

Ключевые слова:

газодобывающий сектор, НДС, налоговое регулирование, дифференциация налога

К. О. Белов, научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
(e-mail: Belov_k@bk.ru)

Е. С. Игнатенко, ведущий экономист
Академии бюджета и казначейства Минфина России
(e-mail: Ignatenkoe@mail.ru)

Дифференциация НДС и инвестиционная привлекательность проектов в газовой отрасли

Одно из важных условий успешного развития газодобывающего сектора России — совершенствование налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Налоговое регулирование газового сектора должно быть направлено на стимулирование добычи газа, ее стабилизацию и рост. Для этого оно должно учитывать особенности освоения и разработки газовых месторождений. Мировая практика показывает, что дифференцированное налогообложение имеет обоюдovýгодный характер — и для государства, и для недропользователей.

В настоящее время налогообложение газового сектора в России основывается на унифицированном подходе, который не позволяет дифференцировать уровень налоговой нагрузки в зависимости от конкретных условий добычи углеводородного сырья. «Жесткая» система налогообложения газодобычи не способствует рациональному использованию минерально-сырьевой базы и полноте отработки разрабатываемых запасов, не обеспечивает необходимый уровень инвестиций в геологоразведку с целью воспроизводства минерально-сырьевой базы. Для России с ее многообразием провинций и месторождений проблема дифференциации стоит особенно остро.

Совершенствование системы налогообложения — одна из наиболее актуальных задач в сфере государственного регулирования газовой промышленности. Построение рациональной налоговой системы должно обеспечить баланс интересов государства и хозяйствующих субъектов отрасли. При этом под интересами государства следует понимать не только краткосрочные фискальные цели, связанные с процессом бюджетного планирования, но прежде всего стратегические интересы, вытекающие из задач обеспечения энергетической безопасности, надежных поставок топливно-энергетических ресурсов российским потребителям и выполнения экспортных обязательств.

Все это резко усиливает значимость стимулирующих факторов налогообложения, которое должно превратиться в один из действенных инструментов, способствующих проведению геологоразведочных работ (ГРП), вводу новых месторождений, развитию газотранспортных и газораспределительных систем.

Форсированный характер освоения территорий, находящихся в экстремальных природно-климатических условиях, создает значительные риски недооценки уровня издержек (включая капитальные вложения) при прогнозировании и проектировании. Соответственно, реальные объемы требуемых инвестиций могут оказаться намного больше предполагаемых.

Общие объективные предпосылки для построения гибких, стимулирующих систем налогообложения в нефтегазовом секторе заключаются в следующем. Месторождения нефти и газа существенно различаются по многим характеристикам, включая производительность и глубину скважин, уровень запасов, состав добываемой продукции (газ и газовый конденсат), расстояние до основных потребителей. Это обуславливает различия в уровне издержек на добычу и доставку газа. Еще одним важным фактором дифференциации издержек служит «возраст» нефтегазовых провинций. Освоение новых провинций связано с дополнительными (прежде всего инвестиционными) издержками на разведку запасов и инфраструктурную подготовку территорий, а издержки добычи в старых провинциях возрастают в связи с исчерпанием запасов. Так, по оценкам экспертов, себестоимость добычи сеноманского газа¹ на новых месторождениях возрастет в 1,5–2 раза, но еще больше изменится себестоимость добычи и подготовки углеводородов из глубоких валанжинских и ачимовских залежей, которая уже сейчас оказывается в 2–5 раз выше, чем затраты на добычу сеноманского газа.

В перспективе ожидается появление значительных запасов низконапорного газа, промышленная добыча которых потребует серьезных капиталовложений; увеличение в составе разведанных запасов доли жирных, конденсатных и гелийсодержащих газов, что подразумевает создание новых газоперерабатывающих мощностей. Эти проблемы требуют незамедлительного решения, так как крупнейшие газовые месторождения уже сейчас характеризуются высокой выработанностью (табл. 1).

Таблица 1

Остаточные запасы сеноманского газа по основным крупнейшим месторождениям Западной Сибири (% от начальных запасов)

Месторождение	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Медвежье	16,8	13,0	11,0		
Юбилейное	49,1	24,1	14,4		
Ямсовейское	54,2	35,5	22,0	13,3	8,2
Вынгапуровское	20,7	19,5			
Комсомольское	36,8	23,7	15,9	11,4	
Западно-Таркосалинское	42,3	30,3	21,0	15,3	
Уренгойское	17,3	13,6	11,2	9,4	8,3
Ямбургское	37,3	31,2	25,2	20,6	17,3
Заполярье	77,3	59,1	41,2	28,7	20,9

Источник: Государственный баланс запасов полезных ископаемых. — ФГУП «Росгеолфонд».

¹ Газовые месторождения сеноманского яруса мелового периода, состоят почти исключительно из метана, не требуют переработки.

Эти негативные факторы, безусловно, осложняют деятельность газодобывающих компаний. Для разработки таких месторождений, добыча которых осложнена по экономическим или техническим причинам, должны быть найдены стимулы.

Что касается мирового опыта применения стимулирующих механизмов для сохранения и увеличения добычи малорентабельного газа, то анализ показывает, что существует всего два принципиально различающихся подхода к созданию экономических стимулов: производственный и экономический. На практике — в разных странах — имеет место модификация того или иного подхода, обусловленная местными особенностями, историческими или иными причинами.

Производственный подход характеризуется тем, что в основу дифференциации налогообложения положены факторы, относящиеся к производственно-технологическим или технико-экономическим аспектам функционирования газового сектора, и прежде всего геолого-промысловые.

Обычно в качестве дифференцирующих рассматривают такие факторы, как:

- глубина залегания продуктивных пластов;
- стадия разработки (растущая, стабильная, падающая или затухающая добыча);
- дебиты скважин;
- качественные характеристики и состав добываемой продукции;
- применение новых или нетрадиционных технологических методов добычи (например поддержание пластового давления с целью повышения степени извлечения запасов).

Эти факторы самым непосредственным образом связаны с показателями экономической эффективности освоения ресурсов. Поэтому дифференциация по производственным признакам отражает, в конечном счете, различия в уровне экономической эффективности. Применительно к каждому дифференцирующему фактору определяются специальные поправочные коэффициенты к базисной ставке налога, а итоговая ставка представляет собой некую средневзвешенную величину.

Экономический подход характеризуется тем, что в основе дифференциации системы налогообложения лежат непосредственно финансово-экономические факторы, выраженные в виде соотношения между доходами и издержками недропользователей.

При использовании любого из названных подходов допускается дифференциация ставок налогообложения, учитывающая динамику изменения рыночной конъюнктуры.

На практике в одних странах применяется производственный, в других — экономический подход к дифференциации налогообложения газового сектора.

Производственный подход более распространен в старых нефтедобывающих странах (Канада, США), где он формировался на протяжении многих лет. В свою очередь, экономический подход применяется в странах, где добыча нефти и газа началась сравнительно недавно (Великобритания, Норвегия, Нидерланды).

В России дополнительным стимулом для освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами должно быть повышение цен на газ до экономически обоснованного уровня согласно принципу равнодоходности внутренних и экспортных цен (что

предполагалось к 2011–2012 гг.). Но в условиях обострившейся в 2008–2009 гг. экономической ситуации, спада производства и потребления повышение цен на газ до экономически обоснованного уровня отложено на более поздний срок.

Для России с ее многообразием провинций и месторождений проблема дифференциации стоит особенно остро. Создание гибкой налоговой системы в газодобывающей промышленности России следует начать на основе элементов производственного подхода, отражающих естественную (геолого-промысловую, географическую) дифференциацию условий разработки месторождений.

Для дифференциации налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в газодобыче предлагается использовать следующие факторы:

- экономико-географические условия;
- особые условия разработки месторождений;
- степень истощения запасов (выработанность);
- глубина залегания продуктивных пластов;
- начальная стадия разработки месторождения (предоставление налоговых каникул).

Фактор 1. Экономико-географические условия (территориальный фактор)

В зависимости от территориального расположения объектов разработки в границах новых добывающих провинций рекомендуется применять понижающий коэффициент. Налогообложение производится по нулевой налоговой ставке при добыче газа из всех видов месторождений, расположенных в перспективных регионах с отсутствующей производственной, транспортной и социальной инфраструктурой и экстремальными природными условиями: арктический и дальневосточный шельфы, территория Сибирского и Дальневосточного федеральных округов. На территории полуострова Ямал также предлагается использовать нулевую ставку НДПИ. На остальной территории РФ понижающая ставка НДПИ по территориальному фактору не применяется. Учет экономико-географических условий способствует освоению месторождений в новых труднодоступных регионах. Этот фактор хорошо администрируется и широко используется в мировой практике.

Фактор 2. Особые условия разработки месторождений

Под особыми условиями понимается разработка месторождения с применением сайклинг-процесса для повышения извлечения жидких углеводородов на период закачки газа в пласт, а также разработка запасов с аномальным содержанием агрессивных компонентов, ограничивающих рост добычи газа, и прочие.

В случае использования сайклинг-процесса дифференциация налога действует только на период закачки. Введение этого критерия предотвращает двойное налогообложение газа, используемого для обратной закачки в пласт при разработке газоконденсатных месторождений. Этот фактор также легко контролируется, поскольку компании не заинтересованы в сокращении объемов товарного газа. На данном этапе эта технология в России не распространена, однако она имеет хорошие перспективы при освоении газоконденсатных залежей.

Фактор 3. Выработанность запасов

Исходя из среднестатистических данных истории разработки месторождений и учитывая, что выработанность запасов в диапазоне 60–80 % и выше вызывает быстрый и существенный рост издержек добычи газа, на заключительной стадии разработки месторождений (после достижения уровня истощения продуктивных пластов 60 %) также предлагается дифференцировать ставку НДС. Для определения понижающего коэффициента НДС нужно использовать прямолинейную зависимость в интервале выработанности 60–95 %.

В случае, если степень выработанности запасов газа конкретного объекта разработки, определяемая с использованием прямого метода учета количества добытого газа, больше или равна 0,6 (60 % отбора), коэффициент к ставке НДС (K), характеризующий степень выработанности, рассчитывается по формуле:

$$K = 2,7143 - 2,851 \times \frac{Q_1}{Q_2},$$

где Q_1 — объем отобранных запасов,

Q_2 — объем первоначальных балансовых запасов.

Данная формула базируется на удельных производственных затратах на добычу газа и их росте по мере выработанности запасов.

Дифференциация НДС исходя из степени выработанности запасов газа стимулирует разработку истощенных месторождений с высокими затратами на добычу газа. Но в целях соблюдения экологических и технологических норм при освоении месторождений необходимо создание системы мониторинга и контроля.

Фактор 4. Глубина залегания продуктивных пластов

Коэффициент, характеризующий глубину залегания конкретного объекта разработки газа, определяется на основании данных утвержденного Государственного баланса запасов полезных ископаемых. При оценке глубины залегания следует исходить из среднего значения интервала глубин, т. е. определять глубину залегания середины толщины пласта. Для пластов глубиной:

- менее 1500 м принимается коэффициент, равный 1;
- в диапазоне от 1500 до 3500 м — 0,7;
- более 3500 м — 0,5.

Дифференциация по глубинам залегания стимулирует разработку дорогостоящих глубоких газовых и газоконденсатных залежей углеводородов.

Фактор 5. Начальная стадия разработки месторождения (предоставление налоговых каникул).

С начала разработки месторождения и до его выхода на проектную мощность (3–5 лет) продолжается ввод капитальных вложений в достаточно крупном объеме, что является большой инвестиционной нагрузкой на газодобывающее предприятие.

Рекомендуется освободить от уплаты НДС в течение 5–7 лет объемы газа, добываемого на вновь вводимых месторождениях (объектах). Мировая практика показывает, что льготированный объем начальной добычи за указанный период составляет приблизительно 10 % запасов газа. Эта мера стимулирует инвестиции в разведку и освоение новых месторождений, что очень важно для обеспечения устойчивых темпов роста добычи газа в России.

Последствия применения дифференциации НДС на практике были рассмотрены на примере группы месторождений, подпадающих под факторы, описанные выше.

ГКМ 1 — месторождение, расположенное в перспективном регионе с отсутствующей производственной, транспортной и социальной инфраструктурой и экстремальными природными условиями (фактор 1).

ГКМ 2 — новое месторождение с особыми условиями разработки (факторы 2 и 5).

ГКМ 3 — действующее месторождение, находящееся в стадии падающей добычи (фактор 3).

ГКМ 4 — новое месторождение с глубиной залегания продуктивных пластов свыше 3500 м (факторы 4 и 5).

Таким образом, для каждого объекта налоговая ставка при добыче газа рассчитывается как установленная для отрасли базовая ставка, скорректированная на величину поправочных коэффициентов по всем применимым к данному участку факторам дифференциации.

Были проведены расчеты экономической эффективности при различных сценариях изменения ставки НДС на газ:

- действующая ставка НДС на газ по состоянию на январь 2010 года (147 руб./1000 м³);
- изменение ставки НДС пропорционально росту инфляции (учтены темпы инфляции в соответствии с «Уточненным прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2010 год и плановый период 2011 и 2012 годов» от 30 декабря 2009 г., разработанным Министерством экономического развития РФ);
- постепенное повышение ставки НДС на газ в 2–3-кратном размере по отношению к действующему налоговому режиму.

В условиях сохранения неопределенности динамики мировых цен на энергоресурсы цена газа рассчитывалась исходя из ценовых условий, сложившихся к середине января 2010 г., при которых цена нефти составляла \$80 за баррель.

Показатели экономической эффективности по представленным месторождениям при различных налоговых условиях представлены в табл. 2.

Таблица 2

**Показатели экономической эффективности (NPV)
при различных налоговых режимах, млрд руб.**

Объект разработки	Суммарные налоговые поступления при базовой ставке НДС (147 руб./тыс. м ³)	Суммарные налоговые поступления при изменении ставки НДС (с учетом инфляции)		Суммарные налоговые поступления при кратном увеличении ставки НДС	
		без дифф.	с дифф.	без дифф.	с дифф.
ГКМ1	311,7 в т. ч. НДС на газ 131,2	324,4 в т. ч. НДС на газ 172,2	212,2	440,5 в т. ч. НДС на газ 346,1	212,2
NPV	-42,4	-52,6	-2,1	-107,5	-2,1
ГКМ2	36,5 в т. ч. НДС на газ 10,6	38,3 в т. ч. НДС на газ 12,4	30,4 в т. ч. НДС на газ 2,9	46,8 в т. ч. НДС на газ 19,8	31,7 в т. ч. НДС на газ 3,7
NPV	-10,2	-10,6	-1,3	-14,1	-1,5
ГКМ3	63,4 в т. ч. НДС на газ 27,8	67,9 в т. ч. НДС на газ 31,5	61,2 в т. ч. НДС на газ 19,8	85,5 в т. ч. НДС на газ 52,4	65,9 в т. ч. НДС на газ 29,1
NPV	48,1	47,2	51,1	39,5	46,9
ГКМ4	33,9 в т. ч. НДС на газ 8,4	37,1 в т. ч. НДС на газ 10,1	32,2 в т. ч. НДС на газ 3,9	39,5 в т. ч. НДС на газ 19,6	35,9 в т. ч. НДС на газ 8,1
NPV	-9,1	-9,7	1,1	-12,8	0,8

Примечание: NPV – чистый дисконтированный доход.

Расчеты показали, что при действующем налоговом режиме рассматриваемые объекты имеют отрицательные показатели эффективности. При повышении ставки НДС показатель NPV снижается в 1,6–2,2 раза, что делает разработку этих месторождений в действующих налоговых условиях нерентабельной. Необходимо также учитывать, что расчеты выполнены в текущих ценовых условиях на середину января 2010 года, а в дальнейшем сохранение сложившихся цен на энергоносители представляется маловероятным. Даже при незначительном снижении цен эффективность разработки сложных по различным условиям месторождений окажется значительно ниже рассчитанной.

Применение дифференцированного подхода к налогообложению увеличивает NPV проектов, что повышает их инвестиционную привлекательность.

Эффект от применения дифференциации по отдельным месторождениям на первый взгляд кажется незначительным, однако суммарный результат в масштабах газовой отрасли мог бы быть достаточно весомым.

Выгоды государства при дифференциации НДС (введении льгот по НДС) обусловлены потенциальной возможностью увеличения объемов добычи газа за счет освоения нерентабельных и низкорентабельных месторождений, которые не могут разрабатываться при обычных условиях налогообложения. Это позволит смежным отраслям национальной экономики, являющимся крупными потребителями природного газа, избежать возможных экономических потерь в случае невыполнения обязательств по поставкам газа. Также возрастут совокупные налоговые доходы, зачисляемые в бюджеты всех уровней.

Комплексный подход к формированию базовой ставки и дифференциации НДС позволит развить гибкую систему налогообложения, выбрать конкретные актуальные параметры оценки месторождений. Налоги будут выполнять не только фискальную роль — они станут стимулирующим фактором развития отрасли. Инвесторам будут понятны условия налогообложения, что должно повысить привлекательность газовых инвестиционных проектов.

Библиография

1. Разработка месторождений углеводородов: Сб. научн. тр. — М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008.
2. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности / А. Ф. Андреев, В. Ф. Дунаев, В. Д. Зубарева и др. — М., 1997.
3. Виленский, П. Л., Лившиц, В. Н., Смоляк, С. А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика: учебн.-практ. пособие. — М.: Дело, 2001.
4. Вяхирев, Р. И., Гриценко, А. И., Тер-Саркисов, Р. М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. — М.: Недра, 1999.
5. Газовая геология России. Вчера, сегодня, завтра / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, В. И. Старосельский и др. // История развития сырьевой базы газовой промышленности России и стран СНГ. — М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2000.
6. Оценка возможности применения сайклинг-процесса при разработке ачимовских залежей / С. М. Лютомский, В. Е. Мискевич, И. Ю. Юшков и др. // Газовая промышленность. — 2008. — № 7.
7. Гриценко, А. И., Николаев, В. А., Тер-Саркисов, Р. М. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. — М.: Недра, 1995.
8. Подходы к дифференциации налогообложения в газовой промышленности / В. А. Крюков, В. Ю. Силин, А. Н. Токарев и др. — Новосибирск: ИЗОПП СО РАН, 2006.
9. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / В. В. Коссов, В. Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров и др. — М.: Экономика, 2000.
10. Налоговый кодекс Российской Федерации (Части первая и вторая). — М.: Юркнига, 2008.
11. Проблемы экономики газовой промышленности: Сб. статей. — М.: Газоил пресс, 2001.
12. Российская газовая энциклопедия / Под ред. Р. М. Вяхирева. — М.: Большая российская энциклопедия, 2004.
13. Сырьевая база и добыча газа в России в XXI веке / А. И. Гриценко, Б. А. Пономарев, Н. А. Крылов и др. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
14. Тер-Саркисов, Р. М., Подюк, В. Г., Николаев, В. А. Научные основы повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1998.
15. Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. — М.: 2003.
16. Язев, В. А. У России больше нет дешевого газа // Нефтегазовая вертикаль. — 2005. — № 8/9.