

В ряде стран законодательство о недрах и недропользовании не содержит норм, регулирующих налогообложение предприятий недропользования. Это, в частности, имеет место в Указе Президента Республики Казахстан от 26.01.1996 г. № 2828 «О недрах и недропользовании» (в ред. от 11.08.1999 г.), а также в Законе Республики Азербайджан от 13.02.1998 г. № 439-Г «О недрах». В этих законах содержатся лишь нормы, устанавливающие принцип платного недропользования.

В системе налогообложения в самостоятельный блок выделяется законодательство о соглашениях о разделе продукции и о концессиях.

Государственное регулирование заключения, исполнения и контроля за исполнением СРП осуществляется либо на основе специальных законов (Украина, Узбекистан), либо в форме утверждения текста соглашения специальным законом (Азербайджан) или постановлением правительства (Казахстан).

В Азербайджане и Казахстане условия раздела продукции разрабатываются на базе примерных (модельных) контрактов (Казахстан) или сложившейся практики (Азербайджан). В основном они аналогичны порядку, применяемому в других странах, в том числе и в России.

Концессионный режим в недропользовании на законодательном уровне введен в Казахстане (Закон Республики Казахстан «О концессиях в Республике Казахстан» от 23.12.1991 г. № 1021-ХІІ), Кыргызстане (Закон Республики Кыргызстан «О концессиях и иностранных концессионных предприятиях в Республике Кыргызстан» от 06.03.1992 г.) и Молдове (Закон Республики Молдова «О концессиях» от 13.07.1995 г. № 534-ХІІІ).

В отличие от российского законопроекта о концессиях законы перечисленных стран устанавливают специфические системы налогообложения, содержащие перечни общих и специфических налогов и платежей, порядок и условия их взимания. Установление конкретных ставок является предметом каждого отдельного соглашения.

Примерами законодательных актов, специально регулирующих нефтегазодобычу, являются имеющий силу закона Указ Президента Республики Казахстан «О нефти» (1995 г.), а также Закон

Республики Туркменистан «Об углеводородных ресурсах» (1996 г.). Однако данные нормативные правовые акты только устанавливают виды контрактов, которые могут применяться для проведения нефтяных операций.

19.1.2. Концессионный режим

Концессия в законодательных актах стран, введивших договорный режим пользования недрами, определяется по-разному. В Казахстане и Кыргызстане этот режим действует только для иностранных инвесторов, в Молдове он распространяется на всех потенциальных недропользователей.

Наиболее лаконичное определение понятия концессии содержится в Законе Кыргызстана:

«Концессия представляет собой разрешение Правительства Республики Кыргызстан иностранному инвестору на осуществление определенного вида предпринимательской деятельности, связанной с предоставлением ему в аренду имущества, земли и ее недр».

Закон Казахстана определил концессию как «разрешение иностранному юридическому или физическому лицу на осуществление определенного вида хозяйственной деятельности».

Концессия предусматривает сдачу иностранному юридическому или физическому лицу — концессионеру — в аренду имущества, земли, природных ресурсов» (ст. 1 Закона Республики Казахстан от 23.12.1991 г. № 1021-ХІІ «О концессиях в Республике Казахстан»).

Наиболее полное определение дано в законе Республики Молдова: «Концессия: договор, по которому государство уступает (передает) инвестору (физическому либо юридическому лицу, в том числе иностранному) право на осуществление деятельности по разведке, разработке, освоению или восстановлению природных ресурсов на территории Республики Молдова, на оказание государственных услуг, эксплуатацию объектов государственного (муниципального) имущества, которые в соответствии с законодательством полностью или частично исключены из гражданского оборота, а также право на осуществление отдельных видов деятельности, в том числе составляющих государственную монополию, взамен на компенсацию и взятие на себя управления объектом концессии, предполагаемого риска и имущественной

ответственности» (ст. 1 Закона Республики Молдова от 13.07.1995 г. № 534-ХІІІ «О концессиях»).

Отличия встречаются в рассматриваемых законах и в части структуры налогообложения, перечня и порядка уплаты налогов и платежей.

Концессионный режим, введенный в Казахстане, предусматривает взимание четырех групп платежей, в принципе повторяющих платежи, предусмотренные законодательством о недрах:

- разовые платежи (бонусы);
- арендная плата (ренталс);
- платежи с добычи или продукции (роялти);
- платежи с дохода (налоги).

Разовые платежи. Эти платежи являются невозмещаемыми, хронологически первыми и производятся до начала инвестиционной деятельности концессионера. Количество и размер разовых платежей оговариваются в концессионном договоре.

Арендная плата. Этот вид платежей не зависит от получения концессионером дохода. Размер арендной платы устанавливается органами местного самоуправления в соответствии с действующим законодательством. Указанные органы могут устанавливать прогрессивные ставки арендной платы. В целях стимулирования быстреего начала функционирования концессии арендная плата может устанавливаться только на ограниченный период времени, например, до начала добычи или экспорта.

Платежи с добычи. Это базисный вид систематического платежа за использование недр. На роялти не распространяется система налоговых льгот и скидок. Размеры и формы роялти устанавливаются в концессионном договоре (Закон Республики Казахстан «О концессиях в Республике Казахстан»).

Платежи с дохода (прибыли). Порядок и размеры налогообложения прибыли иностранных юридических лиц определены в Законе Республики Казахстан «О налогах с предприятий, объединений и организаций». Ставки налога и условия выплаты могут устанавливаться по взаимной договоренности сторон и отражаться в концессионном договоре.

В Кыргызстане введена система, в соответствии с которой платежи концессионера подразделяются на прямые и косвенные.

Прямыми платежами являются:

- плата за концессию;

- арендная плата, размер которой устанавливается законодательством Республики Кыргызстан;
- налоги, предусмотренные законодательством Республики Кыргызстан.

Косвенными платежами являются:

- дополнительное инвестирование в народное хозяйство Республики Кыргызстан;
- предоставление концессионером льготных кредитов;
- предоставление концессионером иных льгот юридическим и физическим лицам Республики Кыргызстан для развития торгово-экономического сотрудничества.

Под платой за концессию подразумевается твердая сумма в свободно конвертируемой или приравненной к ней валюте, размер которой определяется в ходе конкурса и является оценочной стоимостью концессионного объекта. Как правило, это разовый платеж и производится он после государственной регистрации концессионного предприятия до начала его хозяйственной деятельности, если иное не предусмотрено договором (Закон Республики Кыргызстан от 06.03.1992 г. № «О концессиях и иностранных концессионных предприятиях в Республике Кыргызстан»).

Прибыль, оставшаяся у концессионера после уплаты налогов и иных платежей, поступает в его полное распоряжение. Концессионер в соответствии с указанным Законом, Законом «Об иностранных инвестициях в Республике Кыргызстан» и концессионным договором самостоятельно определяет направления использования прибыли, включая ее перевод за границу.

Вывоз концессионером прибыли, полученной в результате реализации продукции на внутреннем рынке Республики Кыргызстан, производится в соответствии с Законом «Об иностранных инвестициях в Республике Кыргызстан».

Достаточно оригинальная система налогообложения введена концессионным законодательством Молдовы. Оно предусматривает уплату концессионером так называемой компенсации за концессию, которая устанавливается в натуральной, денежной или смешанной форме в виде разовых платежей (бонусов), арендной платы (ренты), платежей с добычи природных ресурсов или производства продукции (роялти).

Под разовыми платежами понимаются твердые суммы в свободно конвертируемой или национальной валюте Республики

Молдова, равные оценочной стоимости объекта концессии. Это первые платежи, производимые после государственной регистрации концессионного предприятия до начала инвестиционной деятельности концессионера и невозвращаемые, если договором не предусмотрено иное.

Размер арендной платы предусматривается концессионным договором. Концессодатель может устанавливать прогрессивные ставки арендной платы. В целях стимулирования начала функционирования концессионного предприятия арендная плата может устанавливаться на ограниченный период, например до начала добычи природных ресурсов или экспорта продукции.

Платежи с добычи природных ресурсов представляют собой периодически вносимую плату за право разработки природных ресурсов. Они вносятся с начала добычи природных ресурсов до окончания действия концессионного договора в виде отчислений от стоимости продукции (в процентах объема реализации, прибыли, дохода) либо в виде сборов с единицы продукции. На роялти система налоговых льгот не распространяется (Закон Республики Молдова «О концессиях»).

Размер и формы указанных платежей, а также порядок и сроки их внесения определяются концессионным договором.

Компенсация может устанавливаться за пользование всеми объектами концессии в совокупности или отдельно каждым объектом.

Прибыль (доход) концессионера после уплаты налогов и иных обязательных платежей поступает в его распоряжение. Концессионер самостоятельно использует чистую прибыль, если концессионным договором не предусмотрено иное.

Порядок налогообложения и размеры налогов с прибыли (дохода), полученной в результате концессионной деятельности, определяются налоговым законодательством.

При всей принципиальной общности систем налогообложения предприятий нефтегазодобычи в различных странах действуют отдельные оригинальные положения (нормы, институты), исследование которых и представляет научный и практический интерес.

В странах СНГ наиболее развитым и интересным с точки зрения введения новаций, в частности применительно к налогообложению предприятий нефтегазодобычи, является законодательство Казахстана, Азербайджана, а также Украины. Учитывая это,

а также то, что на их долю приходится около 80% добычи нефти в этой группе государств, рассмотрим более подробно, каким образом в них регулируется налогообложение освоения нефтегазовых ресурсов.

19.2. Налогообложение предприятий нефтегазодобычи в Казахстане [94]

В 2001 г. в Казахстане был принят Закон Республики Казахстан от 12.06.2001 г. № 209-2 «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)», который существенно видоизменил систему налогообложения в целом и нефтегазодобычи в частности. Основная новация состоит в том, что все налоги и платежи, которые должны уплачивать нефтегазодобывающие организации, регулируются одним законодательным актом — Налоговым кодексом Республики Казахстан (НК РК). Он предусматривает уплату корпоративного подоходного налога (основная ставка 30%); НДС (16%), акцизов, в том числе на сырую нефть и газовый конденсат (ставки устанавливаются Правительством Казахстана), налогов и специальных платежей за пользование недрами (налог на сверхприбыль, бонусы, роялти и др.), социального налога (21%); земельного налога, налога на имущество (1%); платежей за пользование природными ресурсами (земельными, водными и др.), а также платежей за загрязнение окружающей среды, таможенных пошлин, других государственных сборов и платежей.

Особенности налогообложения недропользователей регулируются разделом 10 НК РК, который определяет особенности, связанные с исполнением налоговых обязательств, возникающих по контрактам на недропользование, а также устанавливает порядок исчисления и уплаты налога на сверхприбыль и ряда специальных платежей. К последним относятся подписной и коммерческий бонусы, роялти и доля государства в разделе продукции.

Налоговый режим, устанавливаемый для недропользователя, определяется только в контракте на недропользование, заключаемом в порядке, установленном Правительством Казахстана. При этом недропользователи, осуществляющие добычу полезных ископаемых до заключения контракта, производят отчисления за

пользование недрами в доход республиканского бюджета в виде роялти в размерах, устанавливаемых Правительством Казахстана.

Налогообложение недропользователей, исходя из основных видов контрактов, осуществляется по двум моделям. Первая предусматривает уплату недропользователем всех видов налогов и других обязательных платежей, установленных НК РК. Вторая предполагает раздел продукции, а также уплату всех видов налогов и других обязательных платежей, установленных НК РК, за исключением акциза на сырую нефть и другие полезные ископаемые, налога на сверхприбыль, земельного налога и налога на имущество. При этом уровень налоговых обязательств недропользователя, предусматриваемых в контракте по второй модели налогового режима, должен быть не меньше, чем по первой модели.

Условия налогообложения, определяемые в контракте на недропользование, могут быть скорректированы в связи с изменением налогового законодательства по соглашению сторон. В случае улучшения условий налогообложения недропользователя, являющихся результатом изменений в налоговом законодательстве, в контрактах на недропользование производится корректировка условий налогообложения с целью восстановления экономических интересов Республики Казахстан. В случае отмены отдельных видов налогов и других обязательных платежей в бюджет, предусмотренных контрактом, недропользователь продолжает производить их уплату в бюджет в порядке и размерах, установленных контрактом, до внесения соответствующих изменений в контракт.

Подписанию всех контрактов на недропользование и внесению в них изменений должна предшествовать обязательная налоговая экспертиза. Налоговый режим, установленный по результатам такой экспертизы, подлежит обязательному включению в окончательный текст контракта без каких-либо изменений и корректировок.

В соответствии с технико-экономическими расчетами контрактом на недропользование может предусматриваться уплата подписного бонуса или бонуса коммерческого обнаружения либо обоих этих платежей.

Стартовые размеры подписных бонусов определяются правительством на основе расчета с учетом объема полезных ископаемых и экономической ценности месторождения. Окончательный размер подписного бонуса устанавливается в контрак-

те с учетом экономической ценности передаваемых для недропользования месторождений (территорий), но не ниже стартовых размеров.

Бонус коммерческого обнаружения устанавливается за каждое коммерческое обнаружение на контрактной территории, в том числе за обнаружение полезных ископаемых в ходе проведения дополнительной разведки месторождений, приводящей к увеличению первоначально установленных извлекаемых запасов. В то же время по контрактам на проведение разведки месторождений полезных ископаемых, не предусматривающим последующую их добычу, бонус коммерческого обнаружения не устанавливается.

Базой исчисления бонуса коммерческого обнаружения является стоимость объема утвержденных извлекаемых запасов полезных ископаемых, которая определяется исходя из биржевой цены данного полезного ископаемого на дату осуществления платежа. Ставка бонуса устанавливается в процентах стоимости утвержденных извлекаемых запасов по соответствующему коммерческому обнаружению исходя из индивидуальных условий осуществления недропользования, но не менее 0,1%.

Установленное в контракте на недропользование роялти уплачивается, как правило, в денежной форме. Однако по решению Правительства Казахстана денежная форма выплаты роялти может быть заменена натуральной. Натуральная форма выплаты роялти и доли государства в разделе продукции должна быть эквивалентна установленной в контракте для данных платежей денежной форме выплаты.

Ставки роялти по углеводородам устанавливаются по скользящей шкале как процент, определенный в зависимости от объемов добычи по одному из двух методов:

- от объема накопленной добычи углеводородов за весь период деятельности, предусмотренный контрактом;
- от уровня накопленной добычи за каждый отдельный год деятельности по контракту.

Все недропользователи, за исключением осуществляющих деятельность по контрактам о разделе продукции, являются плательщиками налога на сверхприбыль. Объектом обложения налогом на сверхприбыль является сумма чистого дохода недропользователя по каждому отдельному контракту за налоговый период,

по которому недропользователем получена внутренняя норма прибыли выше 20%.

Ставки налога на сверхприбыль устанавливаются в процентах к чистому доходу за налоговый период в размере от 0 до 30% (см. табл. 28).

Таблица 28

Ставки налога на сверхприбыль, %

Внутренняя норма прибыли	Ставка налога
Менее или равна 20	0
Более 20, но менее или равна 22	4
Более 22, но менее или равна 24	8
Более 24, но менее или равна 26	12
Более 26, но менее или равна 28	18
Более 28, но менее или равна 30	24
Более 30	30

Налоговое законодательство Республики Казахстан установило гарантии стабильности условий заключенных контрактов на недропользование.

В соответствии со ст. 94-3 НК РК «налоговый режим, установленный контрактом на недропользование, заключенный в установленном порядке и прошедший обязательную налоговую экспертизу, действует неизменно до окончания срока действия данного контракта, за исключением случаев, когда изменения в налоговый режим контракта вносятся по согласию сторон контракта и не влекут изменения соотношения первоначальных экономических интересов Республики Казахстан и недропользователя по контракту».

В связи с введением этой нормы в Казахстане сложилась необычная ситуация. В стране проводится достаточно активная работа по либерализации налогообложения, вводятся более льготные условия. Вместе с тем с позиции законодательства недропользователь не может в одностороннем порядке применять улучшающие положения налогового законодательства, и он вынужден работать в первоначальном налоговом режиме. Правительство предпринимает меры по решению этой проблемы, поскольку страна заинтересована в создании равных условий для

всех налогоплательщиков и соблюдении конституционного принципа равенства всех перед законом.

Законодательное регулирование налогового режима СРП осуществляется на основе норм НК РК.

По отдельным инвестиционным проектам, связанным с разведкой и разработкой углеводородного сырья, могут заключаться контракты о разделе продукции.

Контракт о разделе продукции является договором, в соответствии с которым государство предоставляет недропользователю на платной основе право на добычу полезных ископаемых на контрактной территории и ведение связанных с этим работ за его счет. При этом контракт должен содержать следующие условия:

- общий объем продукции, подлежащей разделу;
- определение доли государства и прибыльной продукции недропользователя;
- форма раздела (натуральная, денежная) прибыльной продукции (продукции, подлежащей разделу после вычета компенсационной продукции);
- определение части добытой продукции, которая передается в собственность недропользователю для возмещения затрат на выполнение работ по контракту (компенсационная продукция);
- установление цены и определение стоимости продукции при получении доли продукции в денежном эквиваленте.

В случае работы на условиях контракта о разделе продукции недропользователю возмещаются за счет компенсационной продукции обоснованные затраты, фактически понесенные при выполнении программы работ. Предельная доля недропользователя, направляемая на погашение возмещаемых затрат, так называемый кост-стоп, устанавливается индивидуально по каждому контракту с учетом экономической ценности разрабатываемого месторождения. Предельная величина кост-стоп регламентируется законом и не должна превышать 80% общего объема добытых недропользователем в отчетном налоговом периоде полезных ископаемых.

Как отмечалось выше, единственным в законодательстве стран СНГ, включая Россию, специальным законодательным актом, регулирующим нефтегазодобычу, является Указ Президента Республики Казахстан «О нефти». Однако в части регулирования

налогообложения предприятий нефтегазодобычи этот указ ограничивается установлением только видов контрактов, которые могут применяться при проведении нефтяных операций. Таких видов контрактов три:

- о разделе продукции;
- на предоставление сервисных услуг;
- о совместной деятельности (с образованием и без образования юридического лица).

Условия контрактов, в том числе условия налогообложения, разрабатываются на базе общего налогового законодательства, но включают также некоторые природоресурсные платежи (ренталс, роялти, бонусы), порядок взимания и ставки, которые конкретизируются в соглашениях.

19.3. Налогообложение нефтегазодобычи в Азербайджане

Налогообложение нефтегазодобычи в части взимания природоресурсных платежей регулируется Законом Республики Азербайджан «О горном налоге».

В Законе Республики Азербайджан от 13.02.1998 г. № 439-г «О недрах» содержится глава VI «Экономический механизм недропользования». Этот механизм предусматривает определение:

- системы платежей при пользовании недрами;
- порядка уплаты отдельных видов платежей, включая затратный перечень случаев освобождения от этих платежей;
- формы внесения платы за пользование недрами;
- скидок за эксплуатацию месторождений полезных ископаемых пониженного качества и с низкой экономической эффективностью.

Здесь, так же как и в законодательстве Российской Федерации, следует различать платежи *при* пользовании недрами и платежи *за* пользование недрами.

Система платежей *при* пользовании недрами в названном Законе предусматривает следующие виды платежей:

- государственный сбор (плата) за выдачу лицензий;
- платежи за пользование недрами;
- горный налог;

- отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы;
- платежи за пользование акваторией и участками морского дна.

Кроме того, пользователи недр уплачивают налоги и производят другие платежи, предусмотренные законодательством Азербайджана.

С пользователей недр взимаются платежи за поиски и разведку месторождений полезных ископаемых. Размеры платежей определяются в процентах стоимости работ, а порядок взимания этих платежей устанавливается законодательством Азербайджана. Платежи за разведку полезного ископаемого в границах горного отвода, предоставленного пользователю недр для добычи этого полезного ископаемого, не взимаются.

Платежи за добычу полезных ископаемых взимаются в соответствии с Законом Республики Азербайджан «О горном налоге».

До принятия Закона этот платеж назывался «роялти» и регулировался специальным Законом Республики Азербайджан от 24.04.1995 г. № 995 «О роялти». Ставки роялти на нефть и газ устанавливались отдельно специальными постановлениями Кабинета Министров Республики Азербайджан.

Платежи за сверхнормативные потери при добыче полезных ископаемых взимаются в размере и порядке, определенных законодательством Азербайджана.

Платежи за пользование недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, в том числе для строительства и эксплуатации подземных сооружений, определяются законодательством Азербайджана в зависимости от размеров участка недр, предоставляемого в пользование, полезных свойств недр и степени угрозы нарушения экологического равновесия при их использовании.

По аналогии с ранее действовавшей в России системой платежей пользователи недр в Азербайджане, осуществляющие добычу всех видов полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, открытых и разведанных за счет государственных средств, производят отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Пользователи недр, осуществившие за счет собственных средств поиск и разведку разрабатываемых ими месторождений или полностью возместившие все расходы государства на поиск и разведку соответствующего количества запасов полезных иско-

паемых, освобождаются от отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы при разработке этих месторождений.

Ставки этих отчислений устанавливаются в размерах, обеспечивающих необходимые затраты на воспроизводство минерально-сырьевой базы Азербайджана, и являются едиными для всех пользователей недр, добывающих данный вид минерального сырья.

Размеры отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы определяются как установленная доля стоимости фактически добытых полезных ископаемых.

Суммы отчислений поступают в государственный фонд, создаваемый для целевого финансирования работ на воспроизводство минерально-сырьевой базы и геологического изучения недр.

Часть суммы отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы может быть направлена на выплату вознаграждений за открытие и разведку месторождений полезных ископаемых.

Размеры ставок отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, порядок взимания и использования этих отчислений определяются в законодательном порядке.

Поскольку основной зоной нефтегазодобычи являются акваториальные зоны Каспийского моря, законодательство Азербайджана установило специальные платежи за пользование акваторией и участками морского дна, которые взимаются с пользователей недр дна моря, осуществляющих поиск, разведку, добычу полезных ископаемых и пользование недрами в иных целях. Порядок внесения и размеры платежей определяются названным законодательством и зависят от арендуемой площади и ее конфигурации, мощности водной толщи, цели пользования недрами.

В соответствии с мировой практикой, а также по аналогии с российским законодательством о недрах Закон Республики Азербайджан «О недрах» установил, что плата за пользование недрами может взиматься в форме:

- денежных платежей;
- части объема добытого минерального сырья или иной продукции, производимой пользователем недр;
- предоставления услуг.

Форма внесения платы устанавливается в лицензии на пользование недрами в соответствии с нормативно-правовыми актами.

Не допускается требование предоставления информации, составляющей коммерческую тайну пользователя недр, в счет оплаты за пользование недрами.

В целях стимулирования освоения месторождений полезных ископаемых, находящихся в сложных горно-промысловых условиях или пониженного качества, в том числе содержащих трудно-извлекаемые, некондиционные, ранее списанные запасы полезных ископаемых, использование вскрышных и вмещающих пород, отходов горно-добывающего и связанных с ним перерабатывающих производств, а также в целях внедрения экологически безопасных технологий и технологий, повышающих извлечение основных и попутных полезных компонентов, пользователи недр могут частично или полностью освобождаться от платежей за пользование недрами.

Кроме того, установлены скидки за эксплуатацию месторождений полезных ископаемых пониженного качества и с низкой эффективностью, которые могут предоставляться:

- пользователю недр, осуществляющему добычу дефицитного полезного ископаемого при низкой экономической эффективности разработки месторождения, не связанную с нарушениями условий рационального использования разведанных запасов;
- пользователю недр, осуществляющему добычу полезного ископаемого из остаточных запасов пониженного качества, за исключением случаев ухудшения качества запасов полезного ископаемого в результате выборочной отработки месторождения.

Решение об установлении этих скидок принимается соответствующим органом исполнительной власти, выдавшим лицензию.

В Азербайджане в широких масштабах используется режим СРП при освоении нефтяных и газовых месторождений суши и особенно моря.

Первое СРП было подписано в сентябре 1994 г. За прошедшие годы подписано около 20 соглашений, капитальные вложения по которым превышают 40 млрд долл. Для реализации соглашений была организована Азербайджанская международная операционная компания (АМОК). В качестве цессионария выступает Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (ГНКАР). Ее доля в подписанных соглашениях колеблется от 10

до 50%. В четырех соглашениях участвует российская компания «ЛУКойл». В качестве иностранных инвесторов выступают крупнейшие нефтяные компании США, Японии, Англии, Турции, Норвегии, Саудовской Аравии и других стран, такие, как «Амоко», «Аджин», БП, «Эксон», «Тоталь», «Эльф Акитен», «Статойл» и др.

Из подписанных СРП только одно заключено по открытым месторождениям, остальные — по перспективным структурам. В 1998 г. на участках, осваиваемых на условиях СРП, было добыто 3 млн т нефти, в 2000 г. — 8 млн т, в 2010 г. ожидается добыча в объеме 30—40 млн т нефти в год.

Несмотря на столь значительные масштабы применения СРП, в республике нет специального законодательства. Соглашения после их подписания сторонами и одобрения Правительством Республики Азербайджан ратифицируются парламентом и приобретают силу закона.

Структура и основные положения азербайджанских соглашений разработаны так же, как и большинство российских действующих и проектируемых СРП, на базе достаточно обширной мировой практики и имеют много общего. Принимающая сторона является собственником недр и их ресурсов и предоставляет их в пользование инвестору на взаимосогласованных условиях. Инвестор при этом берет на себя все обязательства по финансированию и все риски, связанные с освоением месторождения.

В качестве инвестора в азербайджанских СРП чаще всего выступает группа иностранных компаний, объединяемых в форме консорциума. Порядок возмещения затрат инвестора обычный. При этом он освобождается от всех налогов, в том числе от роялти, НДС, акцизов, за исключением налога на прибыль, ставка которого в республике составляет 25%. Ее величина гарантируется неизменной в течение всего периода действия СРП.

В первом так называемом контракте века, об освоении месторождений Азери, Чираг, Гюнешли, запасы которых оцениваются в сотни миллионов тонн нефти, доля Азербайджана в добываемых ресурсах составляла около 60%. Остальная часть поступала инвесторам для компенсации их затрат и формирования чистой прибыли. По другим проектам соотношение несколько больше в пользу инвестора, поскольку они представлены в основном еще не открытыми месторождениями.

Контроль и координация деятельности инвестора в связи с реализацией СРП, особенно в части своевременной и полной уплаты налогов, осуществляется так называемым Руководящим комитетом. Важно отметить, что председателем этого комитета обязательно является представитель ГНКАР, что позволяет при всех прочих условиях установить приоритет государственной власти в контроле и надзоре за освоением национальных ресурсов. Соглашение предусматривает создание ликвидационного фонда. Фонд начинает создаваться в конце добычи, когда уже добыто 70% ресурсов, т.е. в период падающей добычи и роста себестоимости. Такой подход представляется не очень удачным, поскольку создает дополнительную нагрузку в период, когда эффективность объективно снижается. В российской практике, а также в практике освоения месторождений Северного моря формирование фонда начинается либо с момента начала добычи, либо в период выхода на стабильную добычу.

Азербайджанские СРП, особенно морские, достаточно крупные. Капитальные вложения по ним оцениваются во многие сотни и даже миллиарды долларов. Это дало возможность параллельно приступить к формированию транспортной инфраструктуры, строительству системы магистральных трубопроводов, что позволяло получить свободный выход на мировой, в частности европейский, рынок нефти. Азербайджанский режим СРП обеспечивает три основных компонента увеличения эффективности:

- законодательные гарантии инвесторам;
- налоговые льготы;
- ценовая независимость.

19.4. Налогообложение нефтегазодобычи в Украине

Система налогообложения нефтегазодобычи в Украине в основном аналогична той, которая действует в России. Она регулируется в части общих налогов (налог на прибыль, НДС и др.) Налоговым кодексом Украины, а в части специальных — разделом IV «Платежи при пользовании недрами» Кодекса Украины от 27.08.01994 г. № 132/94 ВР «О недрах» и Законом Украины от 14.09.1999 г. № 1039-XIV «О СРП».

Кодексом Украины «О недрах» предусмотрено взимание следующих налогов, сборов и платежей:

- платежи за пользование недрами;
- платежи за геолого-разведочные работы, выполненные за счет государственного бюджета;
- сбор за выдачу лицензий;
- акцизный сбор.

От платежей за пользование недрами освобождаются:

- землевладельцы и землепользователи, которые выполняют в установленном порядке добычу полезных ископаемых местного значения для государственных нужд или пользуются недрами для государственных и бытовых нужд на предоставленных им в пользование земельных участках;
- пользователи недр, проводящие региональные геолого-геофизические работы, геологическую съемку и другие геолого-разведочные работы, в том числе разведочное бурение с отбором керна, направленное на общее изучение недр, поиск и разведку залежей полезных ископаемых, работы по прогнозированию землетрясений и вулканической деятельности, инженерно-геологических, эколого-геологических и палеонтологических исследований, контролю за режимом подземных вод, а также выполнение других работ, которые проводятся без существенного нарушения целостности недр, если они выполняются за счет государственного бюджета, бюджетов Автономной Республики Крым, Киевской и Севастопольской областей;
- пользователи недр при организации объектов природоохранного фонда;
- пользователи недр за выполнение разведки полезных ископаемых в пределах горного отвода, предоставленного для разработки месторождения полезных ископаемых.

Пользователям недр могут предоставляться другие льготы при пользовании недрами в соответствии с законодательством Украины.

Платежи за пользование недрами устанавливаются в виде разовых взносов и/или регулярных платежей, устанавливаемых на основании эколого-экономических расчетов.

Размеры платежей за проведение поисковых и разведочных работ определяются в зависимости от экономико-географиче-

ских условий и размеров участков недр, вида полезных ископаемых, времени работ, изученности региона работ и степени риска.

Платежи за добычу полезных ископаемых устанавливаются с учетом геолого-технических особенностей эксплуатации скважин.

Размеры платежей за пользование недрами континентального шельфа и в пределах исключительной (морской) экономической зоны устанавливаются в зависимости от размера участка и глубины моря, на которой он расположен.

Полномочия по установлению ставок и порядка взимания платежей за пользование недрами возложены на Кабинет Министров Украины. Хотя Украина и не является федеративным государством, названный Закон определяет пропорции распределения платежей за пользование недрами между государственным бюджетом и бюджетами областей, городов Киева и Севастополя (региональные бюджеты). Это распределение в части освоения нефтегазовых ресурсов осуществляется следующим образом, %:

за поиск и разведку месторождений полезных ископаемых:

- в государственный бюджет — 80,
- в региональный бюджет — 20;

за добычу нефти и газа:

- в государственный бюджет — 40,
- в региональный бюджет — 60;

за пользование недрами континентального шельфа и в границах исключительной (морской) экономической зоны:

- в государственный бюджет — 100.

Платежи за пользование недрами территориального моря отдельно не выделяются, поскольку его зона относится к территории прибрежного региона.

Установлено, что платежи за пользование недрами, поступающие в региональные бюджеты, распределяются между местными бюджетами разного уровня соответствующими представительными органами (Верховный Совет Автономной Республики Крым, местные Советы народных депутатов и др.).

Вноситься плата за пользование недрами может как в денежной, так и в натуральной форме. Порядок установления формы уплаты Законом не регламентирован.

Размер и порядок уплаты сбора за выдачу лицензий регламентируется Кабинетом Министров Украины. Предназначен он на

покрытие организационных расходов, затрат на экспертизу заявок и других расходов, связанных с выдачей лицензий.

Для отдельных видов полезных ископаемых, к которым отнесены нефть и газ, добываемым на месторождениях с относительно лучшими горно-геологическими характеристиками, при получении сверхприбыли может устанавливаться акцизный сбор. При этом следует подчеркнуть два очень важных условия. Во-первых, акциз устанавливается индивидуально для отдельных месторождений, находящихся в относительно лучших природных условиях, и, во-вторых, устанавливается не постоянно, а только на период получения сверхприбыли. Проблема состоит в определении понятия «сверхприбыль». Указанный Закон этот вопрос не регламентирует, он сам по себе весьма субъективен. Но факт установления акциза в связи с размером прибыли следует рассматривать как достижение налоговой политики в сфере недропользования. Кодекс Украины «О недрах» декларирует введение скидок с платежей за пользование недрами, которые устанавливаются для пользователей недр, осуществляющих добычу «дефицитных полезных ископаемых», к которым отнесены нефть и газ, при низкой экономической эффективности разработки месторождения, объективно обусловленной природными условиями и не связанными с нарушением требований рационального использования разведанных запасов.

Закон Украины «О СРП» устанавливает следующее.

1. Произведенная продукция в соответствии с соглашением о разделе продукции подлежит разделу между сторонами соглашения — государством и инвестором (инвесторами) — согласно условиям соглашения, которые должны предусматривать условия и порядок:

- определения общего объема произведенной (добытой) продукции и ее стоимости;
- определения части компенсационной продукции с учетом требований, предусмотренных названным Законом;
- раздела между государством и инвестором прибыльной продукции;
- передачи государству принадлежащей ему в соответствии с условиями соглашения части произведенной продукции или ее денежного эквивалента.

2. Произведенная продукция разделяется ежеквартально (далее — расчетный период), если иное не предусмотрено соглашением о разделе продукции, а соответствующее корректирование с учетом объемов добычи (сверх или ниже нормы) за квартал переносится на следующий расчетный период.

3. Ежеквартальная доля компенсационной продукции не может превышать 70% общего объема произведенной в расчетный период продукции до полного возмещения расходов инвестора.

4. Ни одна из сторон соглашения о разделе продукции не имеет права распоряжаться произведенной продукцией до ее раздела по соглашению без письменного согласования с другими сторонами соглашения.

5. Порядок определения состава расходов, подлежащих возмещению инвестору компенсационной продукцией, определяется соглашением о разделе продукции и должен отвечать следующим требованиям:

- возмещению подлежат лишь расходы инвесторов на выполнение предусмотренных соглашением работ, понесенные после вступления соглашения в силу;
- состав расходов, возмещаемых компенсационной продукцией, может отличаться от предусмотренного законодательством состава расходов, относящихся к валовым расходам производства и обороту;
- возмещение расходов начинается не позднее первого расчетного периода, если иное не предусмотрено соглашением;
- возмещение расходов осуществляется путем передачи инвестору права собственности на компенсационную продукцию в пункте измерения.

По аналогии с российской системой налогообложения в режиме освоения ресурсов недр на условиях СРП Законом Украины «О СРП» установлено, что в течение срока действия СРП и в пределах деятельности, связанной с исполнением этого соглашения, взимание с инвестора общегосударственных и местных налогов и сборов (обязательных платежей), предусмотренных законодательством, кроме предусмотренных в названном Законе, заменяется разделом произведенной продукции между государством и инвестором на условиях такого соглашения.

Определение части прибыльной продукции, остающейся в собственности государства после раздела произведенной продукции, осуществляется сторонами соглашения.

При исполнении СРП инвестор уплачивает:

- налог на добавленную стоимость;
- налог на прибыль предприятий;
- сбор за геолого-разведочные работы, выполненные за счет государственного бюджета, определенный в СРП;
- сбор на обязательное социальное страхование украинских работников и иностранных граждан, нанятых на работу в Украине;
- платежи за пользование недрами, определенные в СРП.

Налог на прибыль предприятий вносится инвестором в размерах, установленных указанным Законом, с учетом следующих особенностей:

- налог на прибыль, полученную от исполнения СРП, может уплачиваться в денежной или, если это обусловлено соглашением, в натуральной форме, т.е. в виде части прибыльной продукции, приобретенной инвестором в собственность в результате раздела произведенной продукции;
- базой налогообложения прибыли, полученной от исполнения СРП, является прибыль инвестора, начисляемая исходя из прибыльной продукции, которая в соответствии с этим соглашением передается в собственность инвестору;
- при определении базы налогообложения прибыльная продукция или ее стоимость (в зависимости от формы внесения налога) уменьшается соответственно на часть продукции или ее стоимость, равную сумме обязательных платежей (за исключением налога на прибыль), или на сумму этих платежей, а также на другие расходы, связанные с производством и оборотом, которые включаются в состав валовых расходов, но не возмещаются инвестору компенсационной продукцией (в натуральной или денежной форме). Состав и порядок зачисления таких расходов, относящихся к валовым расходам производства и оборота, регулируются законом, действующим на день подписания соглашения;
- если объект налогообложения инвестора по результатам отчетного периода имеет отрицательное значение (с учетом суммы амортизационных отчислений), разрешается соответствующее уменьшение объекта налогообложения следующего периода, а также каждого из последующих перио-

дов, без ограничения срока перенесения на последующие периоды для целей налогообложения, до полного погашения такого отрицательного значения объекта налогообложения;

- исходя из особенностей СРП и задействованных при исполнении соглашения активов (оборудования, сооружений и т.п.), в СРП могут быть установлены нормы амортизации (включая амортизацию расходов, связанных с добычей полезных ископаемых), отличные от предусмотренной законодательством о налогообложении прибыли предприятий. В таком случае для налоговых целей применяются нормы амортизации, предусмотренные соглашением;
- налог на прибыль, полученную от других видов деятельности, не связанных с исполнением СРП, уплачивается инвестором в соответствии с законодательством Украины, действующим на момент получения такой прибыли, отдельно от налога на прибыль, полученную в виде прибыльной продукции;
- льготы по налогу на прибыль предприятий, предусмотренные законодательством, при налогообложении прибыли, полученной инвестором при исполнении СРП, не применяются, если иное не предусмотрено соглашением;
- не подлежит удержанию налог на репатриацию доходов иностранного инвестора, полученных от деятельности по СРП.

Механизм, сроки и учет уплаты инвестором налога на прибыль, полученную от исполнения СРП, определяются Кабинетом Министров Украины в пределах его полномочий.

Особенности механизма, сроков и учета уплаты налогов при многостороннем СРП или в случае, когда инвестором выступает определенное объединение юридических лиц, определяются Кабинетом Министров Украины с учетом требований данного Закона.

Реализация на таможенной территории Украины продукции, приобретенной инвестором в собственность в результате ее раздела по СРП, является объектом обложения налогом на добавленную стоимость, уплачиваемым в общем порядке, предусмотренном законодательством Украины на день заключения соглашения.

Налог на добавленную стоимость, который должен быть уплачен в бюджет инвестором при продаже продукции на таможенной

территории Украины, если это предусмотрено СРП, может уплачиваться в натуральной форме за счет продукции, передаваемой в собственность инвестору, в объемах, эквивалентных сумме налога. Механизм уплаты и порядок зачисления в бюджет налога на добавленную стоимость в таком случае определяются Кабинетом Министров Украины.

При ввозе на таможенную территорию Украины товаров (работ, услуг) и других материальных ценностей, предназначенных для исполнения СРП, таможенные платежи (за исключением таможенного сбора), налог на добавленную стоимость не взимаются.

При вывозе с таможенной территории Украины продукции, приобретенной в соответствии с условиями такого соглашения инвестором в собственность, таможенные платежи (за исключением таможенного сбора), акцизный сбор и другие налоги и обязательные платежи не взимаются, кроме налога на добавленную стоимость, взимаемого по нулевой ставке.

Указанные условия распространяются в пределах деятельности, связанной с СРП, также на юридические лица (подрядчиков, субподрядчиков, поставщиков, перевозчиков и других контрагентов), принимающие участие в выполнении работ, предусмотренных СРП, на основе договоров (контрактов) с инвестором.

При использовании указанных товаров (работ, услуг) и других материальных ценностей не по назначению с инвестора (подрядчиков, субподрядчиков, поставщиков, перевозчиков и других контрагентов) взыскиваются суммы налогов и сборов, не внесенные в связи с предоставлением льгот, если такое неисполнение обязательств произошло по вине инвестора (подрядчиков, субподрядчиков, поставщиков, перевозчиков и других контрагентов).

Порядок, размеры платежей за пользование недрами и сбора за геолого-разведочные работы, выполненные за счет государственного бюджета, и условия уплаты таких платежей и сборов при исполнении СРП определяются такими соглашениями.

В случае если по соглашению о разделе продукции работы проводятся на нескольких участках недр, инвестор вправе осуществлять консолидированный учет своей хозяйственной деятельности.

19.5. Налогообложение нефтегазодобычи в Узбекистане

В Республике Узбекистан в сфере нефтегазодобычи действуют два режима налогообложения. Один предусматривает уплату общих налогов (налог на прибыль, НДС и др.), порядок и условия уплаты которых регулируются налоговым законодательством Республики Узбекистан, и ресурсных платежей, регулируемых законодательством о недрах. Другой — специальный, устанавливает режим раздела продукции.

Порядок и условия налогообложения в общем режиме, предусмотренные законодательством Республики Узбекистан, являются достаточно типичными как в части перечня налогов и платежей (бонусы, ренталс, роялти), так и в части порядка установления их ставок (фиксированные «вилки», установление конкретных ставок по результатам переговоров и т.п.).

Налогообложение в режиме раздела продукции осуществляется в соответствии с нормами Закона Республики Узбекистан «О соглашениях о разделе продукции» (2001 г.).

В соответствии со ст. 3 вышеуказанного Закона соглашение должно предусматривать «условия налогообложения и уплаты иных платежей, порядок возмещения затрат и условия раздела продукции».

Инвестор имеет право на возмещение допустимых затрат, понесенных им в ходе выполнения работ по соглашению.

Под допустимыми затратами понимаются затраты инвестора или оператора, предусмотренные бюджетом выполнения работ на очередной год. Размер предельно допустимых затрат определяется соглашением.

Возмещение допустимых затрат на поиски и разведку месторождений полезных ископаемых на участках недр, предоставленных в пользование инвесторам, осуществляется за счет части продукции, добытой (произведенной) инвестором на выделенном ему в пользование участке недр (далее — компенсационная продукция) по согласованному графику начиная с календарного года, на который приходится день начала коммерческой добычи, а после полного возмещения затрат, имевших место до начала коммерческой добычи, — в календарном году, в котором эти затраты были понесены. В этом случае в соглашении устанавливается раз-

мер предельно допустимых возмещаемых затрат в период после начала коммерческой добычи полезных ископаемых.

Возмещение допустимых затрат на участках недр, предоставленных в пользование инвесторам, осуществляется за счет компенсационной продукции в календарном году, в котором эти затраты были произведены. В этом случае в соглашении устанавливается размер предельно допустимых возмещаемых затрат.

В допустимые затраты не включаются выплачиваемые инвестором или оператором:

- налоги, сборы и иные обязательные платежи, предусмотренные законодательством Республики Узбекистан;
- средства на добровольное страхование коммерческих и иных рисков;
- средства, перечисленные в целевые фонды Республики Узбекистан, уплачиваемые в соответствии с законодательством;
- отчисления на социальные нужды работников, не являющихся гражданами Республики Узбекистан;
- средства на приобретение информации до заключения соглашения;
- штрафы и неустойки в связи с нарушением законодательства Республики Узбекистан;
- затраты, понесенные в результате нарушения технологий при проведении работ по соглашению;
- затраты, понесенные в связи с реализацией продукции, принадлежащей инвестору;
- добровольные пожертвования и взносы;
- затраты по статьям, превышающие ограничения, установленные соглашением.

Состав допустимых затрат инвестора или оператора при исполнении соглашения определяется Кабинетом Министров Республики Узбекистан.

Размер допустимых затрат на очередной календарный год, рассчитанный в соответствии с законодательством Республики Узбекистан, подлежит утверждению управляющим комитетом. Любое превышение допустимых затрат по итогам календарного года против утвержденного размера подлежит обоснованию и утверждению управляющим комитетом для последующего возмещения в установленном порядке.

Порядок возмещения допустимых затрат предусматривается условиями соглашения.

Добытая (произведенная) продукция подлежит разделу между государством и инвестором в соответствии с соглашением, которое должно предусматривать условия и порядок:

- определения общего объема добытой (произведенной) продукции и ее стоимости;
- определения части добытой (произведенной) продукции (в том числе ее предельного уровня), которая передается в собственность инвестора в качестве компенсационной продукции;
- определения части добытой (произведенной) продукции, которая передается государству для компенсации понесенных им затрат на переданные в пользование инвестору результаты поисково-разведочных работ и других исследований участка недр;
- раздела прибыльной продукции, под которой понимается добытая (произведенная) продукция за вычетом части этой продукции, используемой для уплаты платежей за пользование недрами в соответствии с положениями указанного Закона, компенсационной продукции, а также части продукции, передаваемой государству в качестве компенсации за понесенные им затраты;
- передачи государству принадлежащей ему части добытой (произведенной) продукции или ее стоимостного эквивалента;
- получения инвестором принадлежащей ему части добытой (произведенной) продукции или ее стоимостного эквивалента.

Инвесторы, а также их подрядчики и субподрядчики освобождаются от уплаты всех видов установленных в Республике Узбекистан налогов, сборов и других обязательных платежей, связанных с проведением поисковых и разведочных работ на участках недр, определенных в соглашениях.

Инвестор в течение срока соглашения, за исключением видов работ, указанных в названном Законе, уплачивает следующие налоги и платежи:

- налог на доходы (прибыль);
- земельный налог;

- налог за пользование водными ресурсами;
- платежи за пользование недрами.

Налогообложение инвестора производится с учетом следующих особенностей:

- налог на доходы (прибыль) уплачивается отдельно по доходам (прибыли), полученным при выполнении работ по соглашению, и по доходу (прибыли), полученному по другим видам деятельности;
- объектом обложения налогом на доходы (прибыль), полученные при выполнении работ по соглашению, является стоимость прибыльной продукции, принадлежащей инвестору по условиям соглашения, без проведения вычетов;
- налоги, предусмотренные указанным Законом, взимаются по ставке, установленной для резидентов Республики Узбекистан, если иное не предусмотрено соглашением.

Платежи инвестора за пользование недрами включают:

- разовые платежи (бонусы) при заключении соглашения и/или по достижении определенного результата, установленные в соответствии с условиями соглашения;
- регулярные платежи (роялти), установленные в соответствии с условиями соглашения в процентном отношении от объема добычи минерального сырья или от стоимости произведенной продукции и уплачиваемые инвестором в денежной форме или в виде части добытого минерального сырья.

Инвестор освобождается от уплаты иных платежей за пользование недрами.

Инвестор осуществляет обязательные платежи за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду и размещение отходов на территории Республики Узбекистан, в том числе из фонда оплаты труда в соответствии с законодательством.

Инвестор освобождается от уплаты иных налогов, сборов и платежей, установленных в Республике Узбекистан.

Товары, работы и услуги, предоставляемые юридическими лицами — резидентами Республики Узбекистан инвесторам и/или операторам, участвующим в выполнении работ по соглашению, облагаются налогом на добавленную стоимость по нулевой ставке.

Товары, работы и услуги, предназначенные для проведения работ по соглашению и ввозимые в соответствии с проектной до-

кументацией инвестором или иными лицами, участвующими в выполнении работ по соглашению, а также вывозимая инвестором продукция, принадлежащая ему в соответствии с соглашением, освобождаются от обложения таможенными платежами, за исключением сборов за таможенное оформление.

19.6. Налогообложение нефтегазодобычи в Туркменистане

Налогообложение нефтегазодобычи в Туркменистане в постсоветский период осуществлялось в части общих налогов (налог на прибыль, НДС и др.) налоговым законодательством Республики Туркменистан, а в части природоресурсных платежей — Законом Республики Туркменистан от 14.12.1992 г. № 198-1 «О недрах», а позднее Законом Республики Туркменистан от 30.12.1996 г. № 206-1 «Об углеводородных ресурсах». В соответствии с ними порядок и условия взимания природоресурсных платежей фиксировались в лицензионном договоре и должны были соответствовать лицензии.

В 1997–2000 гг. в Туркменистане были приняты акты, установившие новые правила проведения нефтяных операций: «О мерах по реализации Закона Туркменистана “Об углеводородных ресурсах”»; постановление Президента Республики Туркменистан от 06.06.1997 г. № 3189 «Об утверждении Порядка выдачи лицензий на право проведения нефтяных работ на территории Туркменистана»; постановление Президента Республики Туркменистан от 18.12.1998 г. № 3999; Закон Республики Туркменистан «Об углеводородных ресурсах» в редакции от 28.09.1999 г.; «О дальнейших мерах по совершенствованию принципов использования углеводородных ресурсов», постановление Президента Республики Туркменистан от 22.10.1999 г. № 4416 и др.

Действует три типа договоров, устанавливающих, в частности, порядок и условия осуществления природоресурсных платежей: договор о совместной деятельности, соглашение о разделе продукции, договоры, сочетающие условия этих двух договоров и, в зависимости от ситуации, некоторые специфические условия в рамках законодательства Туркменистана (ст. 23 Закона Республики Туркменистан «Об углеводородных ресурсах»).

Недропользователь уплачивает три вида природоресурсных налогов: *ренталс* — ежегодные платежи за право поиска и разведки нефтегазовых ресурсов; *роялти* — ежегодные платежи за право добычи углеводородов; *бонусы* — разовые платежи за достижения тех или иных событий.

Ренталс представляет собой форму арендной платы, условия и порядок уплаты которой определяются в соответствии с типовым договором о разделе продукции, где содержатся рекомендации по определению размеров платежей по различным периодам поиска, разведки и добычи.

Роялти — регулярный платеж, ставки и порядок уплаты которого устанавливаются в договоре недропользования. Обычно используется прогрессивная шкала ставок платежа в зависимости от уровня добычи нефти и газа. Конкретные параметры такой шкалы устанавливаются по результатам переговоров для каждого участка недр, предоставляемого в пользование. По усмотрению государства роялти может уплачиваться в натуральной или денежной форме.

Бонусы — разовые платежи, которые могут вводиться в условия договора обычно в случае высокоэффективного месторождения. Однако установление их необязательно и является результатом переговоров. Договор определяет размер бонуса, порядок и форму его уплаты. Наиболее типичными являются бонусы, уплачиваемые при подписании договора (бонус подписания) и при достижении оговоренного уровня (текущей или накопленной) добычи нефти и газа.

В части уплаты обычных налогов законодательство Туркменистана применительно к налогообложению предприятий нефтегазодобычи предусматривает некоторые исключения, направленные на стимулирование инвестиций. Так, в соответствии с Законом Республики Туркменистан «Об углеводородных ресурсах» порядок определения налогооблагаемой прибыли устанавливается договором. Это, в частности, касается перечня статей расходов, включаемых в состав эксплуатационных затрат. К ним относят роялти, проценты и платежи по кредитам, расходы на поиски и разведку. Допускается ускоренная (максимальная ставка 25% в год) амортизация основных фондов (объектов нефтегазодобычи), перенос убытков (аплицфт) на семь лет, освобождение от уплаты НДС и некоторые другие меры. Вместе с тем аналитики отмечают в законодательстве Туркменистана наличие целого ряда противоречий и нечетких норм [158].

Заключение

Исследование системы налогообложения нефтегазодобычи позволило сформировать общие положения, которые следует учитывать при ее совершенствовании и реформировании, а также ряд частных выводов и предложений, направленных на повышение эффективности налогообложения нефтегазодобычи.

1. Общие положения

Система налогообложения добывающих отраслей, в частности нефтегазодобычи, должна базироваться на концепции (доктрине) налогообложения этих отраслей промышленности. В качестве такой концепции (доктрины) выдвигается следующее положение:

Налогообложение организаций добывающих отраслей промышленности, в частности нефтегазодобычи, должно осуществляться в интересах нынешнего и будущих поколений народов Российской Федерации.

Для реализации этой концепции (доктрины) система налогообложения должна быть ориентирована, применительно к организациям нефтегазодобычи, на обеспечение максимально возможного при современных технических средствах извлечения (добычи) нефти и газа при условии создания для добывающих компаний приемлемых, но регулируемых условий хозяйствования.

Налогообложение в сфере добывающего производства, и в первую очередь в силу его народно-хозяйственной значимости, в сфере нефтегазодобычи следует выделить в самостоятельный сектор, отнеся его к категории специальных налоговых режимов. Необходимо сосредоточить все виды ресурсных налоговых выплат в одном законодательном акте — НК РФ.

Налоги и платежи ресурсного характера для организаций *нефтегазодобычи* должны устанавливаться применительно к отдельным месторождениям и фиксироваться в лицензиях. Ставки на-

логов должны быть увязаны с процессом освоения месторождения. Снижение ставок с целью стимулирования извлечения продукции следует трактовать не как предоставление льгот, а как механизм специального налогового режима.

II. Выводы и рекомендации

1. В качестве базовых принципов построения налоговой системы добывающих отраслей промышленности, и в частности в сфере нефтегазодобычи, должны быть приняты положения именного указа «Об учреждении Берг-Коллегиума для ведения в оном дел о рудах и минералах», подписанного Петром I в 1719 г.:

- индивидуальный подход к недропользователям, осваивающим месторождения различной продуктивности и рентабельности;
- стимулирование инвестиционного процесса путем предоставления налоговых льгот на начальном этапе освоения месторождения.

2. Условием, определяющим эффективность и прозрачность налогообложения организаций нефтегазодобычи, является организация учета затрат и результатов по лицензионным участкам (месторождениям).

Система учета затрат по месторождениям должна предусматривать возможность калькулирования себестоимости добычи каждого из добываемых видов полезных ископаемых. Методика калькулирования должна базироваться на положениях отраслевых принципов калькулирования себестоимости добываемой продукции, конкретизируемых в форме методики калькулирования себестоимости по конкретному лицензионному участку, являющейся неотъемлемой частью лицензии (приложением).

3. Анализ показал, что в целом налоговая нагрузка организаций в российском нефтегазовом секторе находится на уровне 30%, что соответствует уровню налогообложения организаций в нефтегазовом секторе развитых стран.

Показатель налоговой нагрузки серьезно зависит от уровня цен. При этом в российском нефтегазодобывающем комплексе, в значительной мере ориентированном на экспорт, определяющую роль играет уровень мировых цен. Расчеты показали, что налого-

вая система неадекватно реагирует на изменение финансовых условий; при этом заторможенность реакции носит ярко выраженный характер и создает более благоприятные условия для компаний. В случае снижения как цены реализации, так и ее роялти наблюдается аналогичная динамика — потери компаний относительно ниже, чем государства.

4. Анализ структуры распределения ресурсных налогов, приходящихся на нефтегазовый сектор, между федеральным бюджетом и бюджетами субъектов Российской Федерации показывает, что на долю федерального бюджета до введения НК РФ приходилось более 60% таких налогов. После введения НК РФ эта цифра возрастает до 70% и более.

Такое распределение налоговых выплат противоречит положениям ст. 72 Конституции РФ о совместном ведении в сфере недропользования.

5. Механизм трансфертного ценообразования нарушает принципы налогообложения организаций нефтегазодобычи, приводит к неоправданному снижению ресурсных налогов. Учитывая это, механизм установления корпоративных цен не должен использоваться для целей налогообложения предприятий нефтегазодобычи.

6. Для оценки качества и эффективности действующей системы налогообложения организаций нефтегазодобычи предлагается использовать следующие показатели:

- общая налоговая нагрузка;
- ресурсная налоговая нагрузка;
- экспортная налоговая нагрузка.

Важным элементом анализа эффективности налогообложения организаций нефтегазодобычи является исследование структуры распределения налоговых выплат между бюджетами различных уровней.

7. В целях совершенствования информационного обеспечения налогообложения необходимо разработать и реализовать систему налогового кадастра.

8. Наиболее важным и специфическим проявлением природного фактора, присущим, по существу, лишь нефтегазодобыче, является отсутствие понятия «проектная мощность». Эта исключительная особенность свойственна, в принципе, добывающим

отраслям промышленности, но столь очевидно и жестко она проявляется лишь в нефтегазовом секторе.

Разработка месторождений нефти и газа характеризуется четко выраженной неравномерностью уровней добычи.

Мероприятием, позволяющим устранить влияние неравномерности уровня добычи на текущие результаты производственно-хозяйственной деятельности предприятия, является введение неравномерной, динамичной системы налоговых ставок. Только в этом случае могут быть обеспечены положения провозглашенной законодательством Российской Федерации о недрах доктрины нефтегазодобычи об использовании недр в интересах нынешнего и будущих поколений народов Российской Федерации.

9. Необходимо упростить систему платежей за право пользования недрами, исключив из нее в соответствии с положениями Закона «О недрах» платежи за право разведки месторождения.

10. Учитывая макроэкономический характер понятия «рента», в частности «горная рента», при разработке мероприятий по совершенствованию налоговой системы в сфере нефтегазодобычи следует отказаться от применения данного понятия, заменив его понятием «природоресурсные платежи».

11. При разработке такой системы налогообложения целесообразно рассматривать подвижную шкалу не как установление льгот, а как введение специального налогового режима. В качестве такового налогообложение организаций нефтегазодобычи должно быть выделено из общей системы налогообложения и отнесено к категории специальных налоговых режимов. Правомерность подобного мероприятия диктуется значимостью размеров налоговых поступлений, приходящихся на нефтегазовый сектор, для формирования бюджета, с одной стороны, и возможностью реализации доктрины нефтегазодобычи — с другой.

В самостоятельный блок должны быть выделены все виды налогов, сборов и платежей. При этом необходимо введение обособленного учета всех операций, связанных с освоением месторождений нефти и газа, и в первую очередь бухгалтерского и налогового учета.

Перечень законодательных актов и литературных источников

I. Законодательные акты (в хронологическом порядке)

1. Об учреждении Берг-Коллегиума для ведения в оном дел о рудах и минералах. Именной указ Петра I, 1719 // ПСЗ. Т. V. Спб., 1830.

2. Устав горный Российской Империи // ПСЗ. Т. VII. Спб., 1896.

3. Горное положение Союза ССР (утв. ЦИК и СНК СССР 09.09.1927 г.) // СУ РСФСР. 1927. № 68. Ст. 687, 688.

4. Классификация скважин, буримых при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей) (утв. Мингео СССР 18.06.1968 г.).

5. Основы законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах. Закон СССР от 15.03.1975 г. // ВВС СССР. 1975. № 84. Ст. 435.

6. Государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых СССР. Инструкции по ведению кадастра и методологическое руководство по составлению паспортов. М.: Союзгеофонды МГ СССР, 1981.

7. Правила разработки нефтяных и газовых месторождений (утв. решением Коллегии Миннефтепрома СССР 15.10.1984 г. № 44).

8. Временная типовая методика определения экономической эффективности создания и деятельности на территории СССР совместных предприятий. М.: ГВК СМ СССР, 1987.

9. Методика определения экономической эффективности освоения нефтяных и газовых месторождений на шельфе Балтийского моря. Гданьск: СП «Петробалтик», 1987.

10. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение НТП (утв. ГКНТ и АН СССР 03.03.1988 г. № 60/52).

11. Об иностранных инвестициях в РСФС. Закон РСФСР от 04.06.1991 г. № 1545-1 // ВСНД и ВС. 1991. № 29. Ст. 1008; СЗ РФ. 1995. № 26. Ст. 2397.

12. Закон РФ от 06.12.1991 г. № 1993-1 «Об акцизах» // ВВС РФ. 1991. № 52. Ст. 1872.

13. Закон РФ от 06.12.1991 г. № 1992-1 «О налоге на добавленную стоимость».

14. Закон РФ от 13.12.1991 г. № 2030-1 «О налоге на имущество предприятий» // ВСНД и ВС. 1992. № 12. Ст. 599.

15. Закон РФ от 19.12.1991 г. № 2060-1 «Об охране окружающей природной среды».

16. Закон РФ от 27.12.1991 г. № 2116-1 «О налоге на прибыль предприятий и организаций» // ВВС РФ. 1992. № 11. Ст. 525.

17. Закон РФ от 27.12.1991 г. № 2118-1 «Об основах налоговой системы в Российской Федерации» // ВСНД и ВС. 1992. № 11. Ст. 527.

18. Положение о порядке лицензирования пользования недрами (утв. постановлением ВС РФ от 15.07.1992 г. № 3314-1).

19. Указ Президиума РФ от 14.08.1992 г. № 893 «О введении акцизного сбора с пользователей недр на территории Российской Федерации».

20. Указ Президиума РФ от 17.09.1992 г. № 1089 «О государственном регулировании цен на отдельные виды энергоресурсов».

21. Постановление Правительства РФ от 28.10.1992 г. № 828 «Положение о порядке и условиях взимания платежей за право пользования недрами, акваторией и участками морского дна» // САПП. 1992. № 18. Ст. 1466.

22. Постановление Правительства РФ от 01.11.1992 г. № 847 «Об акцизном сборе на нефть, добываемую на территории Российской Федерации».

23. Инструкция о порядке и сроках внесения в бюджет платы за право на пользование недрами (утв. приказом Минфина № 8 от 04.02.1993 г.).

24. Закон РФ от 21.05.1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе» // ВСНД и ВС РФ. 1993. № 23. Ст. 821.

25. Таможенный кодекс РФ (Закон РФ от 18.06.1993 г. № 52221-1) // ВСНД и ВС РФ. 1993. № 31. Ст. 1224.

26. Указ Президента РФ от 16.12.1993 г. № 2171 «Об общетрасловом классификаторе отраслей законодательства» // САПП РФ. 1993. № 51. Ст. 4936.

27. Указ Президента РФ от 22.12.1993 г. № 2270 «О некоторых изменениях в налогообложении и во взаимоотношениях бюджетов различных уровней» // САПП РФ. 1993. № 52. Ст. 5076.
28. Гражданский кодекс РФ. Ч. 1 (ФЗ от 30.11.1994 г. № 51-ФЗ); Ч. II (ФЗ от 26.01.1996 г. № 14-ФЗ) // СЗ РФ. 1994. № 32. Ст. 3301; 1996. № 5. Ст. 410.
29. Постановление Правительства РФ от 29.12.1994 г. № 1430 «Об особой экономической зоне в границах особого охраняемого эколого-курортного региона Российской Федерации – Кавказских Минеральных Вод».
30. ФЗ от 25.01.1995 г. № 24-ФЗ «Об информации, информатизации и защите информации» // СЗ РФ. 1995. № 609.
31. ФЗ от 03.03.1995 г. № 27-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации “О недрах”» // СЗ РФ. 1995. № 10. Ст. 823.
32. ФЗ от 17.08.1995 г. № 147-ФЗ «О естественных монополиях».
33. ФЗ от 13.10.1995 г. № 157-ФЗ «О государственном регулировании внешнеторговой деятельности» // СЗ РФ. 1995. № 42. Ст. 3923.
34. Водный кодекс РФ (ФЗ от 16.11.1995 г. № 167-ФЗ) // СЗ РФ. 1995. № 47. Ст. 4471.
35. ФЗ от 23.11.1995 г. № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе» // СЗ РФ. № 48. Ст. 4550; 1998. № 16. Ст. 1800.
36. ФЗ от 30.11.1995 г. № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации» // СЗ РФ. 1995. № 49. Ст. 4694.
37. ФЗ от 29.12.1995 г. № 222-ФЗ «Об упрощенной системе налогообложения, учета и отчетности для субъектов малого предпринимательства».
38. ФЗ от 30.12.1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» // СЗ РФ. 1996. № 1. Ст. 18.
39. Постановление Госдумы от 03.04.1996 г. № 210-II ГД «О проекте ФЗ “О концессионных договорах, заключенных с российскими и иностранными инвесторами”».
40. ФЗ от 22.01.1996 г. № 13-ФЗ «Об Особой экономической зоне в Калининградской области».
41. Уголовный кодекс РФ (ФЗ от 13.06.1996 г. № 63-ФЗ) // СЗ РФ. 1996. № 25. Ст. 2954.
42. Инструкция о порядке предоставления горных отводов для разработки газовых и нефтяных месторождений. РД-07-122-96

(утв. постановлением Госгортехнадзора России 11.09.1996 г. № 35).

43. ФЗ от 21.11.1996 г. № 129-ФЗ «О бухгалтерском учете».

44. ФЗ от 10.01.1997 г. № 12-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон “Об акцизах”» // СЗ РФ. 1997. № 3. Ст. 356.

45. Конвенция ООН по морскому праву (подписана в Монтего-Бее (Ямайка) 10.12.1982 г.; ратифицирована ФЗ от 26.02.1997 г. № 30-ФЗ) // СЗ РФ. 1997. № 9. Ст. 1013.

46. Бюджетный кодекс РФ (ФЗ от 31.07.1998 г. № 145-ФЗ).

47. Налоговый кодекс РФ. Ч. I (ФЗ от 31.07.1998 г. № 146-ФЗ) // СЗ РФ. 1998. № 31. Ст. 3824.

48. ФЗ от 31.07.1998 г. № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации» // СЗ РФ. 1998. № 31. Ст. 3833.

49. ФЗ от 17.12.1998 г. № 191-ФЗ «Об исключительной экономической зоне Российской Федерации» // СЗ РФ. 1998. № 51. Ст. 6273.

50. Проект ФЗ «Об особой экономической зоне на территории Курильских островов Сахалинской области (ОЭЗ “Курилы”)» // Российская газета. 1998. 23 декабря.

51. ФЗ от 25.02.1999 г. № 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» // СЗ РФ. 1999. № 96. Ст. 1096.

51. Закон Тюменской области от 26.02.1999 г. № 90 «О нефти и газе».

53. ФЗ от 31.03.1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» // СЗ РФ. 1999. № 14. Ст. 1667.

54. ФЗ от 31.05.1999 г. № 104-ФЗ «Об особой экономической зоне в Магаданской области».

55. Инструкция о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с использованием недр (утв. постановлением Госгортехнадзора России от 02.06.1999 г. № 33) // БНА. 1999. № 29.

56. Положение о составе и порядке возмещения затрат при реализации соглашений о разделе продукции (утв. постановлением Правительства РФ от 03.07.1999 г. № 740).

57. ФЗ от 09.07.1999 г. № 160-ФЗ «Об иностранных инвестициях в Российской Федерации» // СЗ РФ. 1999. № 28. Ст. 3493.

58. ФЗ от 31.12.1999 г. № 227-ФЗ «О федеральном бюджете на 2000 год» // СЗ РФ. 2000. № 32. Ст. 3341.

59. Проект ФЗ «О рентных платежах в природопользовании» (внесен Думой Иркутской области) // Нефть, газ и право. 2000. № 6.

60. Инструкция «О порядке исчисления и уплаты в бюджет налога на прибыль предприятий и организаций» (утв. приказом МНС России от 15.06.2000 г. № БГ-3-02/231).

61. ФЗ от 05.08.2000 г. № 115-ФЗ «О бюджетной классификации» // СЗ РФ. 2000. № 32. Ст. 3338.

62. ФЗ от 05.08.2000 г. № 116-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в бюджетный кодекс Российской Федерации» // СЗ РФ. 2000. № 32. Ст. 3339.

63. Налоговый кодекс РФ. Ч. II (ФЗ от 05.08.2000 г. № 117-ФЗ) // СЗ РФ. 2000. № 32. Ст. 3340.

64. Методические рекомендации по применению главы 22 «Акцизы» части второй Налогового кодекса Российской Федерации (подакцизные товары) (утв. приказом МНС России от 18.12.2000 г. № БЗ-3-03/440).

65. Методические рекомендации по применению главы 22 «Акцизы» части второй Налогового кодекса Российской Федерации (подакцизное минеральное сырье) (утв. приказом МНС России от 19.12.2000 г. № БЗ-3-03/441).

66. Методические рекомендации по применению главы 21 «Налог на добавленную стоимость» Налогового кодекса Российской Федерации (утв. приказом МНС России от 20.12.2000 г. № БЗ-3-03/447).

67. Проект Федерального закона ко второму чтению «О договорах концессии с российскими и иностранными инвесторами» (отклонен 22.12.2000 г. на пленарном заседании Госдумы).

68. Постановление Правительства РФ от 04.01.2001 г. № 1 «Классификация основных средств, включенных в амортизационные группы».

69. Временная классификация скважин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей) (утв. приказом МПР России от 07.02.2001 г. № 126).

70. ФЗ от 08.08.2001 г. № 126-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Фе-

дерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившим силу отдельных актов законодательства Российской Федерации» // СЗ РФ. 2001. № 33. Ст. 3429.

71. Критерии отнесения российских организаций — юридических лиц к крупнейшим налогоплательщикам, подлежащим налоговому администрированию в налоговых органах федерального, окружного и регионального уровней (утв. приказом МНС России от 18.08.2001 г. № БГ-3-08/279).

72. Земельный кодекс РФ (ФЗ от 25.10.2001 г. № 136-ФЗ) // СЗ РФ. 2001. № 44. Ст. 4147.

73. Минимальные и максимальные ставки платы за пользование водными объектами по бассейнам рек, озер и морям и экономическим районам (утв. постановлением Правительства РФ от 28.11.2001 г. № 826).

74. Постановление Правительства РФ от 29.12.2001 г. № 926 «Об утверждении минимальных и максимальных ставок платежей за пользование недрами» // СЗ РФ. 2001. № 1. Ст. 46.

75. ФЗ от 30.12.2001 г. № 194-ФЗ «О федеральном бюджете на 2002 год».

76. Кодекс РФ об административных правонарушениях (ФЗ от 30.12.2001 г. № 195-ФЗ) // СЗ РФ. 2001. № 1. Ст. 2.

77. Проект «Правила разработки нефтяных и газовых месторождений» (разработка ОАО «ВНИИ им. Крылова», 2002).

78. ФЗ от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» // СЗ РФ. 2002. № 50. Ст. 133.

79. Постановление Правительства РФ от 25.01.2002 г. № 57 «О плате за геологическую информацию» // СЗ РФ. 2002. № 5. Ст. 524.

80. Методические рекомендации по применению главы 25 «Налог на прибыль организаций» части второй НК РФ (утв. приказом МНС России от 21.02.2002 г. № БГ-3-02/98).

81. Инструкция по заполнению налоговой декларации по налогу на добычу полезных ископаемых (утв. приказом МНС России от 18.03.2002 г. № БГ-3-21/139).

82. Постановление Правительства РФ от 23.03.2002 г. № 180 «О внесении изменений и дополнений в Положение о формировании и использовании ликвидационного фонда при реализации СРП».

83. Методические рекомендации по применению главы 26 «Налог на добычу полезных ископаемых» Налогового кодекса Российской Федерации (утв. приказом МНС России от 02.04.2002 г. № БГ-3-21/170).

84. Правила установления предельной границы колебаний рыночной цены работ (услуг) по освоению природных ресурсов (утв. постановлением Правительства РФ от 04.04.2002 г. № 216).

85. Формы расчета регулярных платежей за пользование недрами и порядок их заполнения (утв. приказом МНС России от 22.04.2002 г. № БГ-3-21/220).

86. Методические предписания по порядку определения оптовых цен на природный газ, реализуемый в Камчатской области (утв. постановлением ФЭК от 24.07.2002 г. № 46-3/2).

87. ФЗ от 29.05.2002 г. № 57-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

88. Инструкция по заполнению налоговой декларации по налогу на добычу полезных ископаемых (утв. приказом МНС России от 13.08.2002 г. № БГ-3-21/433).

89. Об утверждении формы расчета регулярных платежей за пользование недрами и порядка их заполнения (утв. приказом МНС России от 19.08.2002 г. № БГ-3-21/448).

90. ФЗ от 06.06.2003 г. № 65-ФЗ «О внесении дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации, внесении изменений и дополнений в некоторые другие законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации».

**II. Монографии, учебники, учебные пособия
(в алфавитном порядке)**

91. Англо-русский словарь по нефтепромысловому делу. М.: Гостоптехиздат, 1963.
92. Англо-русский внешнеэкономический и внешнеторговый словарь, М.: Внешторгиздат, 1960.
93. Англо-русский юридический словарь. М.: Русский язык, 1993.
94. *Байжанов У.* Налоговая система Республики Казахстан и инвестиционный климат // Нефтегазовая вертикаль. 2002. № 15.
95. *Барихин А.Б.* Большой юридический энциклопедический словарь. М.: Книжный мир, 2000.
96. *Богачев В.Н.* Оптимизация сроков осуществления инвестиционных программ. Новосибирск: ИЭ и ОПП СО РАН, 1975.
97. *Богданчиков С.М., Перчик А.И.* Соглашения о разделе продукции. М.: Нефть и газ, 2000.
98. Большой юридический словарь. М.: ИНФРА-М, 2001.
99. *Вознесенская Н.Н.* СРП в сфере нефтегазодобычи. М.: ИГП РАН, 1997.
100. *Глухова Н.В.* Экономические аспекты освоения нефтегазовых месторождений континентального шельфа // Сб. тр. ИРЦ «Газпром». М., 2001.
101. Горное дело и окружающая среда: Словарь. М.: МО МАНПО, 2000.
102. *Грязнова Н.Ф.* Анализ мирового опыта начисления налога «роялти» в нефтедобывающей промышленности. М.: ВНИИКИ, 1998.
103. *Денисова И.* Финансовое право: Учебник. М.: Юрист, 1996.
104. *Дроздов И.А.* Договоры на передачу в пользование природных ресурсов: Учебно-практическое пособие. М.: Проспект, 2001.
105. *Евстигнеев Е.Н.* Основы налогообложения и налогового права. М.: ИНФРА-М, 1999.
106. *Ежов С.С.* Особенности налоговой системы в нефтяном секторе экономики. М.: АиБ, 1999.
107. *Ермилов О.М. и др.* Стратегия развития нефтегазовых компаний. М.: Наука, 1998.

108. *Захаровин В.Р.* Комментарий к методическим рекомендациям по применению главы 25 «Налог на прибыль организаций» части второй НК РФ. М.: ИНФРА-М, 2002.

109. *Ивченко В.В.* Проблемы биоэкономического кадастра Мирового океана. М.: Агропромиздат, 1985.

110. *Кейнс Дж. М.* Общая теория занятости, процента и денег. М.: Экономика, 1983.

111. *Клюкин Б.Д.* Горные отношения в странах Западной Европы и Америки. М.: Городец-изд., 2000.

112. *Кокин В.Н.* Защита прав инвестора при недропользовании на условиях СРП в РФ. М.: МГУК, 2002.

113. Комментарий к Закону РФ «О недрах». М.: НОРМА, 2001.

114. *Краева М.И. и др.* Методические основы разработки экономико-экологических кадастров морских полезных ископаемых. Хабаровск, 1986.

115. *Красов О.И.* Природные ресурсы России: Комментарий законодательства. М.: Дело, 2002.

116. *Крюков В.А. и др.* Эволюционный подход к формированию системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики. Новосибирск: ИЭ и ОПП СО РАН, 2002.

117. *Кугаенко А.А., Белянкин М.П.* Теория налогообложения. М.: Вузовская книга, 1999.

118. *Курский А.Н.* Основные элементы систем налогообложения горнодобывающей промышленности стран мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 1997. № 4.

119. *Курский А.Н., Даниленко М.А.* О налоговой реформе в нефтедобывающей промышленности // Нефть, газ и бизнес. 2001. № 4.

120. *Курский А.Н., Курская В.А.* Государственное регулирование нефтяной промышленности Бразилии // Нефть, газ и право. 2001. № 4.

121. *Маркс К.* Капитал. Т. III. М.: Политиздат, 1954.

122. *Махлина М.И.* СРП с иностранными инвесторами. М.: ИГиП РАН, 1995.

123. *Мельгунов В.Д., Фонарьков К.В.* О новой системе платежей при пользовании недрами // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2002. № 3.

124. *Миляков Н.В.* Налоги и налогообложение: Курс лекций. М.: ИНФРА-М, 1999.

125. Мухарский Э.Д. Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов небольшими нефтегазодобывающими предприятиями. М.: ВНИИОЭНГ, 1996.
126. Налоги и налоговое право. М.: Аналитика-Пресс, 1998.
127. Налоги и налогообложение: Учебное пособие. М.: ЮНИТИ, 1998.
128. Нефтяная торговля: Статистический бюллетень // Нефть и капитал. 2002. Октябрь.
129. Окунева Л.П. Налоги и налогообложение в России: Учебник. М.: Финстатинформ, 1996.
130. Основы налогового права: Учебное пособие. М.: Инвест Фонд, 1995.
131. Перчик А.И. Вопросы экономики проектирования и разработки нефтяных и газовых месторождений США. М.: ВНИИОЭНГ, 1974.
132. Перчик А.И. Горное право: Словарь. М.: Квадратум, 2000.
133. Перчик А.И. Горное право: Учебник. М.: 2002.
134. Перчик А.И. Налоговая система в нефтедобывающей промышленности за рубежом // Экономика нефтяной промышленности. 1973. № 7.
135. Перчик А.И. О принципах формирования цен на международном нефтяном рынке // Экономика нефтяной промышленности. 1974. № 3.
136. Перчик А.И. Основы горного права. М.: Недра, 1996.
137. Перчик А.И. Организационно-правовой механизм освоения месторождений нефти и газа // Недра и технология углеводородов. 1999. № 1.
138. Перчик А.И. Основы нефтегазового горного права за рубежом. М.: Миннефтепром, 1991.
139. Перчик А.И. Разработка и ведение кадастра морских ресурсов и запасов нефти и газа // Разработка морских месторождений нефти и газа. 1989. № 3.
140. Перчик А.И. Словарь-справочник по экономике нефтегазодобывающей промышленности. 4-е изд. М.: Недра, 1990.
141. Перчик А.И. Экономика освоения морских месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1987.
142. Перчик А.И., Авалишвили Г.Д. Освоение мелких нефтяных месторождений консорциумом малых предприятий на условиях СРП. М.: Нефть и газ, 2002.

143. *Перчик А.И., Дворец Н.Л.* Налоговые льготы как стимул для освоения низкорентабельных месторождений // Нефть и капитал. 1996. № 6.
144. *Перчик А.И., Шалманов Г.Г.* Концепция нефтегазового законодательства России // Трубопроводный транспорт. 1993. № 2.
145. *Петрова Г.В.* Налоговое право: Учебник. М.: ИНФРА-М, 1997.
146. Правовой режим минеральных ресурсов: Словарь. М.: Геоинформцентр, 2002.
147. *Пушкарева В.М.* История финансовой мысли и политики налогов. М.: ИНФРА-М, 1996.
148. *Путин В.В.* Минерально-сырьевые ресурсы в стратегии развития российской экономики. Спб.: Записки Горного института. 1999. Т. 144-1.
149. *Райзберг Б.А. и др.* Современный экономический словарь. 3-е изд.. М.: ИНФРА-М, 2001.
150. *Реймерс Н.Ф., Яблоков А.В.* Словарь терминов и понятий, связанных с охраной живой природы. М.: Наука, 1982.
151. *Рикардо Д.* Начала политической экономии и налогового обложения. Соч.: В 4 т. М.: Госполитиздат, 1935. Т. 1.
152. *Самуэльсон П.* Экономика. М.: Алгон—ВНИИСИ, 1992.
153. Словарь синонимов: Справочное пособие. АН СССР. Л.: Наука, 1976.
154. *Смит А.* Исследование о природе и причинах богатства народов. Т. 1. М.: Соцэкгиз, 1935.
155. Термины и понятия отечественного недропользования: Словарь-справочник. М.: Геоинформмарк, 2000.
156. *Токарев А.Н.* Налоговое регулирование нефтегазового сектора. Новосибирск: Изд-во ИЭиОПП СО РАН, 2000.
157. Финансовое право: Учебник. М.: Юрист, 1999.
158. *Хайнз Дж., Симонова В.* Нефтегазовый сектор Туркменистана: правовой режим иностранных инвестиций // Нефть, газ и право. 2001. № 1, 2.
159. *Хартуков Е.М.* Цены нефтяного рынка: международные и внутренние аспекты // Нефтяное хозяйство. 2001. № 1.
160. *Черник Д.Г., Починок А.П., Морозов В.П.* Основы налоговой системы. М.: Финансы, 1998.
161. *Шаталов С.Д.* Развитие налоговой системы России: проблемы, пути решения и перспективы. М.: МЦФЭР, 2000.

162. *Щелкачев В.Н.* Отечественная и мировая нефтяная добыча — история развития, современное состояние и прогнозы. М.: Нефть и газ, 2001.

163. *Юткина Т.Ф.* Налоги и налогообложение. М.: ИНФРА-М, 2001.

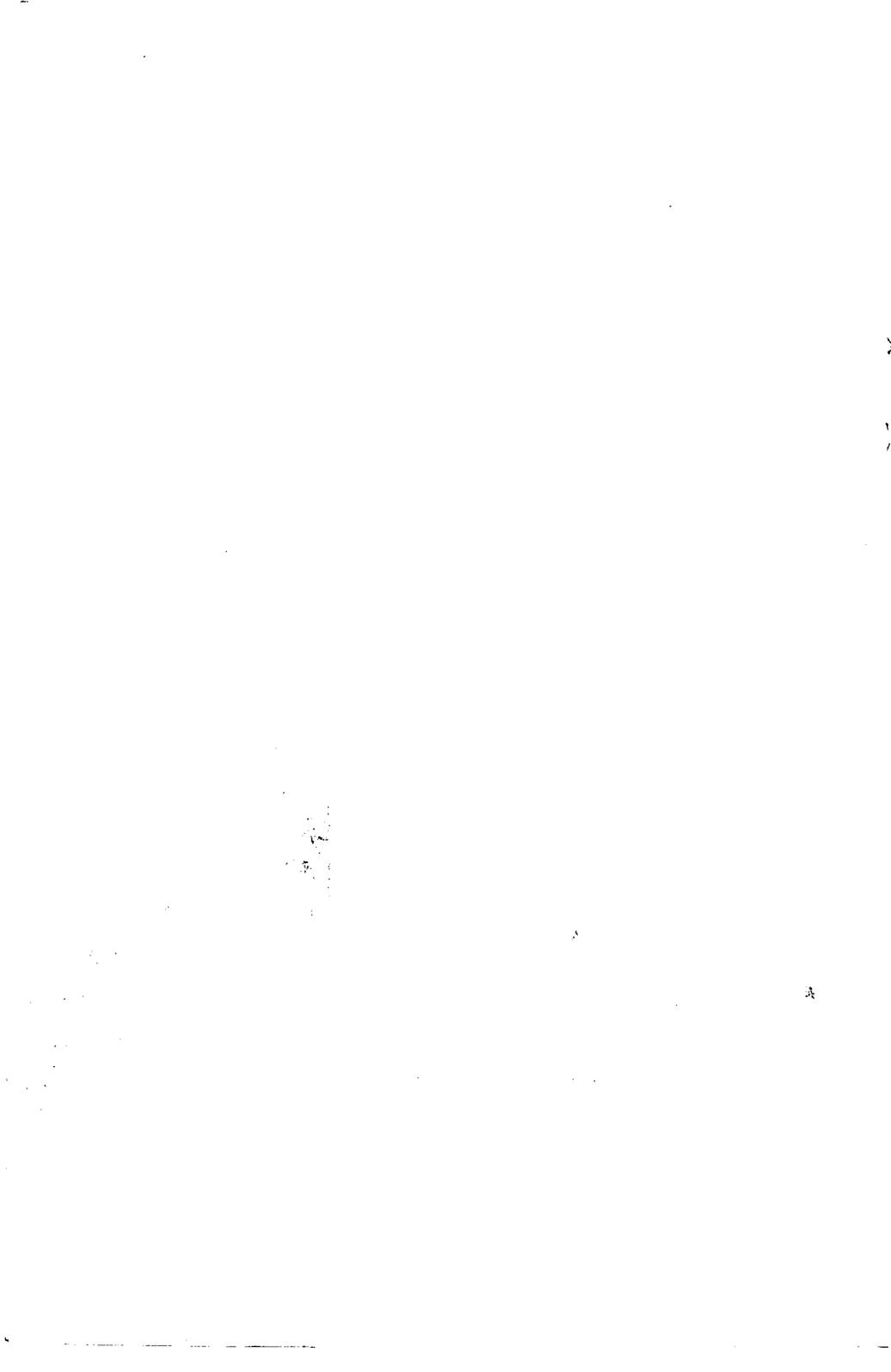
164. *Яковец Ю.* Россия в системе мировых рентных отношений // *Экономист*. 2001. № 3.

165. *Pinho A.C. de.* Glossari dos mais uteis termos na industria de petrobo. Lisboa, 1972.

166. *New Webster's Dictionary of the English Language.* L., 1989.

167. *Nouveau Petit Larousse.* P., 1990. VI.

168. *Masseron J.* L'экономie des hydrocarbures. P., 1992.



А.И. Перчик
НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ НЕФТЕГАЗДОБЫЧИ
Экономика. Право.
Учебно-методическое издание

Компьютерная верстка *Красновской А.В.*

Подписано в печать 20.12.2003. Формат 60x90¹/₁₆.

Печать офсетная. Бумага офсетная.

Уч.-изд. л. 29. Тираж 1500 экз. Заказ 2556

ООО «Нестор Академик Паблшерз»

ЛР № 066020 от 22.07.1998.

121019, г. Москва, Г-19, а/я 32.

Отпечатано в ОАО «Типография “Новости”»,
105005, Москва, ул. Фридриха Энгельса, 46