

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«РОССИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Г.В. ПЛЕХАНОВА»**

На правах рукописи

АНИЩЕНКО ВАСИЛИЙ АРНОЛЬДОВИЧ

**РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДОБЫЧИ И
РЕАЛИЗАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В РОССИИ**

Специальность 08.00.10 – «Финансы, денежное обращение и кредит»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель
доктор экономических наук,
профессор
Маршавина Любовь Яковлевна

Москва – 2016 год

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.....	10
1.1. Определение величины ренты при добыче углеводородного сырья	10
1.2. Классификация систем и методов дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья	25
1.3. Зарубежный опыт дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья	39
ГЛАВА 2. ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В РОССИИ.....	64
2.1. Трансформация российской системы налогообложения добычи углеводородного сырья	64
2.2. Методы дифференциации НДС и вывозных таможенных пошлин	89
2.3. Налоговая нагрузка при добыче углеводородов в России	108
ГЛАВА 3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В РОССИИ	120
3.1. Направления развития российской системы налогообложения добычи углеводородного сырья	120
3.2. Предложения по усилению дифференциации ставок НДС.....	137
3.3. Разработка элементов специального налога с прибыли нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородов	149
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	167
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	174
Приложения.	187

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Нефтегазовая отрасль обеспечивает более половины доходов федерального бюджета России и в значительной степени определяет экономическое состояние страны. В условиях сложившейся ценовой конъюнктуры на мировых сырьевых рынках изучение проблем изъятия горной ренты, образующейся при добыче углеводородного сырья, при помощи системы налогообложения приобретает особую актуальность. Изъятие горной ренты в России осуществляется при помощи налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и вывозных таможенных пошлин. Поскольку в настоящее время добыча углеводородного сырья в России смещается на месторождения, расположенные в труднодоступных регионах и на континентальном шельфе, российская система налогообложения недропользователей должна решать уже не только задачи фискального характера, но и обеспечить условия для рентабельной добычи углеводородов на месторождениях с особыми условиями добычи.

Актуальность темы диссертационной работы обусловлена необходимостью:

- оценки целесообразности сохранения современной российской системы налогообложения для обеспечения стабильных фискальных поступлений в долгосрочной перспективе;
- формирования в России единой системы дифференциации налогообложения для всех видов углеводородного сырья, учитывающей факторы, которые влияют на величину горной ренты;
- определения дальнейших направлений развития современной российской системы налогообложения добычи углеводородного сырья с целью создания необходимых условий для освоения новых месторождений, расположенных в труднодоступных регионах;
- оценки экономического эффекта от замены НДПИ налогом, объектом которого является прибыль от добычи и реализации углеводородов.

Степень научной разработанности проблемы. Концептуальные основы теории ренты изложены в трудах А. Смита, Д. Рикардо, К. Маркса, А. Маршалла.

В трудах отечественных ученых-экономистов (С. Г. Струмилин, А.С. Асхатов, Н.В. Володомонов, В. Н. Герасимович, А. А. Голуб, К. Л. Пожарицкий), посвященных вопросам изъятия ренты, исследовались, прежде всего, практические вопросы расчета ее величины. Проблемы изъятия ренты при налогообложении добычи нефти исследовались С.А. Аржаевым, Ю. П. Беловым, Ю. Н. Бобылевым, С. Ю. Глазьевым, С. С. Ежовым, М. А. Комаровым, А. А. Конопляником, А.В. Ложниковой, Д. С. Львовом, В. В. Сердюковым, А.И. Токаревым, С.В. Чернявским, Д. Джонстоном.

Несмотря на то, что изъятие ренты при добыче углеводородов широко исследовалось учеными разных стран, нерешенными остаются вопросы, связанные с формированием единой для всех видов углеводородного сырья (нефти, природного газа и стабильного газового конденсата) системы дифференцированного налогообложения, обеспечивающей изъятие государством горной ренты и учитывающей условия разработки месторождений. Недостаточная теоретическая проработка данных вопросов определила цель и задачи исследования.

Цель и задачи исследования. Целью диссертационного исследования является определение дальнейших направлений развития системы налогообложения добычи углеводородного сырья в России, учитывающей горно-геологические, географико-климатические и экономические условия освоения месторождений при определении размера налоговых изъятий.

Для достижения поставленной цели в работе решались следующие **задачи**:

- определить режим налогообложения, обеспечивающий получение государством фискальных поступлений на уровне, соответствующем величине горной ренты;
- разработать алгоритм расчета ставок НДС, обеспечивающий единый для всех видов углеводородного сырья подход к дифференциации налогообложения;

- определить дальнейшие направления развития российской нефтегазовой отрасли, включая выработку предложений по усилению дифференциации ставок НДС;
- выработать меры налогового администрирования и оценить перспективы внедрения специального налога на прибыль от добычи и реализации углеводородов;
- раскрыть элементы специального налога на прибыль от добычи и реализации углеводородного сырья.

Объект исследования – экономические отношения между государством и российскими нефтегазовыми компаниями, связанные с налогообложением добычи углеводородного сырья.

Предметом исследования является система налогообложения добычи углеводородного сырья в России.

Область исследования. Содержание диссертационного исследования соответствует требованиям специальности 08.00.10 – «Финансы, денежное обращение, кредит» паспорта научных специальностей ВАК при Минобрнауки России (экономические науки) в части подпунктов: 2.5. Налоговое регулирование секторов экономики; 2.9. Концептуальные основы, приоритеты налоговой политики и основные направления реформирования современной российской налоговой системы; 2.17. Бюджетно-налоговая политика государства в рыночной экономике.

Теоретическая база исследования. Основой диссертации послужили фундаментальные труды А. Смита, Д. Рикардо, Дж. Андерсона, К. Маркса, А. Маршалла. Также были использованы научные работы как зарубежных авторов (Д. Джонстон, К. Бидерман, Р. Майксел, Х. Хотелинг), так и отечественных (В.И. Данилов-Данильян, С.С. Ежов, С.А. Кимельман, М.К. Клубничкин, А.А. Конопляник, Д.С. Львов, В.Е. Новиков, А.И. Перчик, В.А. Слепов и др.).

В процессе исследования широко использовались нормативно-правовые акты зарубежных стран в области налогообложения добычи углеводородного

сырья, а также аналитические материалы, подготовленные профильными министерствами и агентствами зарубежных государств.

Методологическая основа исследования. При написании диссертации использованы методы структурного, логического, статистического и сравнительного анализа, методы группировки, экспертной оценки, а также математического моделирования.

Информационная база. В рамках исследования использовались положения нормативных правовых актов России, Росстата, Минфина России, Минэнерго России, Федеральной налоговой службы, информационные материалы научно-практических конференций и семинаров; бухгалтерские данные о финансово-хозяйственной деятельности нефтегазовых компаний (Роснефть, Газпром, Лукойл, Сургутнефтегаз, Газпром нефть, Татнефть, Башнефть, НКК) за 2010 – 2015 гг.

Рабочей гипотезой исследования является необходимость формирования в России единой системы дифференцированного налогообложения добычи углеводородного сырья, которая заключается в усилении дифференциации НДС и введении специального налога на прибыль нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородов, с целью стимулирования разработки новых месторождений с особыми условиями добычи и рационального недропользования на разработанных месторождениях.

Научная новизна исследования заключается в разработке и обосновании теоретических основ и практических рекомендаций для определения дальнейших направлений развития российской системы налогообложения добычи углеводородного сырья на разных по условиям разработки месторождениях.

Результаты исследования, составляющие его научную новизну и отражающие личный вклад автора в решение поставленных задач, заключаются в следующем.

1. Доказано, что специальный налог, взимаемый с прибыли от добычи и реализации углеводородов, учитывает условия добычи на месторождениях при осуществлении налогообложения без введения дополнительных мер,

направленных на учет факторов дифференциации, что позволяет получать государству фискальные поступления на уровне, соответствующем величине горной ренты.

2. Разработана единая для всех видов углеводородного сырья модель дифференциации ставок НДС, обеспечивающая учет факторов, которые влияют на величину горной ренты, а именно: уровня цен на углеводородное сырье, горно-геологических и географико-климатических условий освоения месторождения и необходимого уровня рентабельности, что способствует выравниванию налоговой нагрузки при добыче разных видов углеводородного сырья.

3. Предложены меры налогового администрирования, развивающие положения по контролю в области трансфертного ценообразования, а также устанавливающие предельную величину расходов, учитываемых при расчете налоговой базы специального налога на прибыль от добычи и реализации углеводородов, создающие условия для введения в российскую налоговую систему специального налога на прибыль от добычи и реализации углеводородов.

4. Сформулированы предложения по усилению дифференциации ставок НДС, которые направлены на обеспечение учета условий добычи на месторождениях при осуществлении налогообложения и которые заключаются в установлении единого алгоритма расчета ставки для всех видов углеводородного сырья на основании действующих понижающих коэффициентов, замене адвалорных ставок и налоговых вычетов понижающими коэффициентами, а также введении новых понижающих коэффициентов.

5. Установлены элементы специального налога на прибыль от добычи и реализации углеводородов, позволяющие осуществить внедрение данного налога в российскую систему налогообложения добычи углеводородного сырья.

Теоретическая значимость результатов диссертационного исследования заключается в развитии налоговой теории посредством:

– разработки предложений по совершенствованию алгоритма определения размера горной ренты, возникающей при добыче углеводородов, которые заключаются в расчете ренты за весь период освоения месторождения, а

также период вывода из эксплуатации активов, используемых при добыче углеводородов;

– систематизации и классификации существующих в мире способов дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья в зависимости от факторов добычи (производственно-технологические и финансово-экономические); категории месторождений (стандартные месторождения и месторождение с нетрадиционными запасами), объекта налогообложения (валовой доход и прибыль от добычи углеводородов);

– выявления тенденции изменения объекта налогообложения добычи углеводородов в развитых зарубежных странах, которая заключается в переходе от налогообложения валового дохода к налогообложению прибыли при добыче углеводородного сырья на месторождениях с особыми условиями добычи.

Практическая значимость диссертационного исследования состоит в:

– формулировании предложений по усилению дифференциации НДСП посредством введения новых понижающих коэффициентов;

– выработке мер налогового администрирования, необходимых для успешного внедрения специального налога на прибыль от добычи и реализации углеводородов;

– разработке элементов и алгоритма расчета налоговой базы специального налога на прибыль от добычи и реализации углеводородов, заменяющего НДСП.

Результаты диссертационного исследования могут быть использованы органами законодательной и исполнительной власти Российской Федерации в рамках законотворческих инициатив в сфере налогообложения добычи углеводородного сырья.

Апробация работы. Результаты диссертационного исследования (направления усиления дифференциации НДСП, разработка элементов специального налога на прибыль от добычи и реализации углеводородов) использованы компанией ООО «ПрайсвотерхаусКуперс Консультирование» в рамках консультационной деятельности при взаимодействии с Министерством

энергетики РФ в исследовании возможных направлений развития российской системы налогообложения добычи углеводородного сырья на морских и шельфовых месторождениях, а также при оценке экономического эффекта от замены НДС специальным налогом на прибыль от добычи и реализации углеводородного сырья.

Основные положения диссертационного исследования представлялись в форме научных докладов и сообщений на научно-методических и научно-практических конференциях в Волгограде (2012 - 2013 гг.), Москве (2012-2014 гг.), а также использованы в учебном процессе при проведении практических занятий со студентами РЭУ им. Г.В. Плеханова по дисциплинам «Налогообложение природопользования», «Налоговая политика».

Публикации. Основные положения диссертации опубликованы в 11 печатных работах общих объемов 4,1 п.л. (авт. 3,9 п. л.), в том числе в 5 печатных работах в ведущих рецензируемых ВАК журналах.

Структура работы. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованной литературы и приложений.

ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

1.1. Рента при добыче углеводородного сырья

Ключевым понятием в экономической теории при налогообложении добычи полезных ископаемых является понятие ренты. Вопросы, связанные с определением понятия ренты, размера и способов ее изъятия, исследовались в течение нескольких столетий учеными разных стран.

В экономической теории рента определяется как доход от фактора производства, который образуется по причине ограниченности такого фактора.¹ Данное определение является общеприменимым ко всем видам рент. Природная рента, образующаяся в том числе при добыче полезных ископаемых, определяется как часть прибыли, возникающей в результате использования природного ресурса в процессе производства.²

В современной зарубежной литературе, посвященной налогообложению добычи полезных ископаемых, величина горной ренты определяется как разность между выручкой от реализации добытых полезных ископаемых и затратами на добычу такого полезного ископаемого, а также нормальным уровнем прибыли, характерным для данной деятельности, на вложенный капитал³. Определение горной ренты, предложенное отечественными экономистами, как размер годового дохода, уменьшенного на величину эксплуатационных расходов и нормальной величины прибыли, соответствует определению, используемому в западной экономической литературе.⁴

Таким образом, применительно к добыче углеводородного сырья ренту можно определить, как разновидность горной ренты, которая рассчитывается как часть прибыли нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородного сырья.

¹ Милль Дж. Основы политической экономии. – М.: Эксмо, 2007. С. - 203

² Гофман К.Г. Экономическая оценка природных ресурсов в условиях социалистической экономики. М., Наука, 1977, 170 с.

³ Jonston, D. Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts, Penn Well Books, 1994, P. - 112

⁴ Волконский В.А., Лифшиц В.Н., Смоляк С.А., Оценка природной ренты и ее роль в экономике России. – М.: Институт экономических стратегий, 2003. С. – 16-18

При этом получаемая нефтегазовыми компаниями рента подлежит изъятию государством, поскольку природный ресурс – полезные ископаемые, формирующие ренту, являются собственностью государства. Законодательством большинства государств установлена государственная собственность на содержащиеся в недрах полезные ископаемые. Российским законодательством в области недропользования также закреплена собственность государства на полезные ископаемые. В частности, установлено, что «содержащиеся в недрах полезные ископаемые... являются государственной собственностью».⁵

Изъятие государством ренты осуществляется при помощи налогообложения деятельности добывающих компаний посредством взимания специальных платежей⁶. Данные платежи именуются специальными, поскольку распространяются на определенный круг налогоплательщиков, чья деятельность связана с добычей полезных ископаемых, и направлены на изъятие горной ренты: объектом налогообложения является либо количество добытого ископаемого, либо выручка, либо прибыль от его реализации. Ставки указанных платежей обеспечивают изъятие не всего, а лишь части дохода (прибыли) добывающих компаний от добычи полезных ископаемых.

Вместе с тем важно разделять понятия ренты и специальных фискальных платежей, направленных на изъятие ренты, принимая во внимание их различное экономическое содержание. Большая часть специфических фискальных платежей, направленных на изъятие ренты, являются налогами. Согласно российскому налоговому законодательству, налог – это «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

⁵ Статья 1.2 Закона Российской Федерации № 2395-1 от 21.02.1992 года «О недрах» [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2015. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/ (дата обращения: 01.06.2015).

⁶ Под специальными фискальными платежами нами определены налоговые, таможенные, акцизные платежи, уплата в соответствующих формах и размерах которых присуща только при добыче и реализации углеводородов.

обеспечения деятельности государства и (или) муниципальных образований».⁷ Таким образом, несмотря на то, что при помощи налогообложения изымаются денежные средства, принадлежащие нефтегазовым компаниям, государство-собственник природных ресурсов получает принадлежащую ему ренту.

Для определения величины специальных фискальных платежей, направленных на изъятие ренты в пользу государства, необходимо определить размер самой ренты. При этом необходимо учитывать, что рента, образуемая при добыче углеводородного сырья, имеет ряд отличительных особенностей от других видов рент – земельной, сельскохозяйственной, по причине невосполнимости полезных ископаемых, ограниченности срока разработки месторождения и необходимости привлечения значительных инвестиций.

Изъятие ренты при добыче углеводородного может быть осуществлено и минуя налоговую систему путем прямого перечисления ренты от нефтегазовых компаний в адрес государства, т.е. при помощи взимания «рентных платежей». Вместе с тем изъятие ренты в пользу государства при помощи уплаты рентных платежей, по нашему мнению, не является целесообразным ввиду следующего.

Во-первых, изъятие ренты при помощи «рентных платежей» будет дублировать налоговую систему. Так, при определении размера «рентных платежей» необходимо учитывать условия разработки месторождения и оценить их влияние на размер дохода, образующегося при добыче углеводородного сырья. При этом точность определения влияния условий разработки месторождений на размер дохода в виде ренты не может быть выше, чем у налоговой системы, поскольку последней накоплен многолетний практический опыт по осуществлению дифференцированного налогообложения на разных по условиям разработки месторождениях. Во многих исследованиях российских ученых (Аржаев С.А., Давыдов И.П., Картовенко И.В., Сердюков С.С.) ввиду специфической направленности российских НДС и вывозной таможенной

⁷ Пункт 1 статьи 8 Налогового кодекса Российской Федерации от 31.07.1998 N 146-ФЗ [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2015. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_76276/ (дата обращения: 01.06.2015).

пошлины такие платежи даже определяются как «платежи рентного характера», «специальные платежи, направленные на изъятие ренты», подчеркивая тесную взаимосвязь между налогами, уплачиваемыми при добыче полезных ископаемых, и рентой.

Во-вторых, размер «рентных платежей» необходимо определять для каждого конкретного месторождения, ввиду индивидуальных особенностей добычи на определенном месторождении. Поскольку в настоящее время ни одна из предлагаемых методик определения величины ренты не нашла широкого практического применения, данная особенность «рентных платежей» безусловно влечет за собой риски некорректного расчета величины ренты, что может привести, с одной стороны, недополучению государством части причитающихся ему рентных доходов, а с другой стороны – к прекращению добычи на части месторождений ввиду нерентабельности их разработки.

В-третьих, администрирование «рентных платежей» потребует значительных затрат государства, а также сопряжено с риском низкого качества такого администрирования, по причине осуществления контроля за уровнем поступлений вне налоговой системы, которое может повлечь к выпадению существенной части нефтегазовых доходов России.

Учитывая вышеизложенное, изъятие ренты в пользу государства напрямую при помощи уплаты «рентных платежей» влечет за собой бюджетные риски, сопряжено с трудностями администрирования и будет дублировать современную систему налогообложения.

Таким образом, мы полагаем, что изъятие ренты должно осуществляться при помощи налоговых платежей, размер которых должен учитывать величину ренты.

При определении размера ренты необходимо учитывать, что общепринятым является разделение ее на абсолютную и дифференциальную ренту.

Абсолютная рента, по мнению К. Маркса, возникает в силу того, что «ценность...продукции превышает цену ее производства».⁸ Дифференциальную ренту К. Маркс определил как «ренту, которая образуется по причине различий в качестве различных видов почв».⁹ В зависимости от того, что является причиной различия: плодородие и местоположение участков земли или производительность дополнительных вложений капитала в один и тот же участок, К. Маркс разделяет ренту на дифференциальную ренту I и дифференциальную ренту II.¹⁰ По мнению современных ученых (Ежов С.С.), применительно к добыче углеводородного сырья абсолютная рента может быть определена как минимальная плата собственнику ресурсов, возникающая по причине ограниченности природного ресурса - углеводородного сырья. А дифференциальная рента, возникающая при добыче углеводородного сырья, представляет собой доход, который превышает величину абсолютной ренты и возникает по причине различных горно-геологических и географических условий разработки месторождения.

Дифференциальная рента I образуется при добыче углеводородного сырья на месторождениях с лучшими горно-геологическими, географико-климатическими условиями, в результате чего удельные затраты на добычу единицы углеводородного сырья ниже, чем на месторождениях с худшими условиями. Дифференциальная рента II образуется в результате использования новых, инновационных технологий добычи углеводородного сырья. Сумма абсолютной ренты, дифференциальной ренты I и дифференциальной ренты II образует горную ренту при добыче полезных ископаемых.

При добыче углеводородного сырья представляется сложным разделить дифференциальную ренту на виды по причине того, что нельзя точно определить размер ренты, образующейся в результате природных условий или из-за применения специальных технологий бурения или добычи. Технологии,

⁸ Маркс К. Капитал, т. III. – М.: Политическая литература, 1986. С. 850

⁹ Там же. С. 840.

¹⁰ Критика политической экономии. Книга III. Процесс капиталистического производства, взятый в целом. М.: Политиздат, 1968.С. 673

используемые при добыче углеводородного сырья, также зависят от природных условий разработки месторождений.

С учетом вышеизложенного, для целей определения размера ренты при добыче углеводородного сырья не будем разделять ее на соответствующие виды. Таким образом, рента при добыче углеводородного сырья может быть определена как разновидность горной ренты, которая образуется при добыче углеводородного сырья с последующей его реализацией и которая включает в себя абсолютную и дифференциальную ренту I и II.

К настоящему времени сформировалось несколько подходов к оценке величины горной ренты. Исследования по оценке месторождений минерального сырья, прежде всего, руд металлов были начаты в 30-х годах XX века и связаны с трудами С.Г. Струмилина, Н.В. Володомонова и К.Л. Пожарицкого.

В рамках исследований в области горной ренты Н.В. Володомоновым в 30-50-е годы была разработана категория единой бортовой себестоимости, которая определялась как максимально допустимая себестоимость добычи одной тонны металла. Им было также разработано понятие наихудшего разрабатываемого блока месторождения, себестоимость добычи полезного ископаемого на котором соответствовала единой бортовой себестоимости добычи данного полезного ископаемого¹¹. По мнению Н.В. Володомонова, именно наихудшие разрабатываемые блоки должны служить основой при определении величины горной ренты для соответствующего вида полезного ископаемого.¹² Вместе с тем определение наихудшего разрабатываемого блока представляется сложно реализуемым на практике, поскольку определить, какой из блоков месторождения является наихудшим, возможно после окончания эксплуатации всего месторождения, т.е. после завершения добычи. Также для выбора наихудшего блока необходимо обладать информацией об условиях добычи на всех месторождениях в различные периоды времени, что также сложно реализуемо. Прогнозируемый самый худший блок может не соответствовать блоку, по

¹¹ Володомонов Н.В. Горная рента и принципы оценки месторождений. – М.: Metallurgizdat, 1959. С. 29

¹² Там же. С. 34

которому фактически были понесены наибольшие расходы. Также Н. В. Володомономовым были определены и сгруппированы факторы, влияющие на величину горной ренты:

- экономико-географические факторы (наличие трудовых ресурсов, расстояние до транспортной инфраструктуры, наличие энергетических мощностей);

- горно-технические факторы (глубина залегания, мощность, крепость руды, обводненность пласта);

- физико-химические характеристики полезного ископаемого (доля добываемого полезного ископаемого в руде, содержание вредных примесей).

Предложенная Н.В. Володомономовым классификация факторов, характеризующая различия в условиях разработки разных видов месторождений, соответствует современной практике классификации факторов дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья. Так, формула расчета ставки российского НДС учитывает экономико-географические факторы (понижающий коэффициент по НДС, характеризующий регион добычи), горно-технические факторы (понижающий коэффициент по НДС, характеризующий глубину залегания и добычу трудноизвлекаемых запасов) и факторы вещественного состава (понижающий коэффициент по НДС для сверхвязкой нефти). Вместе с тем Н. В. Володомономовым не был предложен алгоритм расчета учета влияния соответствующего фактора при определении величины горной ренты.

Другим советским ученым - К. Л. Пожарицким было предложено определять горную ренту как разность между извлекаемой ценностью полезных ископаемых и стоимостью их производства, которая равна сумме себестоимости полезных ископаемых и предпринимательской прибыли.

К.Л. Пожарицким не был определен размер нормального уровня прибыли. По нашему мнению, при расчете нормы прибыли также необходимо учитывать специфические риски, в частности риски безрезультативных геологоразведочных работ (далее – «ГРР») и технологические риски, которые увеличивают норму прибыли добывающих компаний. Методика расчета горной ренты, предложенная

К. Л. Пожарицким, нашла широкое применение и использовалась, например, в усовершенствованном виде в исследованиях отечественных ученых-экономистов (например, С.С. Ежовым, И.П. Давыдовым, М.А. Комаровым, Ю.П. Беловым), посвященных вопросам горной ренты.

В 1970-е гг. такими учёными как Н.П. Федоренко, К.Г. Гофман, А.С. Астахов была предложена концепция замыкающих затрат, на основании которой в 1979 г. была разработана Временная типовая методика экономической оценки месторождений полезных ископаемых, утвержденная постановлением ГКНТ и Госкомцен СССР.¹³ Согласно методу замыкающих затрат, критериями оценки стоимости месторождения являются показатели затрат на единицу продукции наименее эффективного месторождения в отрасли. При этом если затраты на месторождении превышали определённый государством уровень замыкающих затрат, оно оценивалось как экономически неэффективное. Согласно этой методике, критерием экономической оценки месторождения является максимальная величина дисконтированного суммарного дохода, которая исчисляется по формуле:

$$R = \sum_{t=1}^T \frac{R_t - C_t}{(1+E)^t}, \text{ где} \quad (2)$$

T - расчетный период оценки месторождения минерального сырья,

R_t - стоимость годовой продукции,

C_t - сумма будущих операционных и капитальных затрат,

E - норма дисконтирования,

t – год разработки месторождения.

В отличие от формулы, предложенной К.Л. Пожарицким, в представленной выше формуле при расчете ренты также учитываются операционные затраты. Вместе с тем, как было отмечено выше, при определении размера ренты необходимо также учитывать минимальную норму прибыли нефтегазовых компаний, а также премию за специфические геологические и технологические риски.

В конце 80-х годов в отечественной экономической науке было сформулировано несколько подходов к определению размера дифференциальной

¹³ Временная типовая методика экономической оценки месторождений полезных ископаемых. ГКНТ СССР, Госкомцен СССР. - М.: 1979.- 40 с.

горной ренты для определения размера платы за пользование недрами. В частности, необходимо было определить, на основании какой величины следует осуществлять расчет фиксированных (рентных) платежей, при помощи которых должно осуществляться изъятие у предприятий дифференциальной ренты, образующейся по причине различий в природно-географических условиях деятельности предприятия. В результате было предложено два варианта расчета фиксированных (рентных) платежей: по ценам, которые формируются на базе средневзвешенных затрат или на базе замыкающих затрат (затрат по худшим месторождениям). В результате реформы фиксированные (рентные) платежи взимались по ставкам, устанавливаемым индивидуально для каждого предприятия и обеспечивающим рентабельность не ниже среднеотраслевого.

По мнению сторонника первого подхода - В.К. Шкатова, цены на минеральное сырье должны определяться на базе средневзвешенных затрат¹⁴, поскольку в таком случае влияние будут оказывать предприятия с наибольшими объемами добычи. В случае если затраты предприятия будут равны цене на минеральное сырье, определенной на основании средневзвешенных затрат, то дифференциальная рента не образуется. В случае если затраты предприятия будут меньше цены на минеральное сырье, определенной на основании средневзвешенных затрат, то дифференциальная рента будет равна данному превышению. В обратном случае – величина ренты будет являться отрицательной величиной. Подход к определению величины дифференциальной ренты исходя из средневзвешенных затрат был определен В. К. Шкатовым как механизм образования «полярной» дифференциальной горной ренты¹⁵.

По мнению В. К. Шкатова, с целью учета факторов, влияющих на размер горной ренты, необходимо определить влияние каждого фактора, определяющего размер горной ренты. Для этих целей оценку влияния соответствующего фактора возможно осуществлять с учетом характеристик такого фактора, заданных в виде

¹⁴ Шкатов В.К. Дифференциальная земельная рента в добывающей промышленности и рациональное использование природных богатств // Учет природного и географического факторов в ценообразовании. – М.: Наука, 1964. – С. 8-10

¹⁵ Там же. С.51

интервальных значений. В нефтяной отрасли к факторам, влияющим на размер горной ренты, могут быть отнесены следующие: глубина залегания нефти; обводненность месторождения; качество нефти (сернистость, вязкость); расходы на транспортировку нефти. При этом размер ставки фиксированных (рентных) платежей должен автоматически изменяться по мере изменения соответствующих факторов. Однако В. К. Шкатовым не был предложен алгоритм учета значений факторов, влияющих на размер горной ренты, при расчете величины горной ренты.

В условиях перехода к рыночной экономике российскими учеными были разработаны новые подходы к оценке величины горной ренты для определения размера соответствующих фискальных платежей, направленных на ее изъятие. Существовавшие предложения по оценке величины горной ренты можно разделить на два направления.

Представители первого направления полагали, что размер горной ренты необходимо рассчитывать на основании отраслевой нормы прибыли. В частности, Ю.В. Разовским был предложен подход, в соответствии с которым дифференциальная рента рассчитывалась в виде превышения фактической прибыли над нормативной прибылью. При этом в состав нормативной прибыли включается произведение стоимости основных фондов, которые используются при добыче минерального сырья, и нормальной рентабельности добычи углеводородного сырья. Таким образом, при расчете рентабельности Ю.В. Разовским учитывалась лишь величина капитальных расходов. Вместе с тем, как мы отмечали ранее, при разработке месторождений углеводородного сырья значительную часть затрат составляют и операционные расходы.

По мнению Ю.В. Разовского, нормальная рентабельность добычи углеводородного сырья может быть определена на основании коэффициента, характеризующего эффективность использования финансовых средств, который корректируется на специфический отраслевой коэффициент. Порядок расчета последнего коэффициента не был определен – его размер должен был определяться на основе экспертных оценок. Определение нормы прибыли с

учетом экспертных оценок является субъективным и может не отражать реальных условий разработки месторождений углеводородного сырья. Кроме того, рентабельность основных производственных фондов определяется как отношением чистой прибыли к величине основных производственных фондов и отличается от расчета рентабельности затрат, используемой при экономической оценке проекта.

Сторонники второго направления считали необходимым определять горную ренту по каждому месторождению. В исследованиях М.А. Комарова и Ю.П. Белова отмечено, что дифференциальную горную ренту I и II определяют факторы, связанные с природными характеристиками, а также технико-экономическим уровнем эксплуатации месторождения.¹⁶ Прибыль от добычи минерального сырья формируется из нормальной прибыли, определяемой ими как предельная, а также дополнительной прибыли, определяемая в качестве дифференциальной горной ренты. Источником уплаты государству может быть только дифференциальная горная рента - дополнительная прибыль, которая превышает нормальную (предельную) прибыль. М.А. Комаровым и Ю.П. Беловым было предложено использование для расчета дифференциальной горной ренты показателя оценки эффективности используемых капитальных вложений - чистой текущей стоимости (формула 3).

$$NPV = \frac{\Pi_r((1+E)^{t_3}-1)}{E(1+E)^{t_3t_c}} - \frac{K_r((1+E)^{t_c}-1)}{E(1+E)^{t_c}}, \text{ где} \quad (3)$$

NPV - чистая текущая стоимость;
 t_c - срок строительства скважины;
 t_3 - срок разработки месторождения;
 Π_r - чистая годовая прибыль;
 K_r - инвестиции;
 E - требуемая нормы прибыли.

Разработанная М. А. Комаровым и Ю. П. Беловым формула вносит изменения в модель определения размера горной ренты, предложенную К. Л. Пожарицким. Новая формула учитывает временной период строительства скважины и стоимость инвестиций во времени. Однако модель М.А. Комарова и Ю. П. Белова является трудно применимой на практике по причине сложности

¹⁶ Комаров М.А., Белов Ю.П. Реализация права собственности государства на недра через изъятие природной ренты // Вопросы экономики, 2000, № 8. С. 76-82

расчетов. По нашему мнению, строительство скважин или осуществление других капитальных затрат может осуществляться на протяжении всего периода разработки месторождения. Также срок эксплуатации месторождения может быть увеличен или сокращен от планируемого в зависимости от различных макроэкономических факторов (например, в результате продолжительного падения цен на нефть).

По мнению современного американского экономиста Д. Джонстона, рента, образуемая при добыче углеводородного сырья, представляет собой разницу между стоимостью реализации добытой продукции и затратами на ее добычу, которые включают в себя затраты на разведку, бурение, а также величину прибыли, которая является характерной для нефтяной отрасли. Таким образом, по мнению Д. Джонстона, рента представляет собой превышение над величиной прибыли, достаточной для покрытия расходов, связанных с неуспешными ГРП, и затратами, связанными с добычей углеводородов. С ним солидарен Ежов С.С., определяющий ренту как разницу между выручкой и всеми затратами за период разработки с учетом нормальной рентабельности.

Таким образом, теоретические подходы к оценке величины ренты при добыче углеводородов связывают ее величину с условиями разработки месторождений углеводородного сырья, которые обусловлены горно-геологическими, географико-климатическими, экономическими факторами и выражаются в различном уровне затрат нефтегазовых компаний. Другим важным аспектом при оценке величины горной ренты является определение необходимо уровня рентабельности для нефтегазовых компаний. Представляются целесообразными предложения Аржаева А.С., Комарова М.А., Белова Ю.П. о том, что показатель рентабельности должен включать в себя несколько компонентов: нормальный уровень прибыли, характерный для предпринимательской деятельности, а также премию за специфические геологические и технологические риски, характерные для нефтегазовой отрасли. Мы также

солидарны с мнениями Картовенко И.В. и Ежова С.С.¹⁷ о необходимости определения размера ренты за весь период эксплуатации месторождения углеводородного сырья, поскольку нефтегазовая отрасль является капиталоемкой отраслью и в первоначальный и завершающий периоды эксплуатации месторождения рента фактически будет отсутствовать - по причине технологических особенностей добычи углеводородов, которые выражаются в постепенном росте добычи и осуществлении значительных инвестиций в первые годы разработки месторождения, прибыль от добычи углеводородов образуется только через несколько (5-15) лет после начала разработки месторождения.

Следовательно, при построении системы налогообложения, помимо дифференциации ставок налогов в зависимости от условий разработки месторождения, необходимо дифференцировать налогообложение также по стадиям разработки (рис. 1).

По нашему мнению, необходимо также учитывать период после завершения разработки месторождения углеводородного сырья, поскольку в рамках данного периода нефтегазовые компании несут значительные расходы по выводу объектов (скважин, объектов обустройства месторождения), используемых при добыче углеводородов, из эксплуатации.

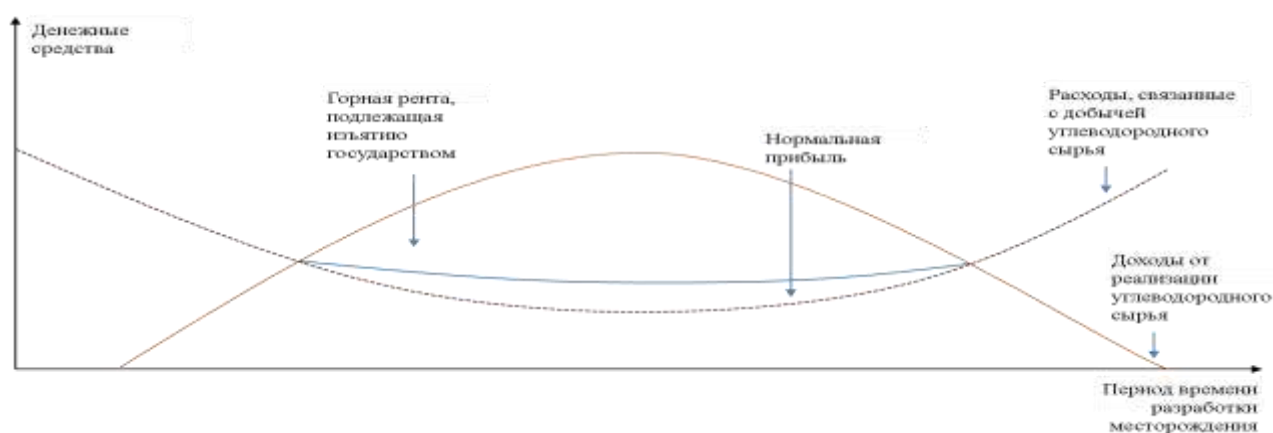


Рисунок 1 - Определение размера горной ренты в нефтегазодобывающей отрасли

С учетом особенностей формирования ренты на протяжении всего срока разработки месторождения ее размер при добыче углеводородного сырья можно

¹⁷ Ежов С.С. Регулирование экономических отношений между государством и пользователем недр в добыче нефти: автореферат диссертации ... доктора экономических наук, Тюмень, 2007. – С. 18-20

определить как разницу между суммой доходов и суммой расходов за весь период разработки месторождения с учетом соответствующей нормы рентабельности и премии за специфические риски, присущие данной деятельности и включающие в себя риски безрезультативных ГРП (риски, связанные с неполучением ожидаемых результатов от разведки полезных ископаемых) и технологические риски (риск поломки, потери оборудования). Расчет размера ренты при добыче углеводородного сырья может быть представлен следующей формулой:

$$R_{\text{дус}} = \sum_{k=1}^n (I_{\text{дус}}) - \sum_{k=1}^n [(E_{\text{дус}} + E_{\text{воэ}}) \times (100\% + R + PR_{\text{дус}})] \quad (4)$$

$R_{\text{дус}}$ – рента от добычи углеводородного сырья;

$I_{\text{дус}}$ – сумма доходов от добычи и реализации углеводородного сырья;

$E_{\text{дус}}$ – сумма операционных и капитальных расходов;

$E_{\text{воэ}}$ – сумма расходов, связанная с выводом объектов из эксплуатации;

R – норма рентабельности (% к величине всех расходов, связанных с добычей углеводородов);

$PR_{\text{дус}}$ – премия за специфические геологические и технологические риски (% к сумме всех расходов, связанных с добычей углеводородов);

n – количество лет разработки месторождения углеводородного сырья.

Доходы от добычи и реализации добытого углеводородного сырья могут быть рассчитаны как произведение количества добытого полезного ископаемого и цены его реализации. Сумма расходов, которая включает в себя сумму капитальных и эксплуатационных (операционных) расходов, определяется сложнее, поскольку зависит от индивидуальных условий разработки конкретного месторождения углеводородного сырья. Также, по нашему мнению, необходимо выделить в отдельную группу расходы на формирование резерва будущих расходов на вывод объектов (скважин, объектов обустройства месторождения), использующихся при добыче углеводородов, из эксплуатации после завершения разработки месторождения. Формирование данного резерва является общемировой практикой, и он может быть сформирован в виде перечисления денежных средств (Нигерия, Ангола, Вьетнам, Малайзия) в определенные фонды. В России формирование данного резерва осуществляется в случае добычи углеводородного сырья на новом морском месторождении, а также в проектах Сахалин-1 и Харьяга, разрабатываемых на условиях соглашений о разделе

продукции. Норма рентабельности, как было отмечено выше, должна включать в себя нормальный уровень прибыли, а также премию за специфические риски.

По сравнению с формулами определения величины ренты, предложенными М.А. Комаровым и Ю.П. Беловым, К.Л. Пожарицким, предлагаемая нами формула учитывает специфические особенности, связанные с деятельностью по добыче углеводородного сырья. Во-первых, при определении размера ренты учитываются как операционные и капитальные затраты, понесённые при добыче углеводородного сырья, а также расходы на вывод скважин и объектов обустройства месторождений из эксплуатации. Во-вторых, предложенный алгоритм расчета обеспечивает получение прибыли, необходимой для ведения деятельности, а также компенсации возможных технологических рисков и рисков неуспешных ГРП.

Таким образом, размер горной ренты при разработке месторождений углеводородного сырья зависит от:

- цены реализации углеводородного сырья;
- количества добытого углеводородного сырья;
- размера капитальных и операционных затрат;
- прогнозируемой величины расходов на вывод активов из эксплуатации;
- нормы рентабельности, характерной для нефтегазовой отрасли.

Дифференцированная система налогообложения добычи углеводородного сырья должна учитывать влияние указанных факторов при определении величины фискальных изъятий, то есть определять величину налоговых изъятий в зависимости от:

- уровня цен на углеводородное сырье;
- условий разработки месторождений углеводородного сырья, различия в разработке которых отражаются в величине расходов добывающей компании;
- уровня рентабельности нефтегазовых компаний.

Поскольку налоги, взимаемые при добыче углеводородов, направлены и на изъятие ренты, величина таких налогов должна соотноситься с величиной ренты.

При этом, учитывая, что сумма налога, взимаемого при добыче углеводородного сырья, определяется как произведение налоговой базы и налоговой ставки, учет факторов, влияющих на величину ренты, при налогообложении добычи на разных месторождениях углеводородного сырья может осуществляться либо при помощи изменения налоговой ставки, либо при расчете налоговой базы. Для определения соотношения элементов налогообложения и факторов, влияющих на размер ренты, с целью обеспечения учета факторов дифференциации исследуем существующие в мировой практике системы дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья.

1.2. Классификация систем и методов дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья

Система налогообложения добычи углеводородного сырья представляет собой совокупность общеустановленных налогов и обязательных платежей, взимаемых при осуществлении любых видов хозяйственной деятельности, а также специфические платежи, взимаемые только в случае осуществления добычи углеводородов.

Все фискальные системы налогообложения добычи углеводородных ресурсов в мире можно разделить на две группы: концессионные и контрактные системы. Данное разделение является общепринятым среди отечественных и зарубежных экономистов. Фундаментальным различием данных систем является сохранение или передача права собственности на добываемые полезные ископаемые. Классификация систем представлена на рис. 2.

В рамках концессионных систем допускается передача права собственности на добываемые полезные ископаемые. В большинстве стран государство обладает правом собственности на содержащиеся в недрах полезные ископаемые, однако в рамках концессионной системы государство передает право собственности на полезные ископаемые инвестору при условии их освоения и добычи. При этом компания обязана уплачивать государству роялти и налоги за переданные в собственность полезные ископаемые.



Рисунок 2 - Классификация систем налогообложения добычи углеводородов

Различают концессии традиционного типа и модернизированные. Отличия концессионных соглашений традиционного и модернизированного типа изложены в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристика типов концессионных соглашений

Параметр сравнения	Традиционная концессия	Модернизированная концессия
1	2	3
Площадь концессии	Существенная, в некоторых случаях вся территория страны	Ограниченные лицензионные участки недр
Срок действия	60-75 лет	15-30 лет
Контроль за деятельностью	Инвестор осуществляет самостоятельно управление своей деятельностью	Государство может регулировать деятельность инвестора
Налогообложение	Роялти	Роялти Налоги

В рамках контрактных систем государство сохраняет право собственности на недра. Нефтегазовые компании имеют право получать часть продукции или выручки от продажи нефти и газа в рамках соглашений о разделе продукции

(далее – «СРП») или сервисных соглашений. Различие между указанными режимами заключается в форме получаемого подрядчиком вознаграждения в денежном выражении или частью добытого углеводородного сырья. В России в настоящий момент действуют три СРП: проекты Сахалин-1, Сахалин-2 и Харьяга.

В рамках СРП представителем государства может являться государственная нефтегазовая компания или само правительство. При этом риск неуспешных ГРП полностью несет компания-оператор СРП. В случае начала промышленной эксплуатации компания-оператор СРП может компенсировать понесенные им затраты на ГРП за счет получаемой доли от добычи углеводородного сырья. Эта доля именуется как «компенсационная продукция» и обычно государством устанавливается ограничение на размер такой доли. Оставшаяся после компенсации затрат компании-оператору СРП доля в добытых углеводородах подлежит разделу между государством и этой компанией. Данная доля углеводородного сырья обычно именуется «прибыльной продукцией». Размер такой доли может быть зафиксирован или изменяться в зависимости от параметров, установленных в СРП. Наиболее распространенным условием изменения доли в «прибыльной продукции» является показатель накопленной рентабельности компании-оператора СРП. При увеличении данного показателя доля инвестора в прибыльной продукции уменьшается.

В рамках сервисных контрактов с риском инвестор, разрабатывающий месторождение, получает денежное вознаграждение за услуги по разработке месторождений углеводородного сырья в случае успешных ГРП. В обратном случае государство не компенсирует затраты инвестора на геологоразведку. В рамках сервисных контрактов без риска инвестор осуществляет бурение разведочных и эксплуатационных скважин, добычу углеводородного сырья за фиксированную сумму вознаграждения. Поскольку государство выплачивает вознаграждение вне зависимости от успешности ГРП, инвесторы не несут соответствующий риск.

Для более глубокого понимания действующих в мире систем налогообложения добычи углеводородного сырья проанализируем фискальные

платежи, которые уплачивают компании в рамках соответствующих систем. Фискальные платежи, уплачиваемые в рамках различных систем налогообложения добычи углеводородного сырья, можно разделить на следующие виды:

- разовые и регулярные платежи за пользование недрами (бонусы);
- ренталис (арендная плата);
- платежи с добычи или валового дохода (роялти);
- специальные налоги с прибыли от добычи и реализации углеводородов;
- вывозные таможенные пошлины.

В таблице 2 приведены виды платежей, уплачиваемых в рамках концессионных и контрактных систем налогообложения.

Таблица 2 - Характеристика платежей в различных видах соглашений

Система налогообложения	Платежи				
	Специальные налоги с прибыли	Экспортные таможенные пошлины	Роялти	Ренталис	Бонусы
1	2	3	4	5	6
Концессии					
Традиционные	Нет	Нет	Присутствуют	Нет	Нет
Модернизированные	Присутствуют	Присутствуют	Присутствуют	Присутствуют	Присутствуют
Контракты					
СРП	Присутствуют	Нет	Нет	Присутствуют	Присутствуют
Рисковые сервисные контракты	Присутствуют	Нет	Присутствуют	Присутствуют	Присутствуют
Безрисковые сервисные контракты	Присутствуют	Нет	Нет	Нет	Присутствуют

Источник: составлено автором.

Указанные фискальные платежи взимаются государством на различных стадиях разработки месторождения. Кроме того, базы для расчета указанных фискальных платежей также отличаются. Налоговая база данных фискальных платежей приведена на рис. 3.



Рисунок 3 – Налоговая база различных видов фискальных платежей

Бонусы представляют собой разовый платеж на получение права (лицензии) на разработку месторождения углеводородного сырья. При этом в случае неуспешных ГРП уплаченный бонус не возмещается. Размер бонусов является незначительным.

Ренталс представляет собой арендную плату, уплачиваемую государству за пользование его территорией. Размер ренталс также является незначительным, но может быть увеличен с целью стимулирования инвестора к осуществлению более скорой промышленной эксплуатации месторождения.

Основными видами фискальных платежей, уплачиваемых нефтегазовыми компаниями в случае успешных ГРП, являются платежи с валового дохода (роялти) и налоги с прибыли.

Ставка роялти может изменяться от 0% до 40%, однако в большинстве стран ставка роялти составляет 12,5-20% от стоимости добытого углеводородного сырья. По нашим расчетам, средняя ставка роялти в государствах, осуществляющих обложение добычи углеводородов при помощи роялти, составляет 12,23%. Как свидетельствует практика, роялти остаются основным видом платежа для многих государств по следующим причинам. Роялти гарантируют фискальные поступления государству с начала добычи, а налоги с прибыли уплачиваются лишь в случае наличия прибыли. Также величина роялти

не зависит от рентабельности разработки и обеспечивает фиксированный уровень поступлений в зависимости от объема добытого углеводородного сырья.

В рамках традиционных концессий ставка роялти является специфической и взимается с объема добытых углеводородов. Характерным примером является российский НДС. В рамках модернизированных концессий используется адвалорная ставка. При этом адвалорная и специфическая ставки роялти могут дифференцироваться в зависимости от условий разработки месторождений. Устанавливая более низкие ставки роялти, государство стимулирует разработку определенных категорий месторождений углеводородного сырья. Как правило, пониженные ставки роялти устанавливаются при разработке шельфовых или морских месторождений углеводородного сырья, поскольку их разработка является более затратной.

Другим видом фискальных платежей, уплачиваемых при добыче углеводородного сырья, являются специальные налоги, взимаемые с прибыли нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородного сырья. В настоящее время налогообложение доходов (прибыли) нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородов осуществляется при помощи:

- налога на доходы корпораций;
- специального налога на прибыль от реализации добытых углеводородов;
- дополнительного налога на сверхприбыль.

Налоговой базой указанных налогов является прибыль нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородного сырья, расчет которой может незначительно отличаться для разных видов платежей.

Ставки корпоративного налога на доходы корпораций обычно составляют от 20% до 35%. Данный налог уплачивается как нефтегазовыми компаниями, так и компаниями других отраслей экономики, однако при расчете налоговой базы по данному налогу могут быть установлены дополнительные условия вычета некоторых расходов, связанных с деятельностью по добыче углеводородов (например, единовременный вычет расходов на строительство разведочной

скважины, оказавшейся не продуктивной).

Поскольку деятельность нефтегазовых компаний является более рентабельной, чем в других отраслях экономики, налоговыми системами также предусмотрено обложение прибыли дополнительным специальным налогом с добычи углеводородов. Ставки специального налога на прибыль варьируются от 51% до 85%. Таким образом, ставки специального налога на прибыль в 1,5-2 раза выше ставки корпоративного налога на доходы корпораций. Специальный налог на прибыль от реализации добытых углеводородов может как заменять, так и дополнять обычный налог на доходы корпораций. Специальный налог на прибыль от реализации добытых углеводородов с его повышенными по сравнению с обычными ставками применяется в модернизированных концессионных соглашениях. Причем, например, в Великобритании и Норвегии существуют несколько видов налогов с прибыли, а в странах-участницах организации стран экспортеров нефти, как правило, один – специальный с высокой ставкой налогообложения.

Дополнительный налог на сверхприбыль взимается по сравнительно невысоким ставкам (10-20%) при наличии определенных макроэкономических условий, обеспечивающих существенный рост прибыли нефтегазовых компаний, например, в случае установления высоких мировых цен на нефть.

Ряд стран (Казахстан, Демократическая Республика Конго, Россия, Вьетнам) также взимают таможенные пошлины при экспорте углеводородного сырья и продуктов его переработки. В России и Казахстане размер экспортных пошлин является значительным. Например, в Казахстане размер экспортных пошлин составляет 60 долл. США за 1 тонну нефти, а в России в случае высоких мировых цен на нефть (более 80 долл. США за баррель) ставка вывозной таможенной пошлины составляет от 105 до 320 долл. США за 1 тонну нефти (табл. 3).

Таблица 3 - Предельные величины вывозной таможенной пошлины, долл. США

Мировая цена на нефть за 1 баррель нефти	Предельная величина вывозной таможенной пошлины в России за 1 тонну нефти
1	2
50	105,85
60	136,51
70	167,17
80	197,83
90	228,49
100	259,15
110	289,81
120	320,47

Источник: расчеты автора.

Вывозная таможенная пошлина является дополнительным фискальным платежом к основным платежам, взимаемым при добыче углеводородного сырья, и направлена на увеличение фискальных поступлений при реализации углеводородного сырья на экспорт.

Наличие нескольких подходов к налогообложению добычи углеводородного сырья требует анализа причин их применения в различных странах. По результатам проведенного анализа налоговых систем 74 стран, на территории которых осуществляется добыча углеводородов, было выявлено, что доля стран, использующих СРП (сервисные контракты) при налогообложении добычи углеводородов, составляет 41,89%. Доля стран, осуществляющих налогообложение добычи только при помощи роялти, – 22,97%. Доля государств, осуществляющих обложение добычи углеводородов одновременно при помощи роялти и специальных налогов с прибыли от добычи и реализации углеводородов, составляет 13,51%. Оставшиеся 21,62% облагают добычу только при помощи специальных налогов с прибыли от добычи и реализации углеводородов.

Данные табл. 4 отражают зависимость объекта налогообложения при добыче углеводородного сырья от уровня экономического развития страны. Использование режимов налогообложения, основанных на обложении прибыли, преимущественно в странах с развитой экономикой объясняется наличием развитой налоговой системы с высоким уровнем налогового администрирования.

Таблица 4 - Зависимость объекта налогообложения от уровня экономического развития страны¹⁸

Уровень экономического развития страны	Налогообложение добычи углеводородного сырья	Объект налогообложения
1	2	3
Слаборазвитые экономики	<ul style="list-style-type: none"> – Соглашения о разделе продукции; – Сервисные соглашения; – Роялти (ставки: 15% - 60%); 	Раздел продукции; Количество добываемого углеводородного сырья
Развивающиеся экономики	<ul style="list-style-type: none"> – Роялти (ставки: 0% - 30%); – Специальный нефтяной налог на прибыль нефтегазовых компаний. 	Валовая выручка от реализации добытого углеводородного сырья;
Развитые экономики	<ul style="list-style-type: none"> – Специальный нефтяной налог на прибыль нефтегазовых компаний; – Повышенная ставка налога на прибыль; – Дополнительный налог на прибыль; – Роялти (ставки: 0 – 15%); 	Прибыль от добычи и реализации углеводородного сырья

Выявленная зависимость объекта налогообложения от уровня экономического развития страны свидетельствует о том, что экономически развитые страны осуществляют обложение прибыли нефтегазовых компаний, создавая равные условия разработки разных месторождений углеводородного сырья посредством учета при расчете налоговой базы затрат, которые несут нефтегазовые компании.

Определяя размер фискальных платежей, взимаемых при добыче углеводородного сырья, государство стремится создать равные условия разработки месторождений, дифференцируя налогообложение в зависимости от особенностей (географико-климатических, горно-геологических, экономических) добычи на каждом конкретном месторождении.

Для обеспечения дифференцированного налогообложения добычи углеводородного сырья в рамках налоговых систем используются различные подходы. В рамках налоговых систем, основанных на обложении валового дохода, дифференциация осуществляется за счет снижения базовой ставки налога при помощи понижающих коэффициентов, формул учета влияния

¹⁸ Составлено автором на основе данных Global Oil and Gas Tax Guide 2015. Ernst & Young, 2015. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Ernst&Young. – 2015. – Режим доступа: <http://www.ey.com/GL/en/Industries/Oil--Gas/Global-oil-and-gas-tax-guide-2015> (дата обращения: 17.08.2015).

соответствующего фактора или дифференциации ставки. В системах, основанных на налогообложении прибыли, дифференциация осуществляется через механизм учета расходов, учитываемых при расчете налоговой базы. В некоторых случаях при высоких мировых ценах взимаются дополнительные налоги с прибыли, то есть происходит увеличение совокупной ставки налогов, взимаемых с прибыли.

Учет различий в условиях разработки разных месторождений углеводородного сырья через механизм учета расходов при расчете налоговой базы позволяет без дополнительных мер в виде налоговых льгот обеспечить дифференцированное налогообложение на разных по горно-геологическим и географико-климатическим условиям месторождениях. Вместе с тем в рамках указанных систем существуют риски искусственного завышения расходов при расчете налоговой базы, поскольку налогоплательщик самостоятельно определяет расходы, формирующие налоговую базу. Налоговые органы лишь впоследствии могут проверить правомерность уменьшения налоговой базы на соответствующие расходы.

Дифференциация ставок налогов, взимаемых при добыче углеводородного сырья, может быть осуществлена в зависимости как от производственно-технологических факторов, так и от финансово-экономических факторов.¹⁹

Дифференциация по производственно-технологическим факторам основывается на горно-геологических характеристиках добываемого углеводородного сырья, производственных параметрах, технических и технологических показателях освоения и разработки месторождений. При этом дифференциация осуществляется посредством:

- использования понижающих коэффициентов к базовой ставке;
- применения вычетов (скидок) к базовой ставке;
- определения ставок при помощи формул;
- установления непрерывной или интервальной зависимости ставок от значений соответствующего фактора.

¹⁹ Ежов С.С. Регулирование экономических отношений между государством и пользователем недр в добыче нефти: Автореферат диссертации ... доктора экономических наук, Тюмень, 2007. – С. 22

В отличие от дифференциации по производственно-технологическим факторам дифференциация по финансово-экономическим факторам основывается на финансово-экономических показателях деятельности нефтегазовых компаний. В случае если в качестве финансово-экономического показателя деятельности нефтегазовой компании используется показатель прибыльности (рентабельности), дифференциация налогообложения осуществляется при помощи изменения ставки налога в зависимости от уровня рентабельности или соотношения накопленного дохода к накопленным расходам.

Формула, представленная ниже, отражает расчет данного показателя:

$$R = \frac{I}{E}, \text{ где} \quad (5)$$

R – показатель соотношения накопленных доходов и расходов от добычи и реализации углеводородов;

I – накопленные доходы от добычи и реализации углеводородов;

E – накопленные расходы на разведку, разработку и эксплуатацию месторождений углеводородного сырья.

Данный показатель отражает соотношение накопленных доходов и накопленных расходов. Налоги, в основу расчета ставки которых положено значение R-фактора, обеспечивают пропорциональное изъятие доходов нефтегазовых компаний в случае увеличения рентабельности. В случае же снижения рентабельности сумма фискальных отчислений также пропорционально уменьшается. А в случае отрицательных значений R-фактора нефтегазовая компания освобождается от уплаты соответствующих платежей.

В случае, если в качестве финансово-экономического показателя деятельности нефтегазовой компании используется показатель выручки, при определении ставки налога, взимаемого с валового дохода от добычи и реализации углеводородов, учитывается уровень цен и направления реализации углеводородного сырья, обеспечивая прогрессивный рост величины налоговых изъятий по отношению к уровню цены реализации соответствующего вида углеводородного сырья.

Оба подхода к дифференциации налогообложения имеют положительные и отрицательные последствия. Финансово-экономические параметры

дифференциации позволяют создать условия для учета всех факторов разработки разных месторождений углеводородного сырья, однако производственно-технологические параметры легче администрировать.

По результатам обзора налоговых систем 74 государств в таблице 5 представлены наиболее часто встречаемые факторы дифференциации налогообложения добычи углеводородов.

Таблица 5 – Факторы дифференциации налогообложения²⁰

Производственно-технологические факторы		Финансово-экономические факторы
Горно-геологические	Географико-климатические	
1	2	3
<ul style="list-style-type: none"> – Глубина скважины; – Качество углеводородного сырья; – Размер месторождения; – Степень выработанности месторождения; – Стадия разработки; – Дебит скважин; – Годовой уровень добычи; – Сложное геологическое строение недр; – Особые технологии добычи. 	<ul style="list-style-type: none"> – Географическое расположение; – Морское месторождение; – Отдаленность от береговой линии; – Доступ к инфраструктуре; – Глубина дна. 	<ul style="list-style-type: none"> – Цена углеводородного сырья; – Рентабельность; – Соотношение накопленных выручки и расходов; – Год ввода в эксплуатацию; – Направления реализации.

Указанные факторы прямо пропорционально влияют на размер ставки налога. Так, чем более благоприятны горно-геологические, географико-климатические и экономические условия и чем менее затратным для нефтегазовых компаний становится осуществление добычи углеводородного сырья, тем больше ставка налога. В случае ухудшения условий разработки месторождений государство устанавливает более низкую налоговую ставку.

Определим, какая из систем налогообложения наиболее полно учитывает факторы дифференциации. Ниже приведены наиболее часто используемые факторы дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья, учитываемые в разных налоговых системах мира (табл. 6).

²⁰ Составлено автором на основе данных Global Oil and Gas Tax Guide 2015. Ernst & Young, 2015. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Ernst&Young. – 2015. – Режим доступа: <http://www.ey.com/GL/en/Industries/Oil--Gas/Global-oil-and-gas-tax-guide-2015> (дата обращения: 17.08.2015).

Таблица 6 - Учет факторов дифференциации в различных системах налогообложения²¹

№	Наименование фактора дифференциации	Контрактные системы	Концессионные системы	
		Сервисные соглашения / СРП	Налогообложение валового дохода	Налогообложение прибыли
1	2	3	4	5
1	Глубина скважины	-	X	X
2	Глубина дна	-	X	X
3	Качество углеводородного сырья (вязкость, сернистость)	-	X	X
4	Географическое расположение	-	X	X
5	Размер месторождения	-	X	X
6	Степень выработанности месторождения (накопленный уровень добычи)	-	X	X
7	Стадия разработки (начальный период разработки)	X	X	X
8	Дебит скважин	-	X	X
9	Доступ к инфраструктуре	-	X	X
10	Годовой уровень добычи	X	X	X
11	Морское месторождение	X	X	X
12	Цена углеводородного сырья	-	X	X
13	Отдаленность от береговой линии	-	X	X
14	Рентабельность	X	-	X
15	Сложное геологическое строение недр	-	X	X
16	Соотношение накопленных выручки и расходов	X	X	X
17	Год ввода в эксплуатацию	-	X	-
18	Направления реализации	-	X	-
19	Особые технологии добычи	-	X	-
	Степень учета факторов дифференциации²²	26,3%	94,7%	84,2%

²¹ Составлено автором на основе данных Global Oil and Gas Tax Guide 2015. Ernst & Young, 2015. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Ernst&Young. – 2015. – Режим доступа: <http://www.ey.com/GL/en/Industries/Oil--Gas/Global-oil-and-gas-tax-guide-2015> (дата обращения: 17.08.2015).

²² Показатель рассчитывается как отношение суммы факторов, учитываемых в рамках дифференциации, к общей величине факторов дифференциации.

По приведенным выше данным видно, что максимально полный учет факторов дифференциации осуществляется при взимании роялти и налогов с прибыли нефтегазовых компаний. Вместе с тем необходимо отметить следующие особенности налогообложения, основанного на системе взимания роялти. В мире отсутствуют системы налогообложения, основанные на системе взимания роялти, которые учитывают все факторы дифференциации. Зачастую используется лишь часть факторов дифференциации, что обусловлено, во-первых, сложностью учета и подтверждения некоторых факторов дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья, а, во-вторых, особенностями нефтегазовой отрасли соответствующего государства (наличие выработанных месторождений углеводородного сырья или преимущественно шельфовых месторождений, наличие нетрадиционных запасов – сланцевая нефть, битуминозные пески).

Помимо использования дифференциации ставок специфических фискальных платежей, взимаемых при добыче углеводородного сырья, в зависимости от производственно-технологических и финансово-экономических факторов в настоящее время для стимулирования инвестиционной деятельности также используется механизм возмещения затрат.

В зарубежной практике применения СРП наиболее распространенным является термин «апифт» (uplift). 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 операционным затратам. В Федеральном законе Российской Федерации от 30.12.1995 N 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» процесс компенсации понесенных затрат в будущих периодах был назван «переносом невозмещаемой части возмещаемых затрат с учетом начисленных процентов». В России данный механизм применяется в СРП по проектам «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Харьяга». Общая сумма подлежащего возмещению затрат в соответствии с условиями соглашения увеличивается на определенный процент, величина которого является предметом переговоров или

устанавливается на законодательной основе.²³ Механизм «апplikта» нашел широкое применение в Норвегии.

Таким образом, для определения системы налогообложения, лучше всего учитывающей факторы дифференциации разработки разных месторождений углеводородного сырья, необходимо учитывать уровень развития налоговой системы, зависимость размера доходной составляющей бюджета от фискальных поступлений от нефтегазовых компаний, а также необходимость разработки сложных, высокзатратных месторождений.

Современная российская система налогообложения добычи углеводородов сформировалась недавно и основана на обложении количества добытого полезного ископаемого. При этом условия добычи углеводородного сырья в России одни из наиболее сложных (морские месторождения в морях Северного Ледовитого океана, месторождения в труднодоступных территориях Восточно-Сибирской нефтегазовой провинции). В этой связи необходимо исследовать накопленный опыт дифференциации налогообложения в зарубежных странах на месторождениях, расположенных в схожих с Россией географико-климатических условиях, для определения возможных направлений усиления дифференциации налогообложения добычи углеводородов в России.

1.3. Зарубежный опыт дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья

Для определения методов дифференциации налогообложения добычи углеводородов, позволяющих создать условия для рентабельной разработки углеводородов на месторождениях с особыми условиями добычи и сопоставления международного опыта дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья с российской системой налогообложения необходимо определить страны, осуществляющие добычу углеводородного сырья в сходных с Россией географических, горно-геологических условиях. Не является корректным

²³ Перчик А.И. Вопросы экономики проектирования и разработки нефтяных и газовых месторождений США. М.: ВНИИОЭНГ, - 1974. - С. – 346

сравнение налогообложения добычи нефти и газа в странах с отличными географико-климатическими условиями, например, в арабских, африканских странах, странах Центральной и Южной Америки, поскольку факторы, влияющие на себестоимость добываемого сырья, в указанных странах отличаются от российских. В России нефтегазовые компании несут значительно большие капитальные и операционные затраты при разработке месторождений по причине особых климатических условий. Себестоимость добычи углеводородного сырья на месторождениях стран участниц ОПЭК нефти существенно ниже, чем в России, поскольку в этих странах углеводородное сырье залегает неглубоко и находится в доступных районах. Например, себестоимость добычи нефти в Саудовской Аравии составляет 2 долл. США за баррель, тогда как в России – 21 долл. США за баррель. Кроме того, представляется неправильным осуществлять сравнение со слаборазвитыми экономиками, поскольку экономически неразвитые государства в основном осуществляют добычу с привлечением средств, технологий, активов зарубежных инвесторов в рамках контрактных систем налогообложения, что влечет за собой создание для инвестора более благоприятных налоговых условий. СРП и сервисные контракты не могут рассматриваться как главный инструмент налогообложения добычи углеводородного сырья в России по причине наличия достаточного опыта в части технологий добычи углеводородов и важности фискальных поступлений от отрасли для российского бюджета.

Характерными особенностями нефтегазовой отрасли России являются расположение большей части неразработанных запасов углеводородного сырья в сложных климатических условиях, а также ежегодное снижение добычи углеводородного сырья на большей части «разработанных» месторождений. С учетом этих особенностей российской нефтегазовой отрасли проанализируем и сравним методы дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья:

- в странах, расположенных в схожих с Россией географико-климатических условиях (США, Канада);

- на шельфовых месторождениях в акватории стран, расположенных вблизи с российскими морскими месторождениями (Великобритания, Норвегия);
- в развивающихся странах, месторождения которых расположены вблизи месторождений углеводородного сырья в России (Казахстан).

В таблице 7 представлен сравнительный объем добычи нефти и природного газа в анализируемых странах и в России.

Таблица 7 - Объем добычи в нефтегазодобывающих странах в 2015 г.²⁴

Страна	Добыча нефти (млн. тонн)	Добыча природного газа (млрд. м. куб.)
1	2	3
США	446,2	687,6
Канада	193,0	154,8
Казахстан	83,8	18,5
Норвегия	83,2	108,7
Великобритания	40,6	36,5
Россия	534,1	635,5

Большая часть нефтегазовых месторождений США расположена в штатах Аляска, Техас, Луизиана, Северная Дакота и Калифорния. Добыча углеводородного сырья в Калифорнии, Техасе, Северной Дакоте и Луизиане осуществляется в отличных от России географико-климатических условиях²⁵, поэтому сравнительный анализ дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья в США следует проводить с учетом специфики налогообложения добычи нефти в штате Аляска, месторождения которой находятся в схожих географико-климатических условиях с российскими месторождениями углеводородного сырья, расположенными в Западной и Восточной Сибири (субарктический и арктический пояса). Выбор сопоставимых географических районов является важным по причине применения особых технологий добычи в сложных климатических зонах, которые заключаются в невозможности осуществления ГРП в летние периоды по причине болотистости почвы; затратах на прогрев недр; наличии отрицательных среднегодовых

²⁴ Составлено автором на основе данных компании ВР. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании ВР. – 2016. – Режим доступа: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/statistical-review-downloads.html> (дата обращения: 15.10.2016).

²⁵ Месторождения углеводородного сырья, расположенные в данных штатах, находятся в тропическом и субтропическом поясах, в то время как большая часть месторождений углеводородного сырья в России находится в субарктическом и арктическом поясах.

температур, негативно воздействующих на инфраструктуру, которая используется для разработки месторождений.

В США налоговый режим, применяемый при добыче углеводородов, включает в себя бонусы, роялти, налог с добычи (severance tax), а также налоги, уплачиваемые в рамках общей системы налогообложения – налог на доходы корпораций. При добыче нефти в Аляске на морских месторождениях роялти взимаются по ставке 16,67%, а при добыче на месторождениях углеводородного сырья, расположенных на суше, ставка роялти равна 12,5%.

Дополнительно для крупных месторождений углеводородного сырья с ежедневным объемом добычи более 300 тыс. баррелей нефти уплачивается налог на добычу, взимаемый по ставке 12,15% для месторождений, расположенных на суше, и 12,25% - для месторождений, расположенных на шельфе, что сопоставимо со ставками НДС, установленными в России при добыче углеводородов на новых морских месторождениях (15%-30% - для месторождений с низкой и средней категорией сложности). Таким образом, в случае разработки крупных месторождений углеводородного сырья в США совокупная ставка увеличивается в два раза. Налоговой базой роялти и налога с добычи является стоимость реализации углеводородов.

В рамках общего режима налогообложения нефтегазовые компании также уплачивают налог на доходы корпораций. Ставка налога увеличивается при росте налогооблагаемой прибыли. Максимальная совокупная величина ставки налога на доходы корпораций, взимаемая на федеральном уровне и уровне штата, является значительной и составляет 44,4%, включая ставку 35%, установленную федеральным законодательством,²⁶ и ставку 9,4%, установленную законодательством штата. Ниже в таблице 8 приведена информация о суммах фискальных платежей, поступающих в бюджет штата Аляска.

²⁶ Поскольку по результатам деятельности нефтегазовых компаний формируется значительная величина прибыли, к таким компаниям применяются максимальные ставки.

Таблица 8 - Основные фискальные платежи компаний нефтегазового сектора в США (штат Аляска), млн долл. США²⁷

Вид платежа	2013	2014	2015
1	2	3	4
Налог на собственность	99,3	99,6	97,4
Налог на доходы корпораций	434,6	463,8	463,7
Налог на добычу (severance tax)	1 748,4	1 696,3	1 616,4
Роялти	4 050,3	2 417,1	1 754,4

Большая часть фискальных поступлений от добычи углеводородного сырья обеспечивается за счет роялти и налога на добычу – их доля составляет 44%-68% и 29%-41%, соответственно. Третьим по величине налогом является налог на доходы корпораций. Таким образом, налогообложение добычи углеводородов в штате Аляска осуществляется в основном при помощи налогообложения валового дохода.

Отдельного рассмотрения требует система налогообложения добычи сланцевой нефти и сланцевого газа. По данным энергетического информационного агентства США,²⁸ в 2014 году добыча сланцевой нефти обеспечила 29% от всей добычи нефти, а добыча сланцевого газа составила 40% от общей добычи природного газа в США. Данные факты свидетельствуют о значительной доле нетрадиционных запасов в общем объеме добываемого углеводородного сырья в США. Добыча сланцевых углеводородов характеризуется высокой себестоимостью, которая составляет от 50 до 70 долл. США за баррель.²⁹ Несомненно, добыча углеводородного сырья из такого минерального сырья требует определенной поддержки со стороны государства ввиду значительной себестоимости его добычи.

Залежи сланцевых углеводородов в основном находятся на территории штата Северная Дакота на месторождении Баккен. Для стимулирования разработки сланцевых месторождений власти штата первоначально применяли

²⁷ Составлено автором по основе данным Revenue Sources Book 2014 Spring. [Электронный ресурс] // Официальный сайт правительства штата Аляски. – 2014. – Режим доступа:

<http://www.tax.alaska.gov/programs/documentviewer/viewer.aspx?1048r> (дата обращения: 24.11.2014).

²⁸ U.S. Energy Information Administration (EIA) [Электронный ресурс] // Официальный сайт энергетического агентства США. – 2014. – Режим доступа: <http://www.eia.gov/> (дата обращения: 24.11.2014).

²⁹ Там же.

пониженную ставку роялти - 6,5% (для сравнения ставка налога на добычу в штате Аляска составляет 12,25%) а затем, начиная с 2012 г., в отношении первых 2 лет добычи предоставляются налоговые каникулы, а в последующих периодах ставка роялти составляет 4% при цене на нефть, не превышающей 55 долл. США за баррель. В России также предусмотрены определенные налоговые льготы при добыче сверхвязкой нефти (освобождение от уплаты НДС и установление пониженной ставки вывозной таможенной пошлины) и нефти с низким уровнем проницаемости (не более 2×10^{-3} мкм²).

По результатам изучения налоговой системы США были выявлены следующие особенности. Система налогообложения добычи углеводородного сырья в США основана на обложении валового дохода. При этом величина налога на доходы корпораций, взимаемого с прибыли, является значительной и составляет около 20% от всех налоговых поступлений от компаний нефтегазового сектора. Дифференциация налогообложения добычи углеводородного сырья осуществляется посредством предоставления более льготных условий разработки месторождений с небольшим дебитом и месторождений с нетрадиционными запасами. В США, как и в России, добыча нетрадиционных видов углеводородного сырья (сланцевой нефти в США и сверхвязкой нефти в России) осуществляется в более льготных фискальных условиях. В результате использования системы налоговых льгот при разработке нетрадиционных запасов в виде пониженных ставок роялти и осуществления налогообложения добычи в основном за счет налогообложения прибыли, добыча сланцевых углеводородов стала возможной и занимает значительную долю в общем объеме добычи углеводородов в США.

Налогообложение добычи углеводородного сырья в Канаде осуществляется при помощи налогообложения валового дохода и налогообложения прибыли нефтегазовых компаний. Нефтегазовые компании Канады на федеральном уровне и уровне провинций уплачивают налог на доходы корпораций по следующим ставкам:

- 15,5% (федеральный уровень);

- 10% - 16% (уровень провинции).

Таким образом, совокупная ставка налогообложения прибыли составляет 31,5%, что выше ставки по налогу на прибыль в России, но ниже ставки налога на доходы корпораций в США

Ставки роялти при добыче углеводородного сырья в Канаде составляют от 0% до 45%. Налоговой базой роялти является стоимость реализации добытого полезного ископаемого. При добыче природного газа размер ставки роялти сопоставим со ставками роялти при добыче нефти и составляют 12,5% - 45%. Для определения ставки роялти используются формулы, которые учитывают особенности добычи углеводородного сырья на соответствующем месторождении и которые включают в себя следующие факторы:

- уровень мировых цен;
- качество добываемого углеводородного сырья;
- период разработки месторождения;
- продуктивность скважины;
- наличие особых технологий добычи.

Льготные пониженные ставки роялти в размере 5% применяются для низкопродуктивных и новых скважин, что объясняется необходимостью стимулирования разработки менее рентабельных месторождений углеводородного сырья. Так, пониженные ставки роялти позволяют осуществить более полную выработку запасов на «зрелых» месторождениях. В современной российской системе налогообложения продуктивность скважины не учитывается при установлении ставки по НДС, однако для выработанных месторождений применяются понижающие коэффициенты, уменьшающие базовую ставку по НДС. Также канадской налоговой системой установлена дифференциация ставок роялти в зависимости от периода разработки месторождения углеводородного сырья и от качества добываемой нефти (таблица 9).

Таблица 9 – Разделение нефти на виды по периоду начала разработки³⁰

Вид нефти	Период начала разработки	Дифференциация ставок роялти
1	2	3
Старая нефть	до 01.01.1974	Ставка роялти уменьшается на 6,9%
Новая нефть	01.01.1974 – 01.01.1994	Ставка роялти уменьшается на 10%
Нефть третьего порядка	01.01.1994 – 01.10.2002	Ставка роялти уменьшается на 10%
Нефть четвертого порядка	с 01.10.2002	Ставка роялти уменьшается на 12,5%

Установление более льготных ставок роялти для месторождений, разработка которых началась позднее, объясняется тем, что до 1972 г. в Канаде разрабатывались только крупные месторождения углеводородного сырья, добыча на которых характеризуется более низкими удельными затратами. Также добываемая нефть разделяется по качеству на тяжелую и обычную нефть. При добыче тяжелой нефти действуют пониженные ставки роялти. В России также применяются специальные понижающие коэффициенты для новых месторождений углеводородного сырья и при добыче сверхвязкой нефти.

Ставки роялти в Канаде ежегодно индексируются на уровень инфляции. Ежегодное предсказуемое повышение базовой ставки является важным для нефтегазовых компаний, поскольку позволяет сформировать понимание о величине фискальных изъятий в долгосрочной перспективе. В России механизм равномерной ежегодной индексации ставок НДС при добыче углеводородного сырья отсутствует. Учет изменения цен при установлении ставки НДС осуществляется только при добыче угля при помощи установления соответствующего коэффициента-мультипликатора.

Налоговой системой также установлены льготы при добыче нефти природного газа на скважинах, имеющих вертикальную глубину более 2 000 м. Российская система налогообложения также осуществляет дифференциацию ставки НДС в зависимости от глубины скважины, однако данная льгота

³⁰ Составлено автором на основе данных Global Oil and Gas Tax Guide 2015. Ernst & Young, 2015. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Ernst&Young. – 2015. – Режим доступа: <http://www.ey.com/GL/en/Industries/Oil--Gas/Global-oil-and-gas-tax-guide-2015> (дата обращения: 17.08.2015).

применяется только при добыче природного газа и газового конденсата. При добыче природного газа канадская система налогообложения предусматривает пониженные ставки для попутного газа, а также для низкопродуктивных скважин. В России также установлен более льготный режим налогообложения при добыче попутного нефтяного газа, предусматривающий освобождение от налогообложения при его добыче.

По результатам изучения налоговой системы Канады выявлено, что дифференциация ставок роялти осуществляется в зависимости от качества углеводородов, периода разработки, стоимости углеводородов и характеристик скважины. Наличие большей дифференциации ставок роялти в Канаде, по сравнению с США, объясняется желанием государства сделать канадскую нефтегазовую отрасль привлекательной для инвестора, поскольку несмотря на то, что Канада обладает значительными запасами углеводородного сырья, большинство такого сырья расположено в виде битуминозных (нефтяных) песков в труднодоступных регионах, требующих использования специальных технологий при добыче.

Дифференциация налогообложения добычи углеводородного сырья в странах, налоговая система которых основана на обложении валового дохода, схожа с российской системой налогообложения. В частности, при налогообложении добычи учитываются одинаковые факторы, влияющие на условия добычи (льготы для тяжелой / сверхвязкой нефти; льготы для попутного нефтяного газа; льготы для низкопродуктивных скважин / выработанных месторождений). Вместе с тем, системы налогообложения добычи углеводородов в США и Канаде имеют ряд характерных особенностей, которые заключаются в:

- наличию почти полного освобождения от уплаты роялти при разработке нетрадиционных запасов углеводородов (сланцевая нефть и газ; битуминозные пески);
- стабильности налогового законодательства (ставки роялти зафиксированы или индексируются на уровень инфляции);
- применении льготных ставок для низкодебитных скважин.

В рамках совершенствования российской системы налогообложения возможно использовать опыт указанных стран по дифференциации налогообложения в части учета продуктивности скважины, а также в части разработки механизма ежегодной индексации ставки НДС.

Наиболее близкими морскими месторождениями, находящимися рядом с российским континентальным шельфом, являются морские месторождения Норвегии и Великобритании.

В настоящее время при добыче углеводородного сырья в Великобритании нефтегазовые компании уплачивают следующие платежи:

- налог на доходы нефтегазовых компаний (Petroleum Revenue Tax);
- «замкнутый» корпоративный налог на прибыль (по месторождениям) (Ring Fence Corporation Tax);
- добавочный платеж (Supplementary Charge)³¹;
- роялти.

Роялти в Великобритании не уплачиваются при добыче нефти на месторождениях, разработка которых началась с 1982 г. При добыче нефти на месторождениях, разработка которых началась до 1982 г., роялти взимаются по ставке 12,5%. В настоящее время доля поступлений от роялти незначительна.

Ставка налога на прибыль корпораций в Великобритании составляет от 19 до 30% в зависимости от размера налогооблагаемой прибыли компании. Компании нефтегазового сектора также уплачивают так называемый «замкнутый» корпоративный налог на прибыль (по месторождениям) по ставке 30%. Данный налог уплачивается только в отношении деятельности, связанной с добычей углеводородного сырья. Кроме того, отличительной чертой «замкнутого» налога на прибыль является отсутствие возможности зачета убытков по другим видам деятельности, не связанным с добычей углеводородов. Также нефтегазовыми компаниями уплачивается специальный налог на доходы нефтегазовых компаний, который взимается по ставке 50% с прибыли нефтегазовых компаний. От

³¹ Adam St., Browne J. - A Survey of the UK Tax System. The institute for Fiscal Studies, Briefing note No. 09, March 2006, P. - 20.

налогообложения специальным налогом освобождается добыча нефти на скважинах, не превышающая 20 тыс. барр. в сутки.³² В России аналогичный механизм предоставления налоговых льгот для низкодебитных скважин отсутствует. В отношении месторождений углеводородного сырья, добыча на которых началась с 1993 г., налог в Великобритании не уплачивается. Сумма специального налога уменьшает налоговую базу по «замкнутому» корпоративному налогу на прибыль (по месторождениям). Налоговая база добавочного платежа соответствует налоговой базе по корпоративному налогу на прибыль. Добавочный платеж взимается с 2006 г. по ставке 20%.

Следовательно, при разработке новых месторождений нефтегазовые компании уплачивают только «замкнутый» корпоративный налог на прибыль (по месторождениям), а также добавочный платеж. Фискальные платежи, уплачиваемые нефтегазовыми компаниями в Великобритании в зависимости от даты начала разработки, представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Налоги, уплачиваемые при добыче углеводородного сырья в Великобритании³³

Дата разработки месторождения	Роялти	Специальный налог на доходы нефтегазовых компаний	«Замкнутый» корпоративный налог на прибыль (по месторождениям)	Добавочный платеж
1	2	3	4	5
до 1982 г.	+	+	+	+ (с 2006 г.)
1982 г. – 1993 г.	-	+	+	+ (с 2006 г.)
с 1993 г. по н.в.	-	-	+	+ (с 2006 г.)

Наибольшая фискальная нагрузка установлена для старых разведанных месторождений углеводородного сырья, поскольку данные месторождения являются крупными и удельные затраты на добычу одной единицы углеводородного сырья меньше, чем на новых небольших месторождениях. При

³² Oil Taxation Manual. HM Revenue & Customs. – [Электронный ресурс] // Официальный сайт фискальной службы Великобритании. – 2015. – Режим доступа: <http://www.hmre.gov.uk> (дата обращения: 01.06.2015).

³³ Составлено автором на основе данных Global Oil and Gas Tax Guide 2015. Ernst & Young, 2015. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Ernst&Young. – 2015. – Режим доступа: <http://www.ey.com/GL/en/Industries/Oil---Gas/Global-oil-and-gas-tax-guide-2015> (дата обращения: 17.08.2015).

добыче на новых месторождениях нефтегазовые компании уплачивают только два налоговых платежа. Указанные платежи составляют примерно равные доли в бюджете Великобритании (рис. 4).

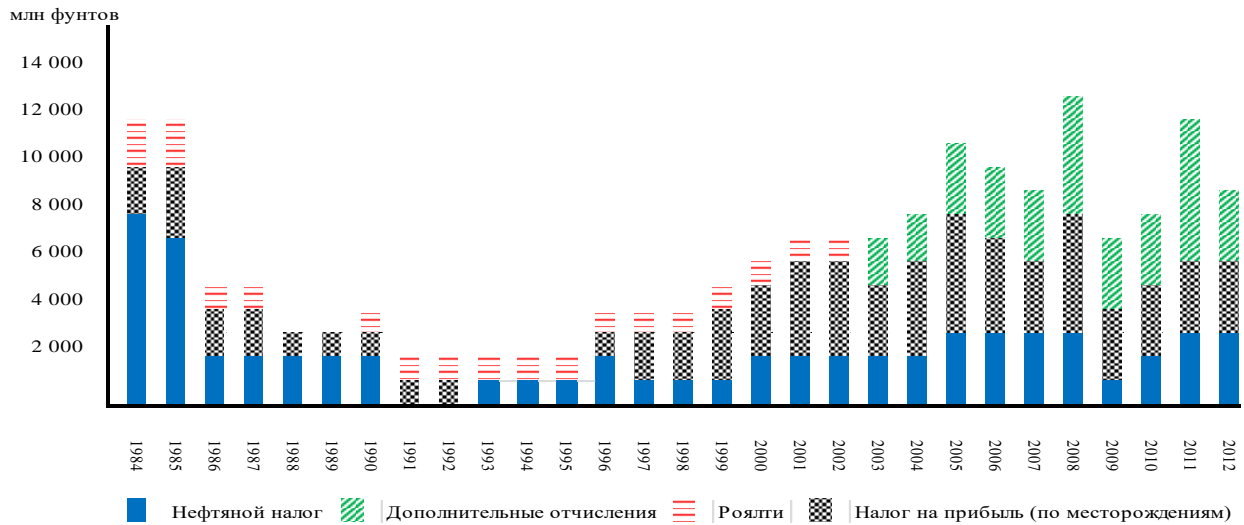


Рисунок 4 - Соотношение поступлений различных налоговых платежей в Великобритании

На основании представленных данных видно, что основными налоговыми платежами, уплачиваемыми при добыче углеводородов в Великобритании начиная с 2003 г., являются налоги, взимаемые с прибыли нефтегазовых компаний. Доля поступлений от роялти незначительная, поскольку учет различий в условиях разработки сложных шельфовых месторождений через механизм затрат и наличие стабильных поступлений от новых налогов позволили почти полностью отказаться от системы роялти. Дифференциация добычи углеводородного сырья в Великобритании осуществляется по периоду разработки месторождений углеводородного сырья. В отношении месторождений, добыча нефти на которых стабилизировалась, налогообложение осуществляется при помощи трех-четырех налоговых платежей, взимаемых с прибыли нефтегазовых компаний.

Несмотря на высокую совокупную ставку налогов с прибыли система налогообложения в Великобритании обеспечивает рентабельную добычу на 50-ти морских месторождениях. Вместе с тем возможность использования режима налогообложения, основанного на налогообложении прибыли, обусловлена тем, что в Великобритании сформировалась развитая система налогового

администрирования, а также существует многолетний практический опыт по контролю за трансфертным ценообразованием.

Система налогообложения добычи углеводородного сырья в Норвегии имеет ряд отличительных особенностей, характерных только для этой страны. В настоящее время в Норвегии нефтегазовые компании при добыче углеводородного сырья уплачивают корпоративный налог на прибыль, а также специальный налог на добычу углеводородного сырья, который с 2006 г. заменил роялти. Ранее ставка роялти при добыче углеводородов варьировалась от 8% до 14%.

Ставка налога на прибыль корпораций в Норвегии составляет 27%. Налоговая база корпоративного налога в Норвегии определяется как денежное выражение прибыли, которая рассчитывается как разница между выручкой и величиной операционных расходов, амортизацией, расходами на разведку и на выплату процентов по заемным средствам. Специальный налог на добычу углеводородов взимается по ставке 51%. Данный налог рассчитывается по следующей формуле:

$$TA = (NR - \alpha) \times TR, \text{ где} \quad (6)$$

TA – размер специального налога на добычу углеводородов;

NR – прибыль, определяемая как разница между доходами и суммой расходов, связанных с деятельностью по добыче углеводородного сырья;

α – величина «апlifта»;

TR – ставка специального налога на добычу углеводородов.

Налоговая база специального налога на добычу углеводородов определяется также, как и налоговая база для корпоративного налога с дополнительным уменьшением налоговой базы на величину «апlifта», который составляет 5,5% от величины капитальных затрат и учитывается при расчете налоговой базы в течение 4 лет после осуществления капитальных затрат. Таким образом, величина капитальных затрат, учитываемая при расчете налоговой базы по специальному налогу, индексируется на коэффициент равный 1,22.

Несмотря на то, что норвежской налоговой системой предусмотрена высокая совокупная ставка налогообложения при от добычи – 78%, разработка месторождений углеводородного сырья является привлекательной для инвесторов

ввиду того, что налоги уплачиваются только после получения прибыли. К дополнительным налоговым преференциям, предоставляемым норвежской системой налогообложения, можно отнести:³⁴

- единовременное принятие к вычету всех расходов, связанных с разведкой нефти и газа;
- повышенную ставку амортизации, составляющую 16,67% в год для основных средств, которые участвуют в разработке месторождений;
- возможность исключения из налоговой базы по специальному налогу суммы «апlifта», величина которого может быть перенесена на последующие периоды (в случае если прибыли в соответствующем налоговом периоде будет недостаточно для покрытия суммы «апlifта»);
- формирование налоговой базы специального налога на основе справочных цен, публикуемых государственными органами и рассчитываемых на основании цен в сделках между независимыми лицами;
- отсутствие ограничений на вычет всех процентов по заемному финансированию;
- неограниченный перенос убытков на будущее;
- зачет убытков между разрабатываемыми месторождениями для одного налогоплательщика.

Таким образом, система налогообложения добычи углеводородного сырья в Норвегии основана на налогообложении прибыли нефтегазовых компаний, а также предоставляет возможность уменьшения прибыли на величину «апlifта» и убытков от разработки других месторождений, разрабатываемых этим же налогоплательщиком. Дифференциация режима налогообложения для разных месторождений осуществляется через учет затрат, понесенных нефтегазовыми компаниями, при расчете налоговой базы. Подтверждением эффективности стимулирующей составляющей системы налогообложения в Норвегии является то, что в настоящее время осуществляется разработка нескольких десятков

³⁴ Norwegian Petroleum Directorate [Электронный ресурс] // Официальный сайт нефтяного директората Норвегии – 2015. – Режим доступа http://www.npd.no/English/Emner/Ressursforvaltning/Promotering/whynorway_tax_system (дата обращения: 01.07.2015).

морских месторождений, расположенных в сложных климатических условиях в Северном и Баренцевом морях, в то время как в России, в морях Арктики нефть добывается только на нескольких морских месторождениях.

Месторождения углеводородного сырья в Казахстане имеют близкое расположение к российским месторождениям, которые находятся в акватории Каспийского моря и на территории Оренбургской области. Кроме того, принадлежность в прошлом к одной экономике СССР и современное взаимодействие в рамках Евразийского экономического союза позволяют сделать вывод о сопоставимости развития экономик двух стран. Согласно официальным оценкам правительства Казахстана, удельный вес поступлений в федеральный бюджет от добывающей промышленности и сырьевых производств увеличился с 56% в 2010г. до 60,1% в 2011г. и 63% в 2013г.,³⁵ что в целом соответствует данным статистики в отношении нефтегазовой отрасли России, где доля фискальных поступлений от нефтегазовой отрасли также составляет половину от всех доходных поступлений в консолидированный бюджет.³⁶

Система налогообложения добычи углеводородного сырья в Казахстане представляет собой смешанную систему налогообложения, которая включает в себя налог на добычу и специальный налог на сверхприбыль. В случае экспорта нефти дополнительно взимается «рентный налог на экспорт».³⁷

Ставка налога на добычу является адвалорной и взимается со стоимости реализованного углеводородного сырья. При этом стоимость реализации углеводородного сырья определяется с учетом справочных цен, рассчитываемых в зависимости от уровня мировых цен. Ставка налога на добычу для нефти составляют от 5% до 18%, увеличиваясь в зависимости от уровня накопленной

³⁵ Министерства финансов Республики Казахстан [Электронный ресурс] // Официальный интернет-ресурс Министерства финансов Республики Казахстан. – 2014. – Режим доступа: http://www.minfin.gov.kz/irj/portal/anonymous?NavigationTarget=ROLES://portal_content/mf/kz.ecc.roles/kz.ecc.anonymous/kz.ecc.anonymous/kz.ecc.anonym_budgeting/budgeting/analytics_fldr (дата обращения: 24.11.2014).

³⁶ Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2014 году Казахстан [Электронный ресурс] // Официальный интернет-ресурс Минэнерго России. – 2014. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/36e/prezentatsiya-itogovoy-kollegii.pdf> (дата обращения: 24.11.2014).

³⁷ Статья 311 Кодекса Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)» [Электронный ресурс] // Официальный интернет-ресурс Налогового комитета. Министерства финансов Республики Казахстан. – 2014. – Режим доступа: <http://www.salyk.gov.kz/ru/taxcode/pages/default.aspx> (дата обращения: 24.11.2014).

добычи за календарный год. При добыче природного газа действуют пониженные ставки налога на добычу в размере 0,5-1,5%. При этом в случае экспорта ставка налога на добычу природного газа увеличивается до 10%.³⁸ В России при пересчете специфической ставки в адвалорную ставка НДС значительно выше и составляет 35%-50% от стоимости нефти и 20% для природного газа.³⁹

Компании, осуществляющие добычу углеводородного сырья в Казахстане, также уплачивают специальный налог на сверхприбыль, базой которого является прибыль, полученная после налогообложения корпоративным налогом. Перечень расходов, уменьшающих базу по специальному налогу на сверхприбыль, соответствует перечню расходов, учитываемых при налогообложении корпоративным налогом на прибыль. Ставка налога определяется исходя из величины соотношения накопленных доходов и накопленных расходов (табл. 11).

Таблица 11 - Дифференциация ставок налога на сверхприбыль в Казахстане⁴⁰

Минимальное значение отношения накопленных доходов к накопленным расходам	Максимальное значение отношения накопленных доходов к накопленным расходам	Ставка, %
1	2	3
<1,25	1,25	0
1,25	1,3	10
1,3	1,4	20
1,4	1,5	30
1,5	1,6	40
1,6	1,7	50
≥ 1,7	-	60

В Казахстане нефтегазовые компании, осуществляющие экспорт углеводородов, также уплачивают рентный налог на экспорт, ставка которого устанавливается исходя из мировых цен на нефть. Так, при цене 20-40 долл. США за баррель ставка рентного налога на экспорт составляет 0%. При цене более 190

³⁸ Статья 336 Кодекса Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)» [Электронный ресурс] // Официальный интернет-ресурс Налогового комитета. Министерства финансов Республики Казахстан. – 2014. – Режим доступа - <http://www.salyk.gov.kz/ru/taxcode/pages/default.aspx> (дата обращения: 24.11.2014).

³⁹ При условии, что цена природного газа составляет 3 500 рублей за 1000м³.

⁴⁰ Кодекс Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)» [Электронный ресурс] // Официальный интернет-ресурс Налогового комитета. Министерства финансов Республики Казахстан. – 2014. – Режим доступа - <http://www.salyk.gov.kz/ru/taxcode/pages/default.aspx> (дата обращения: 24.11.2014).

долл. США за баррель ставка рентного налога на экспорт составляет 32%.⁴¹ Алгоритм расчета ставки казахского налога на экспорт углеводородного сырья соответствует алгоритму расчета ставок вывозных таможенных пошлин на углеводородное сырье в России. Кроме того, дополнительно в Казахстане применяется вывозная таможенная пошлина на сырую нефть, размер которой составляет 60 долл. США за тонну.

Наличие нескольких налогов с разным объектом налогообложения, взимаемых при добыче углеводородов, позволяет обеспечить минимальный уровень поступлений от нефтегазовой отрасли за счет обложения валового дохода НДС, а также эффективно облагать добычу углеводородного сырья при помощи налога на сверхприбыль в случае роста рентабельности проекта. Таким образом, налогообложение добычи углеводородов в Казахстане в значительной степени осуществляется при помощи обложения прибыли нефтегазовых компаний. Введение режима налогообложения прибыли от добычи и реализации углеводородов стало возможным, в том числе ввиду наличия законодательства о трансфертном ценообразовании.

На основании приведенной характеристики налоговых систем нефтедобывающих зарубежных стран установлено, что налогообложение добычи углеводородного сырья осуществляется при помощи налогообложения валового дохода или прибыли нефтегазовых компаний. В странах, облагающих валовый доход от добычи углеводородов, дифференциация налогообложения осуществляется за счет применения пониженных ставок и скидок к базовой ставке налога. В случае обложения прибыли нефтегазовых компаний от добычи углеводородов дифференциация налогообложения осуществляется через механизм учета затрат, величина которых снижает налоговую базу.

Определим долю налогов, уплачиваемых пятью исследованными странами с валового дохода и с прибыли, в случае разработки месторождений

⁴¹ Global Oil and Gas Tax Guide 2014. Ernst & Young, 2014. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Ernst & Young. – 2015. – Режим доступа: <http://www.ey.com/GL/en/Industries/Oil---Gas/Global-oil-and-gas-tax-guide-2014> (дата обращения: 17.08.2015).

углеводородного сырья, по которым не предоставляются льготы и по которым действует льготное налогообложение. Для этих целей построим финансовую модель месторождения нефти без особых условий добычи (стандартное месторождение) и месторождения нефти с особыми условиями добычи. В таблице 12 приведены ставки налогов, уплачиваемые в случае разработки стандартного месторождения без применения налоговых льгот (сценарий 1) и месторождения с особыми условиями добычи, в отношении которого применяются налоговые льготы (сценарий 2).

Таблица 12 - Сравнение ставок налогов при разработке разных месторождений углеводородов (по состоянию на 01.01.2015 г.)

Страна	Сценарий 1		Сценарий 2	
	Характеристика месторождения	Характеристика налогов	Характеристика месторождения	Характеристика налогов
США	Разработанное месторождение (ш. Аляска)	Налог на доходы – 45% Роялти – 12,5% Налог на добычу – 12,15%	Разработанное месторождение (ш. Северная Дакота)	Налог на доходы – 45% Роялти – 4%
Канада	Разработанное месторождение (нефть 1-ого порядка)	Налог на прибыль – 31,5% Роялти – 38%	Новое месторождение (нефть 4-ого порядка)	Налог на прибыль – 31,5% Роялти – 5%-30%
Великобритания	Разработанное месторождение, Добыча с 1981 г.	Роялти – 12,5% Налог на доходы – 50% «Замкнутый» налог - 30% Добавочный платеж - 20%	Новое месторождение Добыча с 1994	«Замкнутый» налог – 30% Добавочный платеж - 20%
Норвегия	Разработанное месторождение	Налог на прибыль – 27%; Специальный налог – 51%	Новое месторождение	Налог на прибыль – 27%; Специальный налог – 51%
Казахстан	Разработанное месторождение, Уровень добычи более 10 млн. тонн	НДПИ – 18%; Налог на сверхприбыль – 40%; Налог на прибыль – 20%	Новое месторождение, Уровень добычи менее 250 тыс. тонн	НДПИ – 5%; Налог на сверхприбыль – 40%; Налог на прибыль – 20%

Источник: составлено автором.

В таблицах 13 и 14 приведены данные финансовых моделей при разработке разных видов месторождений углеводородного сырья в рассматриваемых странах. Ставки налогов, взимаемых при добыче углеводородного сырья, определены в соответствии с законодательством, действующим по состоянию на 01.01.2015 г. В качестве финансовой информации использовались данные финансовой отчетности добывающих компаний ПАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» и ПАО «Печоранефть» за 2014 г. для получения сопоставимых данных о величине уплачиваемых налогов.

Таблица 13 – Финансовая модель при разработке стандартного месторождения, млн долл. США (по состоянию законодательства на 01.01.2015 г.)

Наименование показателя	США	Канада	Норвегия	Великобритания	Казахстан
1	2	3	4	5	6
Выручка	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000
Затраты	60 000	60 000	60 000	60 000	60 000
Прибыль	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000
Налоги с валового дохода	24 400	22 500	-	12 500	7 200
Налоги с прибыли	7 020	5 513	31 200	22 000	4 320
Доля налогов с прибыли в общей сумме налогов с добычи углеводородов, %	22	20	100	64	38

Источник: расчеты автора.

Таблица 14 – Финансовая модель при разработке месторождения с особыми условиями, млн долл. США (по состоянию законодательства на 01.01.2015 г.)

Наименование показателя	США	Канада	Норвегия	Великобритания	Казахстан
1	2	3	4	5	6
Выручка	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000
Затраты	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000
Прибыль	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Налоги с валового дохода	3 250	2 500	-	-	2 500
Налоги с прибыли	3 038	2 363	7 800	8 000	8 500
Доля налогов с прибыли в общей сумме налогов с добычи углеводородов, %	48	49	100	100	77

Источник: расчеты автора.

По результатам моделирования сценария 1, представленном на рис. 5, видно, что доля налогов, взимаемых с валового дохода, в общей сумме уплачиваемых при добыче налогов является значительной и составляет 62%-80%

от общей суммы налогов, уплачиваемых при добыче углеводородного сырья. Таким образом, в случае разработки месторождения, добыча нефти на котором осуществляется в благоприятных условиях, в странах, которые применяют систему роялти при обложении добычи, доля налогов с прибыли не является значительной.

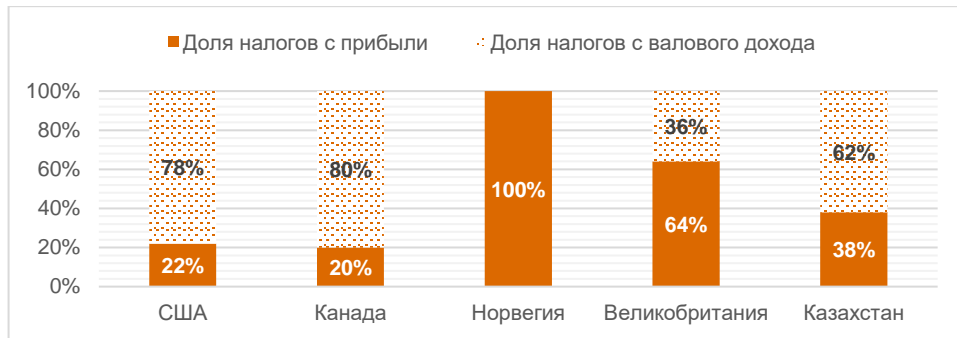


Рисунок 5 – Модель налогообложения без предоставления льгот

По результатам моделирования сценария 2, представленного на рис. 6 видно, что в случае разработки сложных месторождений, по которым предоставляются налоговые льготы, в системах налогообложения, основанных на обложении валового дохода, происходит трансформация объекта налогообложения с переходом от налогообложения валового дохода к переходу к налогообложению прибыли. Налоговые системы США, Канады и Казахстана хоть и используют роялти для налогообложения добычи углеводородного сырья, зачастую обнуляют или существенно снижают ставку роялти (налога с добычи) (до 5%) в случае разработки новых месторождений, а также низкопродуктивных месторождений, в основном осуществляя налогообложение нефтегазовых компаний при помощи налога на прибыль. Таким образом, подтверждается тезис, что в случае налогообложения валового дохода дифференциация ставки роялти может не учитывать всех факторов разработки месторождений. При разработке новых месторождений углеводородного сырья налоговые системы США и Канады сохраняют роялти (налог с добычи) в качестве гарантированного платежа в бюджет.

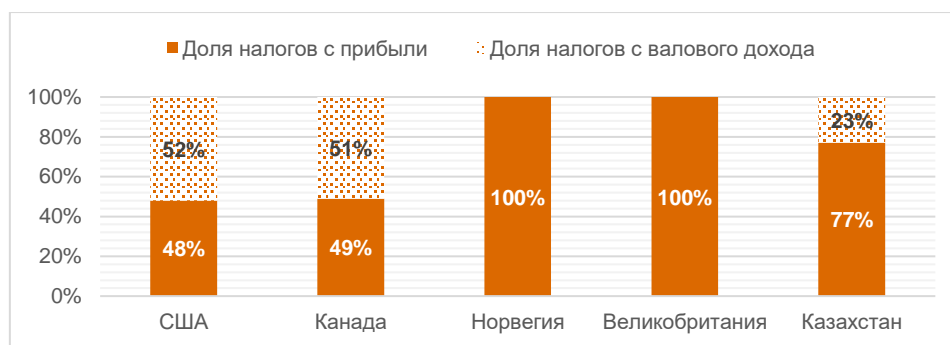


Рисунок 6 – Модель налогообложения с предоставлением льгот

Таким образом, по результатам исследования режимов налогообложения на разных по степени сложности разработки месторождениях была выявлена трансформация объекта налогообложения, которая выражается в переходе от налогообложения валового дохода к налогообложению прибыли от добычи и реализации углеводородов в случае разработки новых месторождений и месторождений с нетрадиционными запасами. В случае налогообложения валового дохода дифференциация осуществляется при помощи изменения ставки налога, взимаемого при добыче, в зависимости от условий разработки месторождений. А при обложении прибыли нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородов дифференциация осуществляется через механизм учета расходов при расчете налоговой базы по таким налогам.

Дифференциация налогообложения, осуществляемая при помощи изменения ставки и через механизм учета затрат при расчете налоговой базы, происходит по-разному, но направлена на достижение одного экономического эффекта – снижение налоговой нагрузки в периоды отсутствия прибыли и увеличение в периоды накопления прибыли.

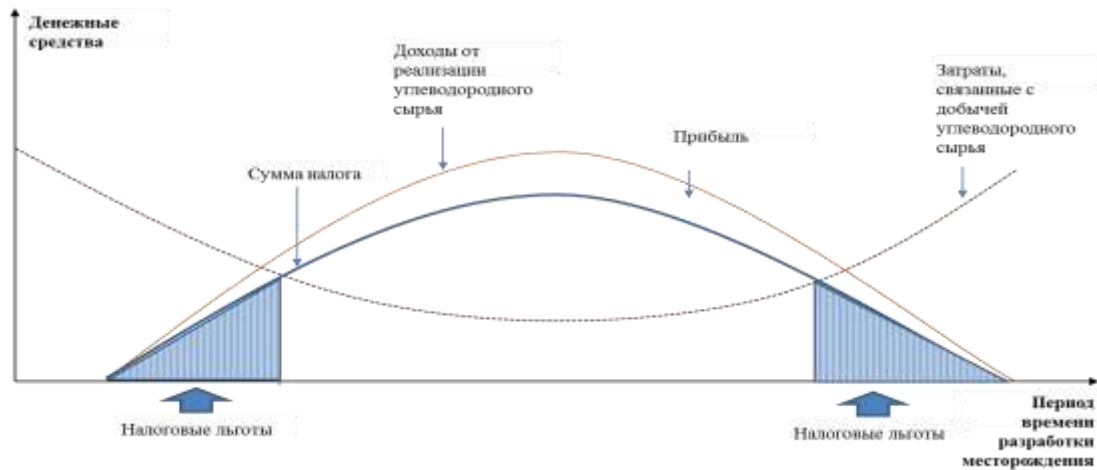


Рисунок 7 - Дифференциация налогообложения при помощи изменения ставок

Из рис. 7 видно, что дифференциация налогообложения, основанная на изменении ставок налогов, взимаемых при добыче, обеспечивается за счет предоставления налоговых льгот в начале (пониженная ставка для новых месторождений) и конце разработки месторождения углеводородного сырья (льготы для низкопродуктивных скважин). В случае осуществления дифференциации через механизм учета затрат при расчете налоговой базы налогов, взимаемых с прибыли нефтегазовых компаний от добычи углеводородов, учет различий в условиях разработки месторождений обеспечивается автоматически (рис. 8).

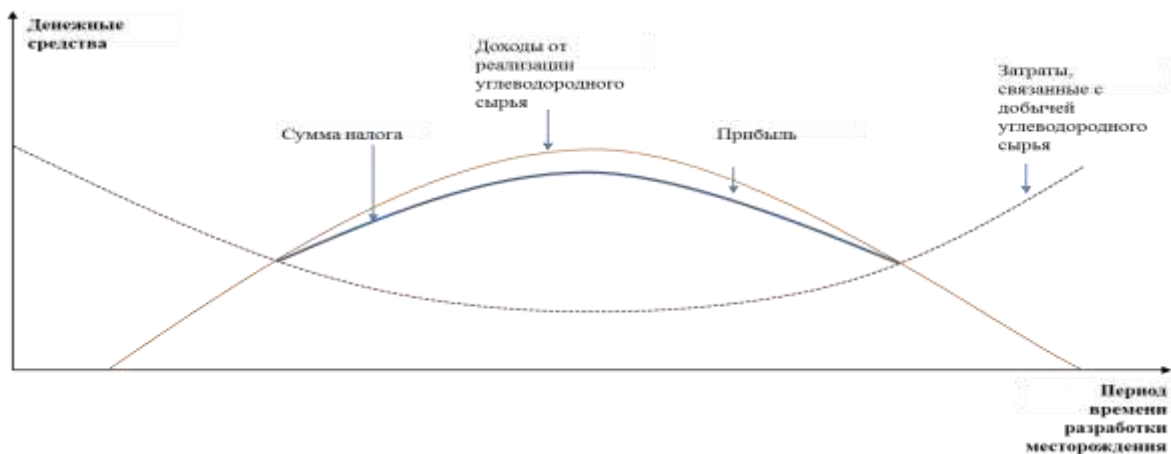


Рисунок 8 - Дифференциация налогообложения через механизм учета расходов при расчете налоговой базы

Дифференциация налогообложения добычи углеводородов, осуществляемая при помощи механизма учета расходов при расчете налоговой базы специальных налогов, взимаемых с прибыли от добычи и реализации углеводородов, в

наибольшей степени соотносится с изменением величины горной ренты на протяжении всего срока разработки месторождения, поскольку алгоритм определения величины ренты соотносится с алгоритмом расчета суммы налога, взимаемого с прибыли.

$$R_{\text{ДУС}} = \sum_{k=1}^n (I_{\text{ДУС}}) - \sum_{k=1}^n [(E_{\text{ДУС}} + E_{\text{ВОЭ}}) \times (100\% + R + PR_{\text{ДУС}})]; \quad (7)$$

$$T_{\text{ДУС}} = [\sum_{k=1}^n (I_{\text{ДУС}}) - \sum_{k=1}^n (E_{\text{ДУС}} + E_{\text{ВОЭ}})] \times TR, \text{ где} \quad (8)$$

$R_{\text{ДУС}}$ – рента, образующаяся при добыче углеводородного сырья;
 $T_{\text{ДУС}}$ – налог, взимаемый с прибыли от добычи и реализации углеводородного сырья;
 $I_{\text{ДУС}}$ – сумма доходов от добычи и реализации углеводородного сырья;
 $E_{\text{ДУС}}$ – сумма расходов, связанных с добычей углеводородного сырья;
 $E_{\text{ВОЭ}}$ – сумма расходов, связанных с выводом из эксплуатации объектов, используемых при добыче углеводородного сырья;
 TR – ставка налога (в %);
 R – норма рентабельности (% к величине всех расходов, связанных с добычей углеводородов);
 $PR_{\text{ДУС}}$ – премия за специфические геологические и технологические риски (% к сумме всех расходов, связанных с добычей углеводородов);
 n – количество лет разработки месторождения углеводородного сырья.

Так, величина ренты и специальных налогов, взимаемых с прибыли от добычи и реализации углеводородного сырья, определяется как часть прибыли нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородов. Вместе с тем алгоритм расчета прибыли имеет некоторые отличия. Прибыль, определяемая при расчете величины ренты, рассчитывается как разница между доходами от реализации углеводородов и всеми расходами, связанными с добычей углеводородов и увеличенными на величину необходимого уровня рентабельности затрат нефтегазовых компаний. А величина специальных налогов, взимаемых с прибыли от добычи и реализации углеводородов, определяется как произведение разницы между всеми доходами и расходами, связанными с добычей и реализацией углеводородного сырья, и адвалорной налоговой ставкой.

Подставим в предлагаемые нами алгоритмы расчета величины горной ренты и специального налога, взимаемого с прибыли нефтегазовых компаний, в модель проектного месторождения, финансовые показатели которой представлены в табл. 15.

Таблица 15 - Данные для построения модели по проектному месторождению, млн руб.

Год разработки	1	5	10	15	20	25	30	35	40	45
Выручка	10	12	14,4	17,3	19	18	15	13	13	12
Затраты	12	11	10	10	10	10	10	12	13	14
Норма прибыли, %	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Ставка налога, %	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Горная рента	-3,8	-0,65	2,9	5,78	7,5	6,5	3,5	-0,8	-1,9	-4,1
Специальный налог, взимаемый с прибыли	-1,6	0,8	3,52	5,8	7,2	6,4	4	0,8	-	-1,6

Источник: расчеты автора.

По представленным данным на рис. 9 видно, что величина горной ренты в целом соответствует величине специального налога, взимаемого с прибыли нефтегазовых компаний.

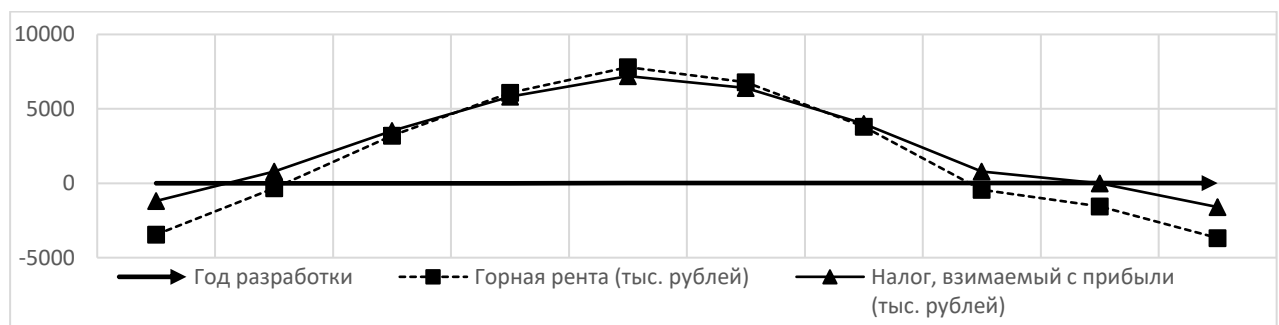


Рисунок 9 - Зависимость величины налога, взимаемого с прибыли от величины горной ренты

Подтверждение тесной взаимосвязи величины ренты, образуемой при добыче углеводородов, и налогов, взимаемых с прибыли от добычи и реализации углеводородного сырья, является коэффициент корреляции, значение которого составляет 0,99947. Таким образом, налоги с прибыли от добычи и реализации углеводородов, соотносятся с величиной горной ренты и обеспечивают учет горно-геологических и географико-климатических условий при осуществлении налогообложения добычи углеводородов.

Выбор объекта налогообложения и, соответственно, методов дифференциации налогообложения добычи углеводородов зависит от уровня развития экономики страны. Наличие более развитой системы налогообложения позволяет осуществлять дифференциацию через механизм учета расходов при

расчете налоговой базы налогов, основанных на обложении прибыли и позволяющих учитывать различия в условиях разработки месторождений. Дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья при помощи изменения налоговых ставок налогов, облагающих валовой доход от реализации углеводородного сырья, также позволяют учитывать различия в условиях разработки месторождения путем «ручной» настройки налоговых льгот. При этом недостатками такой дифференциации является невозможность учета всех факторов, влияющих на условия разработки месторождения, а также необходимость почти полного освобождения от налогообложения в начальные периоды разработки, а также в случае разработки низкорентабельных запасов. Вместе с тем, системы налогообложения, основанные на обложении валового дохода, проще администрировать, и они обеспечивают стабильные поступления в бюджет вне зависимости от уровня рентабельности проектов. Режим налогообложения, основанный на обложении результатов финансовой деятельности, является привлекательным для инвесторов, поскольку позволяет компенсировать понесенные им затраты, а также гарантировать стабильный размер рентабельности.

В России в настоящее время отсутствует режим налогообложения добычи углеводородного сырья на основании прибыли нефтегазовых компаний. При этом, поскольку основной акцент нефтедобычи в России постепенно будет смещаться на разработку труднодоступных и шельфовых месторождений, возможно использовать накопленный международный опыт стимулирования разработки углеводородного сырья на континентальном шельфе и в труднодоступных регионах. Однако для анализа возможности использования в России нового налога, основанного на налогообложении прибыли добывающей компании, необходимо исследовать предпосылки формирования современной системы налогообложения, сравнить фискальный и стимулирующий эффекты действующего и нового режимов налогообложения, определить условия, необходимые для внедрения нового режима налогообложения.

ГЛАВА 2. ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В РОССИИ

2.1. Эволюция российской системы налогообложения добычи углеводородного сырья

Для характеристики современной российской системы налогообложения добычи углеводородного сырья необходимо исследовать ее развитие в историческом аспекте. По причине того, что добыча углеводородного сырья отличается от добычи других полезных ископаемых, развитие системы налогообложения добычи полезных ископаемых раскрыто только в части налогообложения добычи нефти и газа.

С 1850 г. по 1872 г. в царской России при добыче нефти действовала откупная система - нефтеносные участки сдавались государством в краткосрочную аренду на четырехлетний период откупщикам. Такая система приводила к незаинтересованности в полноценной разработке нефтяных участков, поскольку откупщик был заинтересован в получении прибыли только лишь в период аренды участка недр. С 1 января 1873 г. в Российской империи система сдачи нефтяных промыслов на откуп была упразднена. Нефтеносные участки земли за единовременную плату передавались в частную собственность на основании публичных торгов. Введением «Правил о нефтяном промысле и акцизе с фотогенного производства» в 1872 г. государство установило акциз на керосин (фотоген) - 40 копеек с пуда.⁴² Решением Государственного совета с 1 сентября 1877 г. акциз на производство керосина был отменен для стимулирования выработки керосина.⁴³ В результате прекращения взимания акциза объем производства керосина был увеличен в 7 раз, а его продажная цена уменьшилась в 4,5 раза. Значительное увеличение производства керосина и необходимость пополнения государственной казны привело к тому, что с 15 января 1888 г. вновь вводится акциз, который уплачивался в отношении более широкого круга нефтепродуктов. В период с 1888 г. по 1894 г. сумма уплачиваемого акциза

⁴² Алекперов В.Ю. Предвестие эры нефти // - М.: Древлехранилище - 2003. - 305 с.

⁴³ Там же. С.105-106.

ежегодно увеличивалась (табл. 16)

Таблица 16 - Сумма акциза, поступившего в казну (млн руб.)

Год	1888	1889	1890	1891	1892	1893	1894
1	2	3	4	5	6	7	8
Сумма акциза	6,6	9,2	10,5	10,1	11,0	16,3	26,1
Ежегодный прирост,	-	139	114	96	109	148	160

Источник: Умаев А.А. Процессы капиталистического развития в сельском хозяйстве Азербайджана в конце XIX – начале XX вв. Баку: Тахсил, 2002, С. 528.

Вместе с тем сумма поступлений от акциза к общей доле фискальных поступлений была незначительна (табл. 17).

Таблица 17 - Динамика суммы поступлений от акциза, млн руб.

Период	Сумма акциза	Доля в бюджете, %
1	2	3
1903 г.	32	3,5
1908 г.	42	3,5
1913 г.	48,6	2,9
1915 г.	61,2	2,2
1916 г.	80,4	2,0

Источник: История Министерства финансов России. В 4 т. Том 1/ Авторский коллектив – М. - ИНФРА-М, 2002, С. 72-76.

Таким образом, в период с 1872 по 1916 гг. государство облагало только реализацию нефтепродуктов. При этом экспорт нефтепродуктов освобождался от налогообложения. Доля платежей в доходах государственного бюджета от нефтяной отрасли была незначительной и постепенно снижалась.

С 1922 г. при добыче полезных ископаемых (далее – «ПИ»), в том числе нефти, необходимо было уплачивать четыре различных платежа. Краткая характеристика платежей, а также сумма поступлений от данных платежей приведены в табл. 18.

Таблица 18 - Платежи, уплачиваемые при недропользовании в СССР в 1924 г.

Платеж	Налоговая база	Ставка	Дифференциация ставок	Сумма поступлений
1	2	3	4	5
Подесятинная плата	Поверхностная площадь	1 руб. с десятины	Для новых месторождений ставка уменьшалась в 2 раза	0,2 млн. руб.
Разведочный сбор	Единовременный платеж за право	10 руб.	Отсутствовала	0,04 млн. руб.

Платеж	Налоговая база	Ставка	Дифференциация ставок	Сумма поступлений
1	2	3	4	5
	поиска и разведки ПИ			
Долевое отчисление	Денежное выражение объема добытого ПИ	5%	Отсутствовала	8 млн. руб.
Арендная плата	Эксплуатация разведанных месторождений	Определялась для каждого участка	Не уплачивалась в случае сложного хоз. положения	10,6 млн. руб.

Источник: Декрет Совнаркома РСФСР от 30.04.1920 «О недрах земли». Постановление ВЦИК от 07.07.1923 «Положение о недрах земли и разработке их»,

Дифференциация налогообложения добычи полезных ископаемых осуществлялась только в зависимости от стадии разработки, предоставляя более льготные условия для новых месторождений. Доля доходных поступлений, взимаемых при пользовании недрами в 1920-1930 гг., была невелика и составляла менее 1% от общей суммы всех поступлений в бюджет.⁴⁴ В результате реформы 1930-1931 гг. была изменена система платежей в бюджет – все существовавшие до этого платежи были замены налогом с оборота и отчислениями от прибыли.

С 1967 г. для предприятий добывающей, перерабатывающей, обрабатывающей отраслей с целью выравнивания уровня рентабельности были введены фиксированные (рентные) платежи.⁴⁵ Введение рентных платежей предполагало, что предприятие после их уплаты должно получать прибыль не ниже среднеотраслевого норматива. По этой причине фиксированные (рентные) платежи устанавливались для предприятий, рентабельность которых превышала средний показатель рентабельности по отрасли по причинам, не зависящим от деятельности предприятия. Размер фиксированных (рентных) платежей устанавливался в зависимости от факторов, характеризующих:

- климатические условия разработки месторождения;
- качество углеводородного сырья;
- масштаб производства;

⁴⁴ История Министерства финансов России. В 4 т. Том 1/ Авторский коллектив – М. - ИНФРА-М, 2002, С. - 224

⁴⁵ Постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 04.10.1965 «О совершенствовании планирования и усилении экономического стимулирования промышленного производства»

– наличие доступа к транспортной инфраструктуре.⁴⁶

Ставки фиксированных (рентных) платежей были специфическими и взимались с единицы продукции. Размеры рентных платежей в нефтедобывающей промышленности в среднем по отрасли и по отдельным объединениям приведены в табл.19.

Таблица 19 - Ставки фиксированных (рентных) платежей в нефтяной промышленности по предприятиям в 1973 г.

Наименование предприятия	Ставка, руб. коп. / т
1	2
Объединение «Татнефть»	2,26
Объединение «Башнефть»	1,60
Объединение «Куйбышевнефть»	2,70
Объединение «Пермнефть»	1,85
Объединение «Оренбургнефть»	4,15
Объединение «Главтюменнефтегаз»	3,25
Объединение «Краснодарнефтегаз»	2,55
Объединение «Грознефть»	6,00
Объединение «Нижеволжскнефть»	2,30
Объединение «Укрнефть» и «Черниговнефтегаз»	1,35
Объединение «Белорусьнефть»	4,00
Объединение «Туркменнефть»	4,10
Объединение «Казахстаннефть»	3,65
Среднее значение	3,05

Источник: В.К. Шкатов, Г.А. Шкрабова – Анализ практики применения фиксированных (рентных) платежей и пути их совершенствования. В сб.: Рентные платежи в СССР. М., 1974, С. 211-227.

Сумма поступлений в бюджет от фиксированных (рентных) платежей в нефтедобывающей промышленности ежегодно увеличивалась. Так в 1971г. сумма фиксированных (рентных) платежей увеличилась на 11% по сравнению с 1970 г., а в 1975 г. – на 50%. Фиксированные (рентные) платежи в нефтяной промышленности уплачивались более чем третью нефтегазодобывающих управлений (далее – «НГДУ»), продукция которых составляла около 90% от общего объема добываемых полезных ископаемых. Как показала практика, в районах с худшими условиями добычи – Нижняя Волга, Татарстан, Башкирия ставки фиксированных (рентных) платежей были ниже среднего значения, а в районах с растущими объемами добычи нефти в Западной Сибири ставки были

⁴⁶ История Министерства финансов России. В 4 т. Том 3 / Авторский коллектив – М. ИНФРА-М, 2002, С. 154

выше среднего значения. От фиксированных (рентных) платежей были освобождены НГДУ в старых добывающих районах, где добыча нефти падала («Дагнефть»), а также НГДУ, которые были расположены в труднодоступных районах («Сахалиннефть»).

В газодобывающей промышленности по состоянию на 1973 г. действовали следующие ставки фиксированных (рентных) платежей (табл. 20).

Таблица 20 - Ставки фиксированных (рентных) платежей в газовой промышленности по предприятиям в 1973 г.

Наименование предприятия	Ставка, руб. коп. / 1000 м ³
1	2
Производственное управление «Укргазпром»	3,60
Производственное управление «Бухаранефтегазпром»	3,40
Производственное управление «Тюменгазпром»	1,83
Объединение «Ставропольгазпром»	3,40
Объединение «Туркменгазпром»	3,10
Объединение «Комигазпром»	1,75
Среднее значение	2,85

Источник: История Министерства финансов России. В 4 т. Том 2 / Авторский коллектив – М. ИНФРА-М, 2002, С. 216

Сумма поступлений в бюджет от фиксированных (рентных) платежей в газодобывающей промышленности росла меньшими темпами - рост в 1971 г. по сравнению с 1970 г. составил 0,7%, а в 1972 г. произошло снижение поступлений на 3,3%, что связано с падением добычи природного газа. Информация о доле фиксированных (рентных) платежей в прибыли предприятий, а также абсолютном выражении представлена в табл. 21.

Таблица 21 - Динамика поступлений фиксированных (рентных) платежей

Год	1970	1980	1985
Доля в прибыли предприятий, %	5	1	5
Поступления в бюджет, млн руб.	280	300	5 200

Источник: История Министерства финансов России. В 4 т. Том 2 / Авторский коллектив – М. ИНФРА-М, 2002, С. 144.

Таким образом, поступления от фиксированных (рентных) платежей не были существенными для бюджета. Их основной функцией было выравнивание фискальной нагрузки для добывающих предприятий (добыча углеводородного

сырья, руд металлов, пр.) с целью обеспечения одинакового уровня прибыли при разработке месторождений с разными условиями. Дифференциация ставок фиксированных (рентных) платежей осуществлялась с учетом стадии разработки (затухающая добыча или рост добычи), с учетом географических климатических условий, качества сырья и экономических условий (наличия транспортной инфраструктуры и размера предприятия).

Переход к рыночной экономике повлиял и на основные задачи, решаемые российской системой налогообложения. Государство стремилось одновременно получить максимальные поступления от отрасли, а также сделать нефтегазовую отрасль привлекательной для инвесторов. После распада СССР предприятия нефтегазовой отрасли платили следующие специфические платежи (помимо общеустановленных налогов, уплачиваемых всеми организациями):

- платежи за пользование недрами;
- вывозную таможенную пошлину на нефть и природный газ;
- отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы;
- акциз на нефть и природный газ.

Платежи за пользование недрами взимались со стоимости добытого углеводородного сырья.⁴⁷ Регулярные платежи за пользование недрами при добыче углеводородного сырья соответствовали механизму роялти в зарубежных странах. Ставка регулярных платежей при добыче углеводородного сырья устанавливалась от 6% до 16%. Конкретные размеры регулярных платежей устанавливались для каждого определенного месторождения. Величина регулярных платежей определялась с учетом качества полезного ископаемого, горно–технических, природно–географических и экономических условий

⁴⁷ Постановление Правительства РФ от 28 октября 1992 г. № 828 «Об утверждении Положения о порядке и условиях взимания платежей за право на пользование недрами, акваторией и участками морского дна» [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2015. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_1080/d44d32f27394fd73325f970426e28618c3704c07/ (дата обращения: 01.06.2015).

разработки соответствующего месторождения.⁴⁸ Однако процесс учета условий добычи и определения размера ставок регулярных платежей не был четко определен в законодательстве, что влекло установление ставок регулярных платежей без учета реальных особенностей разработки месторождений углеводородного сырья. В среднем по предприятиям нефтегазовой отрасли ставка регулярных платежей была равной 8%.⁴⁹

При добыче углеводородного сырья (нефти, природного газа, стабильного газового конденсата) ставка отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы (далее – «отчисления на ВМСБ») была закреплена в размере 10% от стоимости реализации добытого углеводородного сырья.⁵⁰ Однако в государственный бюджет поступала не вся сумма отчислений на ВМСБ, поскольку по согласованию с государством часть суммы отчислений на ВМСБ предприятия могли использовать на осуществление собственных ГРР. Таким образом, отчисления на ВМСБ предназначались для формирования специализированных фондов, средства которых были направлены на осуществление ГРР.

Налоговой базой акцизов также являлась стоимость реализации добытых углеводородов. Ставки акциза были адвалорные и отличались для разных нефтедобывающих предприятий. Для четверти предприятий была установлена нулевая ставка акциза. В частности, нулевые ставки были установлены для предприятий Пурнефтегаз, Коминетфть, Сахалинморнефтегаз, Дагнефть, добыча на которых была менее рентабельной по причине особых климатических или горно-геологических условий. Информация о ставках акциза на нефть, действующих в период с 1992 г. по 2002 г., приведена в табл. 22. Согласно приведенным выше данным, с 1994 г. вместо фиксированной ставки акциза была

⁴⁸ Статья 41 Закона Российской Федерации № 2395-1 от 21.02.1992 года «О недрах» [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2015. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/ (дата обращения: 01.06.2015).

⁴⁹ Налогообложение минерально-сырьевого сектора экономики / Бобылев Ю.Н., Турунцева М.Ю. М.: Ин-т Гайдара, 2010. – С. - 16

⁵⁰ Федеральный закон от 30.12.1995 N 224-ФЗ «О ставках отчислений на воспроизводство минерально - сырьевой базы» [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2015. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_8796/ (дата обращения: 01.03.2015).

введена специфическая ставка, которая различалась для разных добывающих предприятий. Разброс ставок акцизов был существенный – минимальная ставка составляла 700 рублей за 1 тонну (применялась в отношении небольших предприятий), максимальная ставка была равна 95 460 рублей за 1 тонну.

Таблица 22 - Ставки акциза на нефть⁵¹

Период	Ставка акциза
1	2
01.11.1992 – 21.04.1994	0%-42% (в зависимости от компании)
21.04.1994 – 31.12.2001	0 – 95 460 рублей (до деноминации) за 1 тонну
01.01.2000 - 31.12.2000	55 рублей за 1 тонну
01.01.2001 – 31.12.2001	66 рублей за 1 тонну

Акциз не взимался при добыче нефти на Северном Кавказе (ОАО «Роснефть – Дагнефть», ОАО «Роснефть – Краснодарнефтегаз»). В 2000 г. была установлена единая для всех предприятий ставка акциза для нефти в размере 55 рублей за 1 тонну. В дальнейшем ставка акциза была увеличена до 66 рублей за 1 тонну. При установлении ставок акциза на нефть для разных предприятий отсутствовал алгоритм, который учитывал бы горно-геологические, экономические и географико-климатические условия разработки месторождений. Кроме того, установление пониженных ставок акциза характеризовалось отсутствием системности - в определенные периоды некоторые компании уплачивали акциз по низкой ставке, а в последующие - уплачивали акциз по более высоким ставкам. В результате непредсказуемого изменения законодательства ухудшалась экономика добывающих предприятий, а некоторые предприятия (например, Пурнефтегаз) прекращали добычу нефти. Дальнейшее установление единой специфической ставки для всех нефтедобывающих компаний подтвердило неэффективность существовавшей в тот период системы дифференциации ставок акциза.

Акциз на природный газ был установлен с 1993 г. Информация о ставках акциза на природный газ, действовавших в период с 1993 г. по 2002 г., приведена

⁵¹ Составлено автором на основе Инструкции Госналогслужбы РФ от 01.11.1995 N 40 (ред. от 19.07.1999) «О порядке уплаты акцизов на нефть, включая газовый конденсат и природный газ» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 13.12.1995 N 993) // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2014. – <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=8573> (дата обращения: 24.11.2014).

в табл. 23.

Таблица 23 - Ставки акциза на природный газ⁵²

Период	Ставка акциза, %
1	2
1993-1995	15
1995-2001	30
2001-2002	15 - при реализации на территории России и странам СНГ 30 - при реализации в страны дальнего зарубежья

Как видно из приведенной в табл. 23 информации, при налогообложении добычи природного газа дифференциация ставок акциза осуществлялась с учетом дальнейшей реализации природного газа и не учитывала горно-геологические особенности разработки различных месторождений природного газа.

С 2002 г. добыча углеводородного сырья перестала облагаться акцизом.

Вывозная пошлина на нефть была введена в начале 1992 г. В табл. 24 приведена информация об изменении размера ставок вывозной пошлины с 1992 по 2000 гг.

Таблица 24 - Ставки вывозной таможенной пошлины⁵³

Период	Налоговая ставка
1	2
01.01.1992 - 01.07.1996	10 – 38 экю за 1 тонну
01.07.1996 - 23.01.1999	пошлина на нефть отменена
23.01.1999 – 09.12.2000	48 евро за 1 тонну

С 1999 г. величина ставки вывозной пошлины на нефть стала формироваться с учетом мировых цен на нефть, однако законодательством не был закреплен алгоритм расчета ставки. При установлении вывозных таможенных пошлин на нефть отсутствовала какая-либо дифференциация по горно-геологическим или географико-климатическим факторам разработки месторождения. Вывозная пошлина на природный газ была незначительной и

⁵² Там же.

⁵³ Составлено автором на основе Постановление Правительства РФ от 01.04.1996 N 479 (ред. от 03.07.1997) «Об отмене вывозных таможенных пошлин, изменении ставок акциза на нефть и дополнительных мерах по обеспечению поступления доходов в федеральный бюджет» [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2014. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_10067/ (дата обращения: 24.11.2014).

устанавливалась в размере 5% от таможенной стоимости природного газа.

Существовавшая до 2002 г. система налогообложения добычи углеводородного сырья не обеспечила необходимого уровня фискальных поступлений. Одной из причин недополучения нефтегазовых доходов являлось то, что часть налогов, уплачиваемых при добыче, взимались со стоимости реализации добытых углеводородов. При этом налогоплательщики, используя механизмы трансфертного ценообразования, занижали цены реализации добытых углеводородов, уменьшая таким образом налоговую базу по налогам, взимаемым при добыче углеводородов.

Необходимость повышения фискальной эффективности системы налогообложения добычи углеводородного сырья в условиях роста мировых цен на нефть и использование нефтегазовыми компаниями трансфертного ценообразования при реализации добытых углеводородов для минимизации своих налоговых обязательств требовали кардинального реформирования налоговой системы. Введение НДС с единой специфической ставкой для всех месторождений позволило в краткий срок повысить поступления в бюджет. НДС, заменивший в 2002 г. три ранее существовавших платежа позволил увеличить поступления в бюджет в первый год своего введения почти в два раза – с 130,65 млрд. рублей в 2001 году до 262 млрд. рублей в 2002 году.⁵⁴

Основными преимуществами НДС являются простота расчета (для расчета необходимы лишь геологические данные о количестве добытых углеводородов) и администрирования, а также отсутствие влияния трансфертных цен на расчет налоговой базы, поскольку объектом налогообложения НДС является количество добытого полезного ископаемого, а не стоимость его реализации, на величину которой нефтегазовые компании могут оказывать влияние. Таким образом, после реформирования российской налоговой системы, налогообложение добычи и реализации углеводородов стало осуществляться при помощи НДС и вывозной таможенной пошлины. По данным ФНС, в 2014 году

⁵⁴ Measures to Revitalize the Russian Oil Sector: Tax and Related Reforms. The World Bank. Oct. 8, 1999. - P.237–241.

бюджетные доходы от нефтегазового сектора (включая НДС и вывозные таможенные пошлины) составили 10,58% ВВП, от других видов деятельности – 22,73% ВВП.⁵⁵ При этом большая часть бюджетных доходов от нефтегазового сектора обеспечивается поступлениями от НДС (36%) и вывозных таможенных пошлин (41%) (рис. 10).

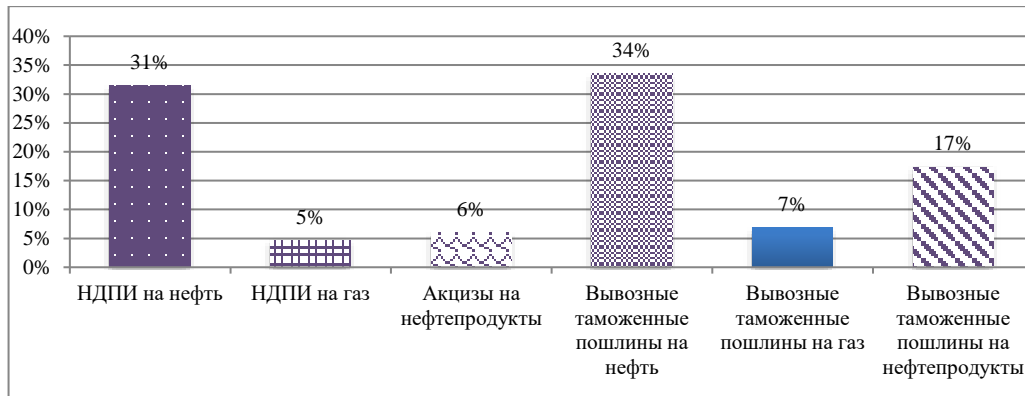


Рисунок 10 – Доля доходов от налогов и пошлин, связанных с обложением нефти, газа и нефтепродуктов, за 2014 г., к общей сумме нефтегазовых налоговых доходов

Проанализируем указанные платежи с точки зрения фискальной и регулирующей составляющей.

Таблица 25 - Ставки НДС при добыче углеводородного сырья⁵⁶

Вид углеводородного сырья	Налоговая ставка	Коэффициенты, влияющие на размер ставки НДС
1	2	3
Нефть обессоленная, обезвоженная и стабилизированная	766-919 рублей ⁵⁷ за 1 тонну	<ul style="list-style-type: none"> • Кц (учитывает динамику мировых цен на нефть); • Кв (применяется для выработанных месторождений); • Кз (применяется для малых месторождений); • Кд (применяется для месторождений со сложными горно-геологическими условиями); • Кдв (применяется для выработанных залежей нефти) • Ккан (применяется для труднодоступных месторождений и сверхвязкой нефти)
Газовый конденсат	42 рублей за 1 тонну	<ul style="list-style-type: none"> • Еут (определяет соотношение между добытым природным газом и газовым конденсатом, а также уровень цен на природный газ и нефть)
Газ горючий	35 рублей	

⁵⁵ Основные направления бюджетной политики на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Минфина России. – 2015. – Режим доступа: http://minfin.ru/common/upload/library/2014/07/main/ONBP_2015-2017.pdf (дата обращения: 01.02.2015).

⁵⁶ Ст. 342 Налогового кодекса РФ [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2014. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/ (дата обращения: 24.11.2014).

⁵⁷ В отношении нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной налоговая ставка повышается с каждым календарным годом: в 2015 г. – 766 рублей; в 2016 г. – 857 рублей; в 2017 г. – 919 рублей.

Вид углеводородного сырья	Налоговая ставка	Коэффициенты, влияющие на размер ставки НДС
1	2	3
природный	За 1000м ³	<ul style="list-style-type: none"> • Квг (применяется для выработанных месторождений) • Кр (применяется для труднодоступных месторождений) • Кгз (применяется для месторождений с глубоким залеганием сырья) • Кас (применяется в случае доступа только к региональной системе газоснабжения) • Корз (применяется для месторождений со сложными горно-геологическими условиями) • Ккм (учитывает уровень цен на газовый конденсат) • Тг (характеризует расходы на транспортировку газа горючего природного)

При налогообложении добычи углеводородного сырья налоговая база по НДС при добыче углеводородов определяется как количество добытого углеводородного сырья или как стоимость реализации добытого углеводородного сырья (при добыче на морских месторождениях, промышленная разработка которых началась после 01.01.2016 г. – «новые морские месторождения»). По общему правилу ставка НДС при добыче нефти и газа определяется как разница между произведением фиксированной ставки и коэффициента, учитывающего динамику роста цен, и произведением понижающих коэффициентов, характеризующих горно-геологические и географико-климатические условия осуществления добычи (табл. 25). Ставка НДС при добыче углеводородов на новых морских месторождениях, промышленная эксплуатация которых началась с 2016 г., составляет от 0% до 30% в зависимости от уровня сложности разработки месторождения.

Указанные выше ставки НДС сформировались не сразу. Ставка НДС по нефти в 2002-2003 гг. была меньше ставки НДС в 2015 г. в 2,5 раза (340 рублей) за тонну нефти. В дальнейшем ставка НДС увеличивалась: в 2004 г. ее размер составил 347 рублей за 1 тонну, а в период с 2005 по 2011 гг. ставка была неизменной и составляла 419 рублей за 1 тонну. В указанный период присутствовал только один коэффициент $K_{ц}$, который учитывал уровень мировых цен на нефть, а также соотношение курса рубля по отношению к доллару США.

Начиная с 2011 г. происходит ежегодное увеличение ставки НДС по нефти.

Аналогичная ситуация сложилась и в отношении ставки НДС по природному газу. В течение первоначального периода действия НДС его ставка при добыче природного газа росла незначительно. Далее с 2011 г. происходит скачкообразный ежегодный рост ставок. Ежегодное увеличение базовой ставки НДС по нефти и природному газу свидетельствует о фискальной направленности российской системы налогообложения. За 10 лет ставка НДС по нефти увеличилась почти в 3 раза, по природному газу – в 6 раз⁵⁸ (рис. 11).

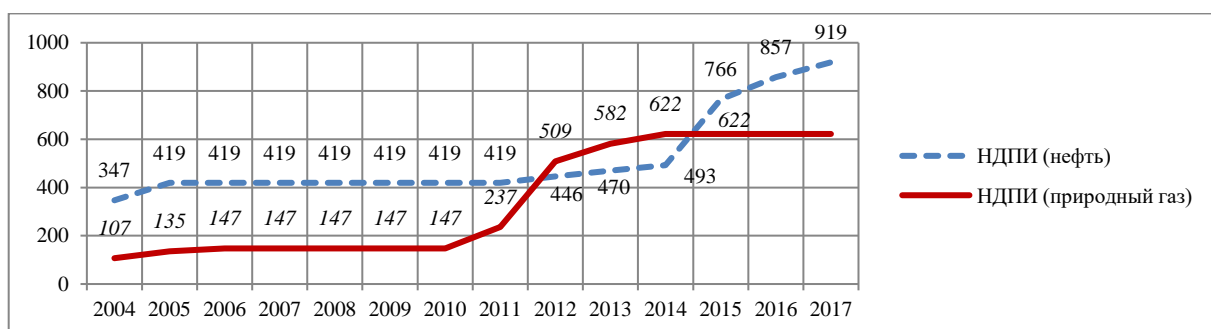


Рисунок 11 - Базовые ставки НДС по нефти и природному газу в 2004-2017 гг. (руб.)

По причине ежегодного увеличения ставок НДС 2006 по 2013 гг. ежегодная сумма поступлений НДС по нефти увеличилась более чем в 2 раза, а сумма НДС по природному газу - в 3,5 раза (рис. 12).

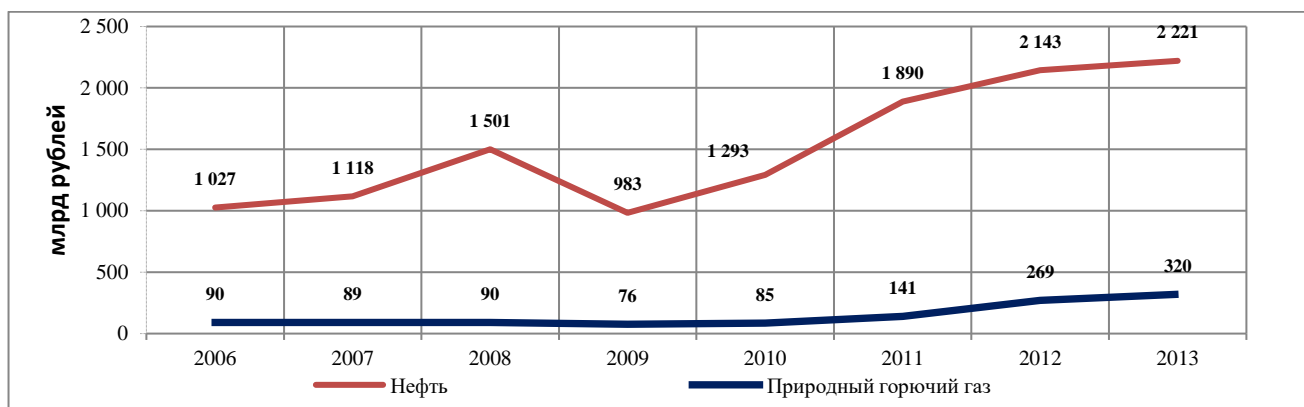


Рисунок 12 - Динамика поступлений НДС по нефти и природному газу в федеральный бюджет, млрд рублей⁵⁹

⁵⁸ Динамика ставки НДС по природному газу была рассчитана для добывающих дочерних предприятий ОАО «Газпром», поскольку на долю последних приходится большая часть добычи природного газа (более 70%). В отношении добывающих компаний, независимых от ОАО «Газпром», ставка НДС по природному газу с 2012 г. составляет около 50% от ставки НДС по природному газу для ОАО «Газпром».

⁵⁹ Отчет по форме № 5-НДС за 2013 год - [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании ФНС России. – 2014. – Режим доступа: <http://analytic.nalog.ru/portal/index.ru-RU.htm> (дата обращения: 24.11.2014).

Вместе с тем налогообложение по единой, недифференцированной ставке не стимулировало разработку новых месторождений углеводородного сырья и приводило к тому, что нефтегазовые компании были заинтересованы в разработке только высокорентабельных месторождений. В этой связи Федеральным законом № 151-ФЗ от 27.07.2006 г. были введены меры по стимулированию разработки выработанных месторождений, а также месторождений, находящихся в труднодоступных регионах. В частности, были установлены:

- понижающий коэффициент K_v , который применяется к месторождениям нефти с высокой степенью выработанности. В результате его применения предприятие могло экономить 70% суммы НДС в случае разработки месторождений с большой степенью выработанности;

- нулевая ставка НДС для сверхвязкой нефти, а также месторождений в Восточной Сибири. Ставка обнулялась на определенный срок или до момента накопления определенного уровня добычи.

Вместе с тем указанные выше меры стимулирующего характера не решали многие оставшиеся проблемы отрасли. В частности, отсутствовали меры по стимулированию добычи нефти на малых месторождениях, где удельные затраты при добыче 1 тонны нефти превышают аналогичные показатели при разработке более крупных месторождений («эффект масштаба»), а также меры по стимулированию разработки более затратных и сложных морских месторождений. Дополнительные меры по стимулированию были введены Федеральным законом от 21.07.2011 г. N 258-ФЗ, который дополнил налоговую систему следующими льготами:

- установлена нулевая ставка НДС для добычи нефти в Черном, Охотском морях, а также на полуострове Ямал (на определенный срок или до момента накопления определенного уровня добычи);

- установлен понижающий коэффициент K_z , который применяется к небольшим месторождениям нефти (запасы менее 5 млн. тонн со степенью выработанности не более 0,05).

Дальнейшее развитие налогообложения добычи углеводородного сырья связано с принятием Федерального закона № 213-ФЗ от 23.07.2013 г., который ввел меры по стимулированию разработки трудноизвлекаемых запасов нефти (далее – «ТРИЗ»). В частности, был введен понижающий коэффициент K_d , а также дополнительный понижающий коэффициент выработанности $K_{дв}$, рассчитываемый для конкретной залежи.

В рамках «налогового маневра» с 2015 года были внесены существенные изменения в алгоритм расчета ставки НДС. Согласно Федеральному закону от 24.11.2014 г. N 366-ФЗ, базовая ставка НДС увеличилась и составила 766 рублей за тонну в 2015 году (в 2016 году — 857 рублей, в 2017 году — 919 рублей). Формула расчета НДС также подверглась изменениям: базовая ставка умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, и уменьшается на показатель, характеризующий особенности добычи нефти (D_m). Порядок расчета показателя, характеризующего особенности добычи нефти, представлен ниже:

$$\text{Налоговая ставка} = [K_{ц} \times БС] - D_m \quad (9)$$

или

$$\text{Налоговая ставка} = [K_{ц} \times БС] - [K_{ндпи} \times K_{ц} \times (1 - K_{в} \times K_{з} \times K_{д} \times K_{дв} \times K_{кан})], \text{ где} \quad (10)$$

$БС$ – базовая ставка – 766 рублей (2015 г.), 857 рублей (2016 г.), 919 рублей (2017 г.);

D_m – показатель, характеризующий особенности добычи нефти;

$K_{ндпи}$ – 530 рублей (на 2015 г.), 559 рублей (с 2016 г.);

$K_{ц}$ – коэффициент, учитывающий динамику мировых цен;

$K_{в}$ – коэффициент, учитывающий степень выработанности;

$K_{з}$ – коэффициент, учитывающий размер месторождения;

$K_{д}$ – коэффициент, учитывающий сложность добычи нефти;

$K_{дв}$ – коэффициент, учитывающий степень выработанности конкретной залежи;

$K_{кан}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти.

В рамках установления нового алгоритма расчета ставки НДС по нефти часть налоговых льгот в виде нулевой ставки НДС для новых месторождений была заменена на понижающий коэффициент $K_{кан}$. Новый алгоритм определения ставки НДС увеличивает фискальную нагрузку на добывающие компании. В случае добычи нефти на месторождениях, в отношении которых не применяются налоговые льготы, сумма НДС увеличивается на 55% (5491 рублей за 1 тонну и

8532 рублей за 1 тонну). Для месторождений, к которым применим коэффициент выработанности K_v , сумма НДС увеличивается на 160% (1647 рублей за 1 тонну и 4399 рублей за 1 тонну, соответственно). А для месторождений, к которым одновременно применимы коэффициенты K_v и K_z , сумма НДС увеличивается на 325% (823 рублей за 1 тонну и 3514 рублей за 1 тонну).⁶⁰

Развитие системы налогообложения добычи газового конденсата и природного газа происходило одновременно и в несколько этапов. Ставка НДС по газовому конденсату была установлена с 2004 года и была равной 17,5%. Ставка оставалась неизменной вплоть до 2012 года. Федеральным законом от 28.11.2011 N 338-ФЗ ставка на добычу газового конденсата была изменена на специфическую в размере 556 рублей за 1 тонну.⁶¹ Взимание НДС по специфической ставке снизило налоговую нагрузку при добыче газового конденсата, поскольку величина при пересчете специфической ставки в адвалорную, величина последней составляла лишь около 5% от цены 1 тонны газового конденсата.⁶²

Ставка НДС по природному газу была специфической и равной 107 руб. за 1000 куб. м. Федеральным законом от 28.11.2011 № 338-ФЗ она была значительно увеличена (более чем в 2 раза) для предприятий Группы Газпром - собственников объектов Единой системы газоснабжения. В 2012 года ставка НДС при добыче природного газа составила 509 рублей за 1000 куб. м. Таким образом, за 8 лет ставка НДС по природному газу для компаний, осуществляющих основной объем добычи природного газа в России, была увеличена в 5 раз. Резкое повышение фискальной нагрузки на дочерние добывающие компании ОАО «Газпром» было связано с необходимостью увеличения доходов бюджета. Выбор указанных компаний связан с тем, что только дочернему обществу ОАО «Газпрома» - ООО «Газпром экспорт»

⁶⁰ Расчеты автора.

⁶¹ Данная ставка применима к 2012 году. В дальнейшем осуществлялось ежегодное увеличение ставки - 590 рублей в 2013 году; 647 рублей в 2014 г.

⁶² Данные информационно-ценового агентства Argus. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании агентства Argus. – 2015. – Режим доступа: <https://media.argusmedia.com/~media/Files/PDFs/Samples/Argus-Russian-LPG.pdf> (дата обращения: 24.07.2015).

разрешено экспортировать природный газ и, следовательно, получать большую выручку по причине реализации природного газа по более высоким ценам на экспорт.

Для обеспечения учета динамики мировых и внутренних цен на природный газ, а также для стимулирования разработки месторождений природного газа и газового конденсата с особыми условиями разработки Федеральным законом от 30.09.2013 № 263-ФЗ с 1 июля 2014 г. вместо фиксированных ставок был введен формульный алгоритм расчета ставки НДС, в основе которого заложен расчет значения единицы условного топлива и соответствующих понижающих коэффициентов. Налоговая ставка при добыче газового конденсата рассчитывается следующим образом:

$$\text{Налоговая ставка} = 42 \times E_{\text{ут}} \times K_c \times K_{\text{км}}, \text{ где} \quad (11)$$

$E_{\text{ут}}$ – базовое значение единицы условного топлива;
 K_c – коэффициент, характеризующий сложность добычи;
 $K_{\text{км}}$ – корректирующий коэффициент, применяемый при добыче стабильного газового конденсата.

Налоговая ставка при добыче природного газа рассчитывается следующим образом:

$$\text{Налоговая ставка} = 35 \times E_{\text{ут}} \times K_c + T_{\text{г}}, \text{ где} \quad (12)$$

$E_{\text{ут}}$ – базовое значение единицы условного топлива;
 K_c – коэффициент, характеризующий сложность добычи;
 $T_{\text{г}}$ – расходы на транспортировку природного газа.

Средний уровень ставок НДС, рассчитанных по новой формуле, в целом соответствует уровню ставок, предусмотренных прежним законодательством. По сравнению со ставкой, действующей в первом полугодии 2014 г. и - 700 рублей за 1000 м³, ставка, определенная по новой формуле и действующая во втором полугодии 2014 г., увеличилась на 10% до 782 рубля за 1000 м³. Вместе с тем ставка НДС по природному газу стала дифференцированной и учитывать условия добычи природного газа и стабильного газового конденсата. Так, в случае разработки месторождений с минимальной глубиной запасов более 1 700 метров применяется коэффициент $K_{\text{гз}}$, характеризующий глубину залегания, в размере 0,64, и налоговая ставка НДС по природному газу уменьшается на 36% по

сравнению со ставкой НДС, действующей до принятия соответствующих изменений (до 454 рублей за 1000 м³). При этом обложение количества добытого природного газа и стабильного газового конденсата по специфической ставке решило проблему выпадения бюджетных доходов по НДС, когда налоговая база при исчислении НДС определялась исходя из расчетной стоимости, которая в случае передачи добытого полезного ископаемого на переработку определялась исходя из суммы расходов, понесенных налогоплательщиком, а не исходя из стоимости его реализации (т.е. налоговая база уменьшается на величину рентабельности продаж).

Таким образом, система налогообложения добычи природного газа претерпела существенные изменения и наиболее ярко отражает тенденцию по большему учету факторов дифференциации ставок НДС. На первых этапах (2000 - 2012 гг.) государство успешно решало задачи фискального характера, увеличивая поступления от газовой отрасли, а затем усилило регулируемую функцию, введя дифференцированное налогообложение добычи природного газа и газового конденсата на разных по горно-геологическим условиям разработки месторождениях.

Отдельного рассмотрения требует режим налогообложения добычи углеводородного сырья на морских месторождениях. По сравнению с другими странами, обладающими большими запасами углеводородного сырья на континентальном шельфе, в России до недавнего времени не были предусмотрены особые условия налогообложения при добыче углеводородного сырья на морских месторождениях, разработка которых требует применения особых технологий и привлечения значительного объема инвестиций, а также характеризуется более долгим сроком окупаемости. Особый режим налогообложения добычи углеводородного сырья на новых морских месторождениях был установлен Федеральным законом № 268-ФЗ от 30.09.2013 г. Данный налоговый режим применяется только в отношении месторождений, промышленная добыча на которых началась не ранее 1 января 2016 года. В

соответствии с новым режимом при добыче углеводородного сырья на указанных месторождениях НДС взимается по адвалорной ставке со стоимости реализации добытого углеводородного сырья. Размер ставок НДС составляет от 5% (по проектам самого сложного уровня, например, северная часть Баренцева моря, восточная Арктика) до 30% от стоимости добытого полезного ископаемого (по проектам базовой сложности - Балтийское и Азовское моря). В отношении природного горючего газа ставки НДС составляют 1-30% в зависимости от уровня сложности добычи. Стоимость добытого полезного ископаемого определяется исходя из выручки от реализации без НДС и акциза и может быть уменьшена на величину транспортных расходов. Вместе с тем указанный режим налогообложения является временной мерой, и нефтегазовые компании могут применять его в течение 5-15 лет с последующим переходом к обложению добычи по специфической ставке.

Ставки другого важнейшего фискального платежа - вывозных таможенных пошлин определяются с учетом мировых цен на нефть марки «Юралс». В зависимости от уровня мировых цен на нефть Законом № 5003-1 от 21.05.2003 г. «О таможенном тарифе» установлены следующие предельные максимальные ставки экспортной пошлины на нефть (табл. 26).

Таблица 26 - Предельные ставки экспортных пошлин на нефть⁶³

Мировая цена на марку «Юралс» (долл. США за 1 тонну)	Ставка экспортной таможенной пошлины, долл. США/ тонны		
	2002 -2004	2004 - 2013	2014/2015/2016
1	2	3	4
До 109,5	0	0	0
109,5-146	(P-109,5) × 35%	(P-109,5) × 35%	(P-109,5) × 35%
146-182,5		12,78+(P-182,5) × 45%	12,78+(P-182,5) × 45%
От 182,5	25,53+(P-182,5) × 40%	29,2+(P-182,5) × 65%	29,2+(P-182,5) × 42%/36%/30%

⁶³ Составлено автором на основе Закона РФ от 21.05.1993 № 5003-1 «О таможенном тарифе» [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2015. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_1995/ (дата обращения: 17.08.2015).

В период высоких цен на нефть размер экспортной таможенной пошлины составляет около 40% от цены нефти, что отражает прогрессивную зависимость величины ставки вывозной таможенной пошлины от уровня мировых цен на нефть (табл. 27).

Таблица 27 - Зависимость вывозной таможенной пошлины от уровня мировых цен на нефть (по состоянию на 01.01.2015 г.)

Цена на нефть, долл. США за баррель	Цена на нефть, долл. США за тонну	Максимальная ставка экспортной пошлины, долл. США за тонну	Соотношение ставки экспортной пошлины и цены на нефть, %
1	2	3	4
40	292	75,19	26
50	365	105,85	29
60	438	136,51	31
70	511	167,17	33
80	584	197,83	34
90	657	228,49	35
100	730	259,15	36
110	803	289,81	36
120	876	320,47	37
130	949	351,13	37
140	1 022	381,79	37
150	1 095	412,45	38

Источник: расчеты автора.

С 2015 г. осуществляется ежегодное понижение ставок вывозных таможенных пошлин, связанное с «налоговым маневром» в нефтяной отрасли. Кроме того, Федеральным законом от 24.11.2014 № 366-ФЗ уставлены льготные ставки экспортной пошлины на нефть. В отношении «сверхвязкой» нефти ставка экспортной пошлины не может превышать 10% от ставки экспортной пошлины на нефть сырую, а для нефти, добытой на месторождениях, расположенных в Восточной Сибири и морских месторождениях, применяется особый алгоритм расчета, также предусматривающий более льготный режим налогообложения.

В случае экспорта природного газа за пределы государств – участников соглашений о Таможенном союзе ставка вывозной таможенной пошлины

составляет 30%.⁶⁴

При разработке месторождений углеводородного сырья законодательством о недропользовании также установлена обязанность по уплате:

- разовых платежей за пользование недрами;
- регулярных платежей за пользование недрами, а
- сбор за участие в конкурсе (аукционе).

Размер данных платежей незначителен по сравнению с поступлениями от НДС и вывозной таможенной пошлины. Сбор за участие в конкурсе (аукционе) взимаются с целью компенсации административных расходов государства на организацию конкурса (аукциона) при выдаче лицензии на недропользование или связаны с наступлением определенных событий, которые определены в лицензиях. Разовые платежи взимаются при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии и соответствуют понятию «бонусы», используемому в мировой практике, а регулярные платежи, уплачиваемые за пользование территорией, соответствуют понятию «ренталс». Указанные платежи лишь в ограниченной степени обеспечивают изъятие ренты государством, а также не учитывают горно-геологические и географико-климатические условия разработки месторождений.

Начиная с 1993 г. часть месторождений углеводородного сырья в России разрабатывается на условиях СРП. Заключение соответствующих СРП было направлено на привлечение зарубежных инвестиций на разработку месторождений углеводородного сырья, расположенных в труднодоступных территориях в приарктическом районе, и морских месторождений, расположенных вблизи о. Сахалин. Законодательством установлены жесткие требования по осуществлению разработки месторождений углеводородного сырья на условиях СРП (труднодоступность месторождений, отсутствие технологий по

⁶⁴ Постановление Правительства РФ от 19 августа 2003 г. № 507 [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2015. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_43925/ (дата обращения: 17.08.2015).

добыче углеводородного сырья на данной территории и др.).

В настоящее время в России действуют три СРП. Краткая характеристика каждого из них приведена в табл. 28.

Таблица 28 - Краткая характеристика действующих в России СРП

Наименование	Сахалин-1	Сахалин-2	Харьягинское месторождение
1	2	3	4
Российские участники (доля)	ОАО «Роснефть» - 20 %	ОАО «Газпром» -50% плюс 1 акция	Зарубежнефть -20% ОАО «Ненецкая нефтяная компания» - 10%.
Иностранные участники (доля)	ExxonMobil – 30%; Sodeco – 30%. ONGC – 20%	Shell — 27,5 % минус 1 акция; Mitsui — 12,5 %; Mitsubishi — 10 %;	Total- 40%; Statoil - 30%;
Запасы углеводородного сырья	307 млн. тонн нефти; 485 млрд. м ³ газа	182,4 млн. т нефти 633,6 млрд. м ³ газа	97 млн. тонн нефти
Дата подписания соглашения	1995 г.	1994 г.	1995 г.

Источник: составлено автором на основании положений соглашений о разделе продукции.

Действующие в настоящее время СРП были заключены еще до вступления в силу Закона о СРП, а также соответствующих норм в НК РФ и основываются на условиях, прописанных в этих соглашениях. В рамках СРП налогоплательщик освобожден от уплаты части обязательных налогов и платежей, а часть налогов и платежей может компенсироваться за счет добываемого углеводородного сырья. Таким образом, инвестору предоставляются более «благоприятные» налоговые условия для осуществления инвестиций в труднодоступные и высокзатратные месторождения углеводородного сырья. Практика свидетельствует, что фискальные поступления от СРП являются незначительными ввиду того, что инвесторы осуществляют уплату налогов после компенсации понесенных ими затрат. Добыча нефти на месторождениях, разрабатываемых на условиях СРП, в 2013г. составила лишь 3,1% от общего объема добычи нефти в России (табл. 29).

Таблица 29 - Соотношение объема нефти, добытой по СРП, с общим объемом добычи в России, млн тонн⁶⁵

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	2	3	4	5	6	7	8
Общий объем добычи нефти по России	494	505	511	518	523	526	534
Объем добычи нефти в рамках СРП	14,8	14,4	15,1	14,1	14,0	14,7	14,9
Доля, %	3,4	3,2	3,4	3,1	3,1	2,8	2,8

Учитывая специфические условия, при которых месторождение углеводородного сырья может разрабатываться на условиях СРП, а также ввиду небольшого количества СРП и малой доли в добыче нефти и газа в России, данный режим нами не анализируется.

Существующие в настоящее время НДС и экспортная таможенная пошлина обеспечивают значительные налоговые поступления от нефтегазовой отрасли. Поскольку алгоритм расчета ставки НДС и вывозной таможенной пошлины на нефть учитывает мировую цену на нефть сорта «Юралс», бюджетные поступления от НДС и вывозной таможенной пошлины находятся от нее в корреляционной зависимости (рис. 13).

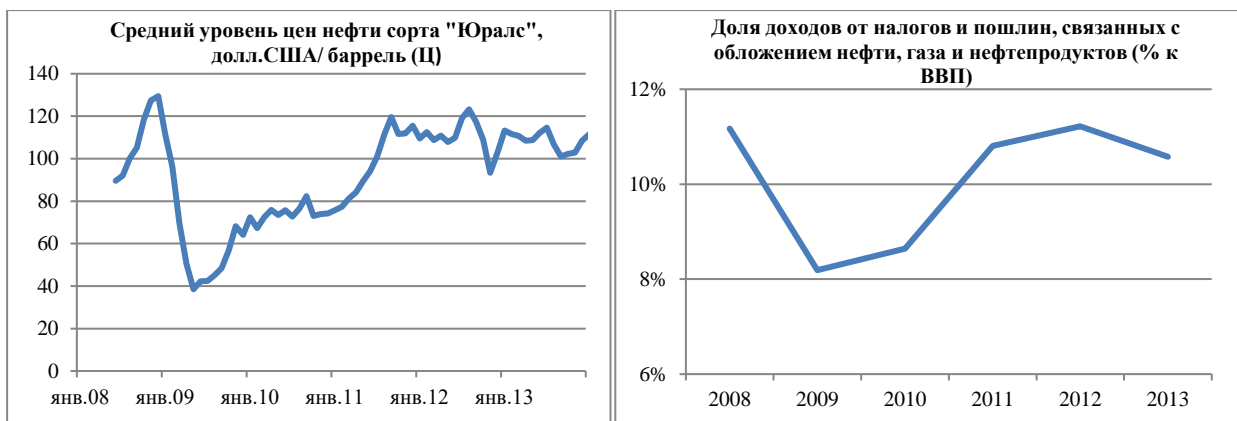


Рисунок 13 - Сравнительный анализ динамики изменения цены на нефть и доходов от налогов и пошлин, связанных с обложением нефти, природного газа и нефтепродуктов

При увеличении цены на нефть также растут и налоговые нефтегазовые доходы, что является риском при долгосрочном бюджетном планировании,

⁶⁵ Данные Минэнерго России [Электронный ресурс] // Официальный сайт Минэнерго России. – 2016. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru/activity/oil/> (дата обращения: 15.10.2016).

поскольку в случае резкого изменения цены на энергоресурсы следует такое же резкое изменение величины нефтегазовых доходов бюджета. При увеличении цены нефти сорта «Юралс» с 40 долл. США до 140 долл. США за баррель доля вывозной таможенной пошлины и НДС в цене нефти существенно увеличивается. Доля вывозной таможенной пошлины возрастает с 34,5% до 56,4%, а НДС с 13,8% до 19,5%. При указанном росте цен доля НДС и вывозной таможенной пошлины увеличивается почти в 2 раза – 48% до 76% (рис. 14).⁶⁶

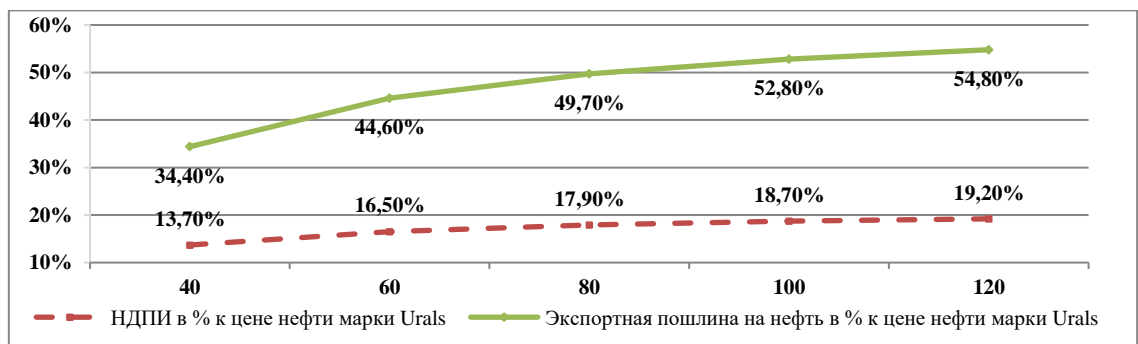


Рисунок 14 - Зависимость ставок НДС и экспортной таможенной пошлины от уровня мировых цен (долл. США за баррель)

Таким образом, при увеличении цены на нефть современная российская система налогообложения добычи углеводородного сырья обеспечивает пропорциональный рост фискальных поступлений и пропорциональное увеличение доходов бюджета. Вместе с тем, поскольку НДС и вывозная таможенная пошлина взимаются исходя из объема добытых углеводородов, ставка НДС и вывозная таможенная пошлина не учитывают изменение рентабельности разработки месторождения.

В результате исследования развития российской системы налогообложения добычи углеводородного сырья можно сделать следующие выводы.

Роль платежей, уплачиваемых нефтегазовыми компаниями при добыче углеводородов, постепенно росла. В досоветский период их величина была незначительной, и их взимание было направлено на обложение реализации продуктов нефтепереработки. В советский период роль поступлений от

⁶⁶ Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты: необходимость отмены и сценарный анализ последствий / Бобылев Ю.Н., Идрисов Г.И., Синельников-Мурылев С.Г. – М.: Издательство Института Гайдара, 2012. С. -23

специфических налоговых платежей в форме фиксированных (рентных) платежей, уплачиваемых НГДУ, также была несущественной. Однако при помощи данных платежей обеспечивалось дифференцированное налогообложение добычи нефти и природного газа на месторождениях с разными условиями разработки. В новый российский период налогообложение осуществлялось при помощи нескольких налогов, которые не обеспечивали необходимого уровня фискальных поступлений, а также не дифференцировали налогообложение разработки разных месторождений углеводородов. В результате реформ налогового законодательства в России был сформирован режим налогообложения добычи и реализации углеводородного сырья, основанный на двух фискальных платежах (НДПИ и вывозная таможенная пошлина). НДПИ и вывозной таможенной пошлине характерны сильная фискальная составляющая, которая выражается в зависимости от мировых цен на нефть, и отсутствие зависимости от уровня рентабельности нефтегазовых компаний.

В новейшей российской истории была выявлена тенденция увеличения (иногда значительного) налоговой нагрузки на добывающие компании с последующей сменой курса на предоставление налоговых льгот по определенным категориям месторождений. В течение непродолжительного времени несколько раз изменялся алгоритм расчета ставки НДПИ по природному газу: переход от налогообложения по адвалорной ставке к фиксированной, установление формульного расчета ставки и возврат к адвалорной ставке для части месторождений. В налоговых системах зарубежных стран предусмотрена ежегодная индексация ставок налогов, однако не наблюдается изменение самого алгоритма расчета ставок. Нестабильность российской налоговой системы, которая проявляется как в частом пересмотре величины ставок НДПИ, так и в изменении алгоритма расчета ставки, делает российскую нефтегазовую отрасль менее привлекательной для инвестора по причине нестабильности законодательства.

Вместе с тем в целом за последние два десятилетия российская налоговая

система усилила дифференциацию ставок НДС и вывозной таможенной пошлины исходя из горно-геологических, географико-климатических и экономических условий разработки месторождений нефти и газа. Учет данных факторов отражается в виде установления понижающих коэффициентов к базовой ставке НДС, налоговых вычетов, нулевой или пониженной ставки НДС и вывозной таможенной пошлины на нефть.

2.2. Методы дифференциации НДС и вывозных таможенных пошлин

Несмотря на существенное развитие регулирующей составляющей российской системы налогообложения добычи углеводородов, нерешенным остался вопрос, позволяет ли установленная современной российской системой налогообложения дифференциация ставок НДС и вывозной таможенной пошлины в полной мере учитывать различия в условиях разработки разных месторождений углеводородного сырья.

При ответе на этот вопрос необходимо учитывать, что при выборе параметров системы налогообложения государству необходимо принимать во внимание особенности своей нефтегазовой отрасли. В случае разработки преимущественно морских месторождений государство стимулирует разработку глубоководных месторождений и месторождений, расположенных вдали от береговой линии. В случае преобладания старых и сильно выработанных месторождений государство стимулирует разработку старых месторождений, снижая налоговую нагрузку при осуществлении добычи на таких месторождениях.

Проанализируем ключевые особенности российской нефтегазовой отрасли для определения направлений дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья.

По итогам 2015 г. объем добычи нефти в России увеличился по сравнению с 2014 г. на 1,38% млн. т., составив в абсолютном выражении 533,3 млн. т. Однако ежегодный прирост добычи нефти уменьшается (рис. 15).

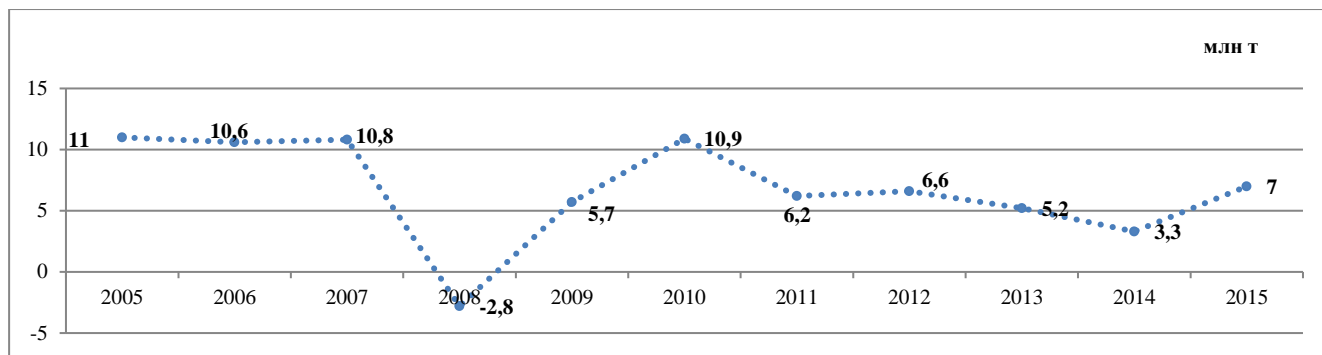


Рисунок 15 - Прирост добычи нефти в России в 2005-2015 гг.

В течение последних нескольких лет проявляется тенденция сокращения добычи нефти в основном регионе добычи нефти - в Западной Сибири (падение на 0,5% в 2013 г. и на 0,9% в 2014 г.). Данная тенденция является неблагоприятной для бюджетной системы, поскольку доля месторождений, расположенных в Западной Сибири, в общероссийской добыче по итогам 2014 г. составила 59,4% от общего объема добываемой нефти. Аналогичная ситуация складывается и в газовой отрасли – основная группа компаний, добывающих природный газ, – предприятия Группы Газпром сократили объем добываемого природного газа на 20,86% в 2014 г. по сравнению с 2007 г.

Ввиду того, что добыча углеводородов на большинстве месторождений углеводородного сырья в России снижается по причине естественного истощения запасов, поддержка необходимого уровня добычи требует осуществления значительных инвестиций.

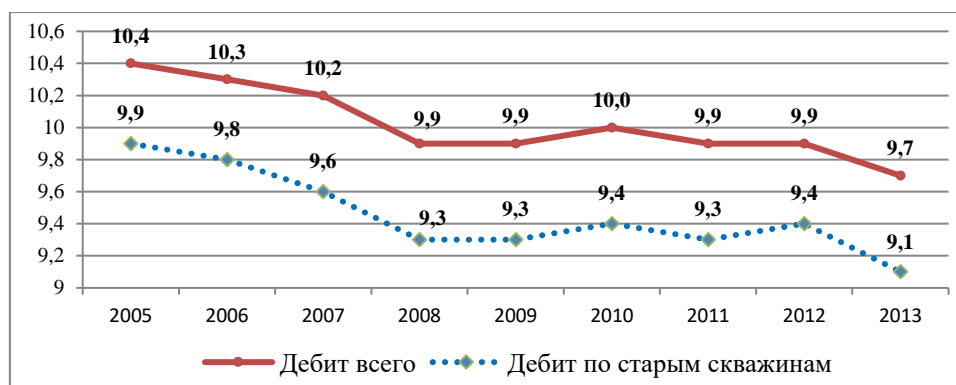


Рисунок 16 - Динамика среднего дебита скважин в России (млн т в сутки)⁶⁷

Динамика сокращающегося среднего дебита скважин, приведенная на рис. 16, из года в год подтверждает тот факт, что в будущем себестоимость добычи углеводородного сырья будет расти.

По данным Минэнерго РФ, рост удельных затрат на 1 тонну добытой нефти в 2013 г. по сравнению с 2012 г. увеличился на 3,7%. Суммарные капитальные вложения в нефтедобычу в 2013 году составили 896,2 млрд. руб., что на 34,8 млрд. руб. больше, чем в 2012 г. Размер таких затрат будет расти ввиду того, что добыча углеводородного сырья перемещается в регионы со сложными условиями добычи и слабой инфраструктурой (континентальный шельф, Восточная Сибирь, Дальний Восток). С учетом необходимости осуществления значительных инвестиций в строительство скважин и объектов обустройства месторождения в первые годы освоения и по причине слабо развитой инфраструктуры удельные капитальные вложения на тонну добываемой нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке практически вдвое превышают аналогичные показатели в европейской части России и Западной Сибири и в полтора раза выше среднего значения по России.⁶⁸

С учетом падения добычи в основном районе добычи – Западной Сибири - для поддержания текущего уровня добычи российские нефтегазовые компании расширяют свою ресурсную базу, осуществляя добычу:

- трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья;

⁶⁷ Данные Минэнерго России [Электронный ресурс] // Официальный сайт Минэнерго России. – 2014. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru/activity/oil/> (дата обращения: 24.11.2014).

⁶⁸ Данные Минэнерго России [Электронный ресурс] // Официальный сайт Минэнерго России. – 2014. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru/activity/oil/> (дата обращения: 24.11.2014).

- сверхвязкой нефти;
- углеводородного сырья на шельфовых месторождениях;
- углеводородного сырья на новых месторождениях в труднодоступных регионах (Восточная Сибирь, Арктика и Дальний Восток).

Добыча на указанных категориях месторождений обеспечивает совокупный ежегодный рост добычи нефти в России в последние годы. В частности, совокупный рост добычи в 2013-2014 гг. обусловлен началом промышленной эксплуатации:

- Ванкорского месторождения, расположенного в Восточной Сибири;
- месторождения им. Р. Требса и им. А. Титова, расположенных за Северным полярным кругом;
- месторождения им. Корчагина, расположенного в Каспийском море.

Таким образом, добыча углеводородов в России смещается на месторождения, расположенные в труднодоступных регионах.

Такие факторы как падение добычи, увеличение ее себестоимости, ухудшение состояния сырьевой базы, необходимость разработки труднодоступных месторождений должны быть учтены при дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья. Российская налоговая система должна стимулировать выработку углеводородов на старых месторождениях, понижая налоговое бремя с целью продления срока разработки месторождения и обеспечения рационального недропользования, а также обеспечивать необходимые экономические условия для разработки новых месторождений. Соответствует ли дифференциация ставок НДС и вывозной таможенной пошлины этим задачам?

Дифференциации НДС осуществляется при помощи:

- применения пониженной адвалорной ставки по НДС;
- понижающих коэффициентов;
- налоговых вычетов.

Пониженная ставка НДС при добыче нефти и природного газа устанавливается в зависимости от следующих факторов (табл. 30).

Таблица 30 - Факторы, определяющие возможность применения льготной ставки НДС⁶⁹

Фактор	Ставка, %	Условия применения льготной ставки
1	2	3
<i>Нефть</i>		
Физико-химические характеристики	0	Вязкость нефти более 10 000 мПа х с (в пластовых условиях).
Нефть, добытая из конкретной залежи	0	Баженовские, абалакские, хадумские или доманиковые продуктивные отложения
Географическое месторасположение	0	Месторождение на дне Каспийского моря
Морские месторождения	30	Морские месторождения, расположенные в Азовском и Балтийском морях В течение 5 лет.
	15	Морские месторождения в Черном (глубина до 100 м), Печорском, Белом, Японском морях, а также в южной части Охотского моря В течение 7 лет.
	10	Морские месторождения в Черном (глубина более 100 м) море, северной части Охотского моря, южной части Баренцева моря В течение 10 лет.
	5	Морские месторождения в северной части Баренцевого моря, в Карском море и в восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирском море, Чукотском море и Беринговом море) В течение 15 лет.
<i>Газ природный горючий / Газовый конденсат</i>		
Технологические цели	0	Природный газ, закаченный в пласт для поддержания давления.
Месторождения, расположенные на территории полуостровов Ямал и Гыдан	0	Месторождения в ЯНАО: – до момента накопления объема добычи природного газа/ газового конденсата, равного 250 млрд. м ³ / 20 млн. тонн; – срок разработки месторождения не превышает 12 лет.
Морские месторождения	1,3	Морские месторождения в Черном (глубина более 100 м) море, северной части Охотского моря, южной части Баренцева моря В течение 10 лет.
	1	Морские месторождения в северной части Баренцевого моря, в Карском море и в восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирском море, Чукотском море и Беринговом море) В течение 15 лет.

⁶⁹ Составлено автором на основе ст. 342 Налогового кодекса РФ [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2015. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/ (дата обращения: 17.08.2015).

На основании представленных данных можно сделать вывод, что льготная ставка по НДСПН устанавливается в зависимости от качества нефти, а также по территориальному признаку: нулевая ставка применяется при добыче на месторождениях, расположенных в труднодоступных регионах (полуостровов Ямал и Гыдан), а также при добыче на новых морских месторождениях. При этом при установлении более льготной ставки НДСПН при добыче углеводородного сырья на территориях с повышенной сложностью добычи законодательством введены временные ограничения, в течение которых данная пониженная ставка применяется. В отношении нулевой ставки по НДСПН также действует дополнительное ограничение по накопленному объему добытого углеводородного сырья.

Вместе с тем указанные меры стимулирования разработки месторождений углеводородного сырья на континентальном шельфе являются неполными и не учитывают сформировавшуюся в мире практику использования более гибких налоговых механизмов налогообложения деятельности на континентальном шельфе в виде обложения полученной прибыли, а не валового дохода. Учет понесенных инвестором затрат при определении налоговой базы является важным при добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе по причине более затратной разработки таких месторождений, чем на месторождениях на суше. Российской системой налогообложения добычи дифференциация осуществляется только по географическому признаку, а также частично, исходя из глубины залегания. Государства, которые осуществляют обложение добычи углеводородов на морских месторождениях при помощи роялти и других налогов, взимаемых с оборота, дифференцируют налогообложение исходя из глубины залегания углеводородного сырья (в российской системе реализовано частично), а также расстояния до береговой линии (не реализовано в российской системе).

Другим способом осуществления дифференциации ставок НДСПН являются понижающие коэффициенты, применяемые к базовой ставке НДСПН. Ниже приведена краткая информация о данных коэффициентах (табл. 31).

Таблица 31 - Понижающие коэффициенты по НДСИ⁷⁰

Наименование коэффициента	Факторы, влияющие на размер коэффициента	Интервал значений коэффициента
1	2	3
<i>Нефть</i>		
Кц	Мировые цены на нефть; Курс доллара США	НДСИ <i>не уплачивается</i> в случае, если мировая цена на нефть <i>меньше 15 долл. США</i> за баррель.
Кв	Отношение накопленной добычи к начальным запасам	Минимальное значение – 0,3. Максимальное значение – 1.
Кз	Начальные запасы нефти; Степень выработанности	Минимальное значение – 0,5. Максимальное значение – 1.
Кд	Степень сложности добычи нефти; Показатель проницаемости; Нефтенасыщенность толщины пласта.	Минимальное значение – 0,2. Максимальное значение – 1.
Кдв	Отношение накопленной добычи к начальным запасам (по залежи углеводородного сырья)	Минимальное значение – 0,3. Максимальное значение – 1.
Ккан	Свойства нефти (нефть вязкостью более 200 мПа × с и менее 10 000 мПа × с); Регион добычи (месторождения, расположенные в труднодоступных регионах).	Минимальное значение – 0. Максимальное значение – 1.
<i>Газ природный горючий, стабильный газовый конденсат</i>		
Квг	Выработанность запасов газа горючего природного	Минимальное значение – 0,5. Максимальное значение – 1.
Кр	Регион добычи (месторождения, расположенные в труднодоступных регионах).	Минимальное значение – 0,2. Максимальное значение – 1.
Кгз	Глубина залегания залежи углеводородного сырья;	Минимальное значение – 0,5. Максимальное значение – 1.
Кас	Принадлежность к региональной системе газоснабжения	Минимальное значение – 0,1. Максимальное значение – 1.
Корз	Геологическое строение недр	Минимальное значение – 0,2. Максимальное значение – 1.
Ов	Коэффициент, характеризующий долю реализация природного газа на внутренний рынок	Минимальное значение – 0,35. Максимальное значение – 1.

Понижающие коэффициенты предоставляют более льготные условия разработки месторождений, добыча на которых является более затратной по причине особых горно-геологических, географико-климатических и

⁷⁰ Составлено автором на основе ст. 342.4 и 342.5 Налогового кодекса РФ [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2015. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/ (дата обращения: 17.08.2015).

экономических условий. В результате данных мер стало возможным введение в промышленную эксплуатацию месторождений углеводородного сырья, находящихся в труднодоступных регионах, - месторождение Приразломное, месторождение им. Р. Требса и им. А. Титова, Ванкорское месторождение, Тас-Юряхинское месторождение, месторождение им. Филановского, Верхнечонское месторождение и др. Разработка указанных месторождений способствовала росту добычи углеводородного сырья на 10 млн. тонн нефти в 2013 году⁷¹.

Вместе с тем негативной особенностью дифференциации при помощи адвалорных ставок является риск недополучения бюджетом доходов. Так, в результате установления льготных ставок НДС в течение первых 10-12 лет государство не получает существенных доходов от добычи углеводородного сырья (стандартная ставка НДС составляет 30%-50% от стоимости нефти). При этом в дальнейшем нефтегазовые компании, разрабатывающие льготные месторождения, могут отказаться от продолжения промышленной эксплуатации месторождения или существенно снизить уровень добычи после окончания срока предоставления льгот. Информация о потерях бюджета от налоговых льгот по НДС приведена в рис. 17.

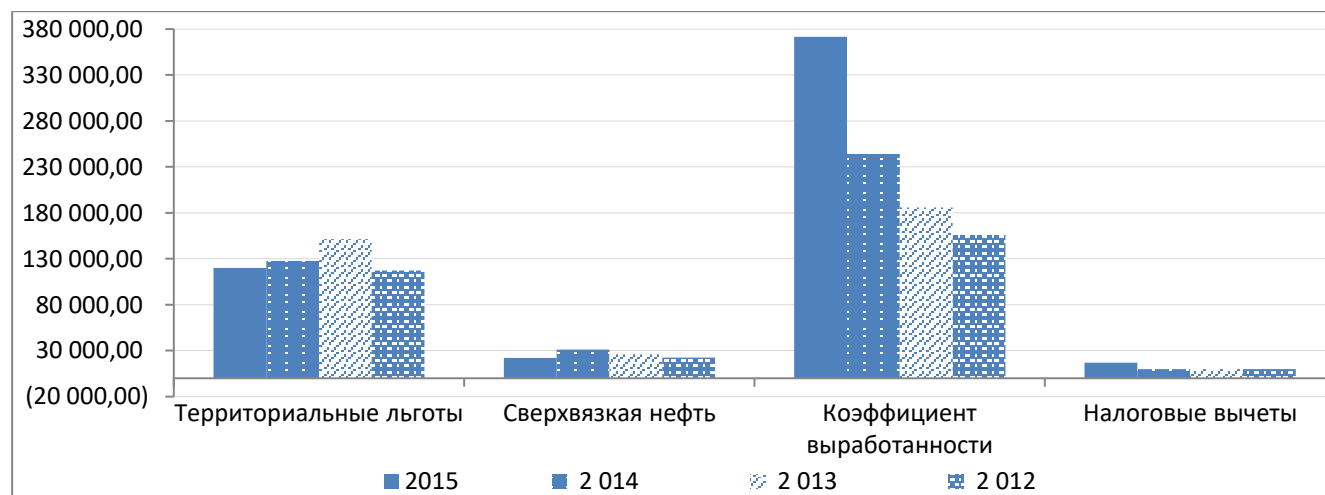


Рисунок 17 - Потери бюджета от налоговых льгот по НДС (млрд. рублей)⁷²

⁷¹ Данные Минэнерго России [Электронный ресурс] // Официальный сайт Минэнерго России. – 2015. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru/activity/oil/> (дата обращения: 17.08.2015).

⁷² Составлено автором по данным отчета ФНС по форме № 5-НДС за 2015 год [Электронный ресурс] // Официальный сайт ФНС России. – 2016. – Режим доступа: http://www.nalog.ru/rn77/related_activities/statistics_and_analytics/forms/4614818/ (дата обращения: 15.10.2016).

Объем налоговых льгот в виде нулевой или понижающей ставки по НДС и соответствующих понижающих коэффициентов в 2014 году составил более 412 млрд. рублей. Наибольшая сумма налоговых льгот приходится на налоговые льготы, предоставляемые для месторождений Восточно-Сибирского нефтегазового региона и для выработанных месторождений. Таким образом, основными получателями налоговых льгот являются месторождения, расположенные в труднодоступных территориях – новые неразработанные месторождения, а также выработанные месторождения. Выявленная тенденция несет в себе бюджетные риски в долгосрочной перспективе, поскольку именно в труднодоступные регионы и будет смещен основной акцент добычи углеводородного сырья из-за истощения традиционных месторождений углеводородного сырья, расположенных в Западной Сибири и Поволжском регионе.

Современная система налогообложения добычи углеводородного сырья также обеспечивает дифференциацию налогообложения при помощи налоговых вычетов. При добыче нефти на некоторых месторождениях, расположенных в Республиках Татарстан и Башкортостан, с 2012 г. налоговым законодательством установлены налоговые льготы в виде предоставления вычета по НДС. Таким образом, данные вычеты применимы только в отношении двух компаний – компаний Башнефть и Татнефть, поскольку они осуществляют разработку месторождений в этих регионах. В табл. 32 представлено соотношение суммы предоставляемых налоговых вычетов и общей суммы НДС.

Таблица 32 - Налоговые вычеты по НДС⁷³

Наименование месторождения	Максимальная сумма налоговых вычетов	Условия предоставления налоговых вычетов	Сумма НДС, уплачиваемого компаниями Татнефть и Башнефть	Соотношение суммы налоговой льготы к НДС, %
1	2	3	4	5
Месторождение в Республике Татарстан с начальными запасами нефти более 2500 млн. тонн (Ромашкинское месторождение)	1 214,0 млн. рублей	В случае если ставка экспортной таможенной пошлины на нефть меньше суммы: - 29,6 долл. США; и 60% разницы между ценой на нефть и 182,5 долл. США	103 млрд. рублей	13
Месторождение в Республике Башкортостан с начальными запасами нефти более 200 млн. тонн	193,5 млн. рублей		61 млрд. рублей	4

Выбор указанных компаний для предоставления налоговых вычетов по НДС обосновывается тем, что данные компании разрабатывают в основном сильно выработанные месторождения, что обуславливает низкую рентабельность деятельности указанных компаний. Налоговые вычеты по НДС являются примером адресности налоговых льгот. Данные меры стимулирования разработки сильно выработанных месторождений применяются только к двум компаниям. Вместе с тем старые месторождения углеводородного сырья разрабатываются и другими нефтегазовыми компаниями. Использование временных дополнительных мер стимулирования, помимо понижающего коэффициента Кв для выработанных месторождений, подтверждает неэффективность современной российской системы дифференциации налогообложения разработки «зрелых» месторождений.

⁷³ Составлено автором по данным финансовой отчетности компаний ОАО «НК «Башнефть» и ОАО «Татнефть» [Электронный ресурс] // Официальный сайт компаний ОАО «НК «Башнефть» и ОАО «Татнефть». – 2015. – Режим доступа: http://www.bashneft.ru/shareholders_and_investors/finance-results/ , <http://www.tatneft.ru/aktsioneram-i-investoram/otchetnost-po-rsbu/?lang=ru> (дата обращения: 17.08.2015).

Другим основным платежом, уплачиваемым нефтегазовыми компаниями при добыче углеводородов, являются вывозные таможенные пошлины. Проанализируем учет факторов дифференциации при установлении ставок вывозных таможенных пошлин на углеводородное сырье. Льготные ставки вывозных таможенных пошлин, предусмотренные законодательством, можно разделить на следующие виды:

- территориальные льготы;
- льготы, связанные с горно-геологическими особенностями добычи и с качеством добываемой нефти;
- льготы при добыче углеводородов на морских месторождениях.

Территориальные льготы. Льготная вывозная пошлина на нефть применяется для нефти, добытой на месторождениях в Ненецком автономном округе и Ямало-Ненецком автономном округе, в Восточной Сибири, а также нефти, добытой с континентального шельфа. В отношении нефти, добытой и экспортируемой с указанных месторождений, действует пониженная ставка таможенной пошлины, которая рассчитывается по следующей формуле:

$$C_{\text{вТП}} = (C - 182,5) \times K - 56,57 - C \times 0,14, \text{ где} \quad (13)$$

$C_{\text{вТП}}$ - ставка вывозной таможенной пошлины

C - средняя мировая цена на российскую нефть

K - коэффициент (в 2015 году - 42%, в 2016 году - 36%; в 2017 году - 30%)

При высоких ценах на нефть (100 долл. за баррель) величина вывозной таможенной пошлины для льготлируемой нефти составляет около 17-30% (в зависимости от уровня мировых цен на нефть) от стандартной ставки вывозной таможенной пошлины. При ценах на нефть менее 80 долл. США за баррель вывозная таможенная пошлина при добыче нефти с указанных месторождений не взимается (табл. 33).

Таблица 33 - Ставки таможенных пошлин в зависимости от уровня мировых цен, долл. США⁷⁴

Цена нефти за баррель	40	60	80	100	120	140
Стандартная ставка пошлины	9,40	16,60	23,80	31,00	38,20	45,40
Льготная ставка пошлины	0	0	0	5,25	9,65	14,05

Льготы, связанные с горно-геологическими особенностями добычи. При экспорте нефти, добытой на месторождениях, запасы углеводородов на которых относятся к продуктивным отложениям тюменской свиты, ставка вывозной таможенной пошлины также рассчитывается по формуле 13, устанавливающей льготную ставку.

Льготы, связанные с качеством нефти. Льготная пониженная ставка вывозной пошлины на сырую нефть, добытую при реализации проектов по добыче сверхвязкой нефти, устанавливается в размере 10% от стандартной ставки. Пониженная ставка действует в течение десяти лет с момента начала ее применения. Эта льгота дополняет уже существующую льготу по НДС в части обнуления ставки для сверхвязкой нефти. Таким образом, данная льгота предназначена для компаний, в основном разрабатывающих месторождения углеводородного сырья со сверхвязкой нефтью – добывающих компаний Группы Татнефть и Башнефть.

Льготы при добыче углеводородов на морских месторождениях. В отношении новых морских месторождений действует освобождение от уплаты вывозных таможенных пошлин. В отношении месторождений с средним уровнем сложности добычи (месторождения в Азовском, Черном, Каспийском, Печорском и Белом морях) вывозные таможенные пошлины не уплачиваются до 2042 г., а в отношении морских месторождений с высоким уровнем сложности (морские месторождения, расположенные в Арктике) пошлины не взимаются без ограничений срока.

Указанные направления дифференциации таможенных пошлин обеспечивают смягчение фискального режима с целью обеспечения рентабельной

⁷⁴ Составлено автором на основе Закона РФ от 21.05.1993 № 5003-1 «О таможенном тарифе» [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2015. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_1995/ (дата обращения: 17.08.2015).

добычи на месторождениях в труднодоступных регионах, на которые в ближайшем будущем будет смещена нефтедобыча, а также для старых выработанных месторождений, содержащих сверхвязкую нефть. Кроме того, льгота по сверхвязкой нефти позволяет продлить срок рентабельной разработки старейших месторождений, расположенных в Поволжском нефтяном бассейне. Таким образом, дифференциация вывозных таможенных пошлин осуществляется посредством снижения их ставок, используя формульный алгоритм расчета.

Проведенный анализ подтверждает наличие недостатков в дифференциации обложения добычи углеводородного сырья. Законодательством установлены адресные льготы временного характера, у которых отсутствует системность, т.е. льготы предоставлены на временной основе для определенных компаний для повышения рентабельности разработки конкретных месторождений (пониженные ставки экспортных пошлин для Приразломного, Ашальчинского и Ромашкинского месторождений). Вместе с тем в случае установления в долгосрочной перспективе мировых цен на нефть на уровне, не превышающем 80 долл. США за баррель, государство не будет получать ни налоговых, ни таможенных доходов при добыче нефти на месторождениях, расположенных в труднодоступных регионах. Поскольку постепенно доля нефти и газа, добытых с указанных месторождений, будет увеличиваться, государству придется ужесточить фискальный режим для указанных месторождений с целью обеспечения необходимого уровня бюджетных поступлений.

Для природного газа и стабильного газового конденсата дифференциация ставок вывозных таможенных пошлин осуществляется в зависимости от вида углеводородного сырья и способов его обработки. Так, ставка экспортной таможенной пошлины установлена в размере 0% при экспорте сжиженного природного газа и стабильного газового конденсата. Данные меры направлены на стимулирование добычи газового конденсата, а также переработки природного газа в сжиженный природный газ.

В табл. 34 представлен анализ учета факторов дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья в России.

Таблица 34 - Анализ учета факторов дифференциации в российской системе налогообложения⁷⁵

№	Наименование фактора дифференциации	Использование в российской системе налогообложения	
		Природный газ	Нефть
1	2	3	4
1	Глубина скважины	Кгз	-
2	Глубина дна	-	Ккан
3	Качество (вязкость, сернистость)	-	Ккан Пониженная ставка
4	Географическое расположение	Ккан	Кр
5	Размер месторождения	-	Кз
6	Накопленный уровень добычи	Квг	Кв
7	Начальный период разработки	Пониженная ставка НДС	Ккан
8	Дебит скважин	-	-
9	Доступ к инфраструктуре	Кас Ог Ов	
10	Годовой уровень добычи	-	-
11	Морское месторождение	Пониженная адвалорная ставка НДС	Пониженная адвалорная ставка НДС
12	Цена углеводородного сырья	Еут	Кц
13	Отдаленность от береговой линии	-	-
14	Рентабельность	-	-
15	Сложное геологическое строение	Кд	Корз

Современная система налогообложения в России не в полной мере учитывает условия добычи разных видов углеводородов. Так, некоторые коэффициенты, применяемые в рамках действующей системы налогообложения только к одному виду полезного ископаемого, могут быть использованы и при расчете НДС по другим видам полезных ископаемых (например, глубина скважины, размер месторождения, др.).

По результатам анализа российской системы дифференциации налогообложения добычи углеводородного сырья была выявлена тенденция

⁷⁵ Составлено автором на основе ст. 342.4 и 342.5 Налогового кодекса РФ [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2014. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/ (дата обращения: 24.11.2014).

усиления регулирующей составляющей, которая выражается в установлении налоговых и таможенных льгот при разработке «зрелых» месторождений, а также новых месторождений углеводородного сырья. Вместе с тем даже в рамках льгот, предоставляемых современной российской системой налогообложения, разработка части труднодоступных месторождений является нерентабельной. В результате налогообложение добычи на таких месторождениях осуществляется при помощи особого режима налогообложения, основанного на взимании НДС по адвалорной ставке, устанавливая более низкую налоговую нагрузку на протяжении первых лет разработки месторождения.

Значительная часть льгот предоставляется исходя из экономических потребностей определенных компаний, а не на основании географико-климатических, горно-геологических условий разработки месторождений углеводородного сырья. Данная особенность порождает неопределенность для инвестора, планирующего разработку месторождений углеводородного сырья в России.

Разнообразие подходов к установлению ставки по НДС (адвалорная и специфическая – для НДС, смешанная – в отношении вывозной таможенной пошлины), а также методов дифференциации приводит к тому, что дифференциация осуществляется различными невзаимосвязанными методами (понижение налоговой ставки, предоставление налоговых вычетов, установление понижающих коэффициентов к базовой ставке), которые могут быть направлены на учет одного и того же фактора. Предоставление налоговых льгот для разных категорий новых месторождений приводит к тому, что практически все новые месторождения уже разрабатываются или будут осваиваться в рамках исключений из общей налоговой системы.

Вместе с тем сформировавшиеся в настоящее время расчет ставок НДС при добыче нефти, природного газа и стабильного газового конденсата имеют схожий алгоритм. Налоговая база, по общему правилу, определяется как количество добытого полезного ископаемого при добыче всех видов углеводородного сырья. Налоговая ставка для всех указанных выше

углеводородов определяется как произведение базовой величины на коэффициент, отражающий текущий уровень цен на определенный вид углеводородного сырья, и коэффициент, учитывающий горно-геологические и географические условия разработки месторождения. Коэффициент, учитывающий условия добычи, определяется по-разному для нефти, природного газа и газового конденсата. При добыче нефти при расчете ставки учитываются все факторы, отражающие условия добычи на конкретном месторождении, путем перемножения всех установленных понижающих коэффициентов. А при расчете НДС при добыче природного газа и стабильного газового конденсата выбирается коэффициент, обеспечивающий максимальное снижение базовой ставки.

Таким образом, учитывая схожий алгоритм расчета и наличие одинаковых факторов дифференциации, существуют основания для формирования единой модели дифференциации ставок НДС для всех видов углеводородного сырья. Формирование единой модели дифференциации ставок НДС должно осуществляться с учетом:

- использования базового алгоритма расчета для всех видов углеводородного сырья, основанного на обложении количества добытого полезного ископаемого;
- обеспечения учета факторов, влияющих на величину ренты, образуемой при добыче углеводородов;
- осуществления максимального учета факторов дифференциации, установленных современной российской системой налогообложения для всех видов углеводородов.

Для построения единой модели НДС, обеспечивающей дифференцированное налогообложение для всех видов углеводородного сырья, необходимо учитывать факторы, влияющие на величину ренты, образующейся при добыче углеводородного сырья. По результатам проведенного в разделе 1.1. исследования установлено, что величина ренты зависит от выручки от реализации

углеводородов; условий добычи и величины рентабельности нефтегазовой компании.

Учитывая вышеизложенное и принимая во внимание алгоритмы расчета ставок НДС, установленные современной российской системой налогообложения, при добыче нефти, природного газа и стабильного газового конденсата, модель расчета ставок НДС для всех видов углеводородного сырья может быть представлена следующими формулами:

$$TA = TB \times BTR \times K_p \times K_{ec} \times P \quad (14)$$

$$K_{ec} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times \dots \times K_n \quad (15)$$

TA – сумма НДС;

TB – налоговая база по НДС;

BTR – базовая величина, используемая для расчета ставки НДС;

P – показатель, учитывающий необходимый уровень рентабельности;

K_p – показатель, учитывающий уровень цен на добываемое углеводородное сырье;

K_{ec} – показатель, учитывающий условия добычи;

$K_1 K_2 K_3 \dots K_n$ – показатели, учитывающие изменения фактора, который влияет на условия добычи.

Элементы, необходимые для расчета единой ставки, могут быть определены с учетом положений современной российской системы налогообложения. Специфическая ставка НДС, используемая при расчете налога, обеспечивает необходимый уровень фискальных изъятий. Коэффициент, учитывающий уровень цен на добываемое углеводородное сырье, обеспечивает прогрессивный рост ставки НДС с ростом мировых цен на соответствующий вид углеводородного сырья. Установленные современной российской системой налогообложения понижающие коэффициенты обеспечивают учет условий добычи углеводородов.

Вместе с тем, как было отмечено в разделе 1.1 диссертационного исследования, для обеспечения дифференцированного налогообложения, учитывающего факторы, влияющие на величину горной ренты, которая образуется при добыче углеводородов, следует также определять необходимый уровень рентабельности, что может быть достигнуто в случае применения понижающего коэффициента, учитывающего минимальный уровень рентабельности. В современной российской системой налогообложения механизм обеспечения минимального уровня рентабельности для нефтегазовых компаний

отсутствует. Поскольку при налогообложении НДС механизм установления порогового необлагаемого минимума отсутствует, введение коэффициента, учитывающего минимальный уровень рентабельности для всех видов углеводородного сырья, может быть основано с использованием алгоритма расчета коэффициента Кц, примененного при налогообложении добычи нефти. Для этих целей определим соотношение необлагаемого минимума, установленного коэффициентом Кц, и мировых цен на нефть для определения возможного значения минимального уровня рентабельности нефтегазовых компаний при добыче углеводородов.

В период с января 2009 г. по май 2015 г. минимальное значение мировых цен на нефть было равным 42 долл. США за баррель, а максимальное - 123 долл. США за баррель. Соответственно, доля необлагаемого минимума при расчете НДС по нефти составляет от 12% до 35% от уровня мировых цен на нефть. Учитывая высокую волатильность мировых цен на нефть, определим медианное значение мировых цен на нефть за анализируемый котировальный период. По результатам расчета медиана получилась равной 102,2 долл. США за баррель. Доля необлагаемого минимума от медианного значения мировых цен на нефть составляет 14,6%.

По нашему мнению, установление минимального уровня рентабельности в размере 15% при налогообложении добычи разных видов углеводородов является наиболее оптимальным. Так, предложенное значение в целом соответствует показателю минимальной внутренней нормы доходности проекта разработки месторождения в размере 16,3%, используемому Минэнерго РФ в качестве критерия предоставления льготных ставок вывозных таможенных пошлин.⁷⁶ Кроме того, в СРП «Сахалин-2» установлено, что в случае достижения рентабельности 17,5% осуществляется начало распределения ликвидной продукции между компанией-оператором и государством. Наличие более высокой

⁷⁶ Постановление Правительства РФ от 26.09.2013 N 846 [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2015. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_152547/ (дата обращения: 17.08.2015)

нормы рентабельности для компании-оператора объясняется специфическими условиями, установленными СРП.

Практическое введение коэффициента, обеспечивающего сохранение такого минимального уровня рентабельности, может быть осуществлено с помощью соответствующего понижающего коэффициента P . Так, если прогнозное значение валовой рентабельности затрат будет равным или больше 15%, то данный коэффициент будет равен 1. В обратном случае его величина будет определяться по следующей формуле.

$$P = 1 - \left(0,15 - \frac{P_f}{100\%} \right) \quad (16)$$

P - показатель, учитывающий необходимый уровень рентабельности;
 P_f - фактическая рентабельность в предыдущем налоговом периоде (в %).

Преимуществами введения данного коэффициента является:

- обеспечивается пропорциональный рост ставки НДС при увеличении рентабельности проекта;
- высвобождаемые средства в результате сохранения минимального уровня прибыли могут быть направлены на осуществление ГРР, что приведет к увеличению ресурсной базы;
- элементы алгоритма расчета единой ставки НДС будут соответствовать элементам алгоритма расчета величины горной ренты при добыче углеводородов.

Ключевой особенностью предлагаемой формулы является развитие российской налоговой системы посредством расширения факторов дифференциации при добыче разных видов углеводородного сырья и установлением единых факторов дифференциации. Установление единой формулы с общим алгоритмом расчета ставки НДС будет способствовать:

- выравниванию налоговой нагрузки между добывающими компаниями газовой и нефтяной отраслями;
- формированию единой системы дифференциации налогообложения для всех видов углеводородного сырья;

- установлению механизма последовательного увеличения ставок НДС;
- переходу от дифференциации, основанной на предоставлении адресных льгот для определенных месторождений конкретных компаний, к системе, основанной на дифференциации исходя из горно-геологических и географико-климатических условий разработки месторождения.

Поскольку предлагаемая единая модель дифференциации ставок НДС для всех видов углеводородного сырья будет основываться на методах дифференциации, установленных современной системой налогообложения, необходимо оценить их достаточность в части обеспечения рентабельной разработки новых месторождений с особыми условиями добычи и рационального недропользования на выработанных месторождениях.

2.3. Налоговая нагрузка при добыче углеводородов в России

Для оценки влияния методов дифференциации, установленных современной российской системой налогообложения, на создание необходимых условий для рентабельной разработки старых и вводу в эксплуатацию новых месторождений определим уровень налоговой нагрузки на предприятия нефтегазовой отрасли России, разрабатывающих разные по степени сложности месторождения. Поскольку при налогообложении государству необходимо сочетать фискальную и регулирующие функции налогов, налоговая нагрузка добычи углеводородного сырья для разных типов месторождений отражает практическую реализацию данной задачи. Так, в отношении месторождений, добыча на которых стабилизировалась и разработка которых не требует значительных капитальных затрат, налоговая нагрузка должна быть более высокой, чем в отношении месторождений углеводородного сырья, разработка и добыча на которых находится в начальной стадии или угасает. В результате обеспечивается рентабельная добыча на разных по степени разработки месторождений.

Налоговая нагрузка может быть определена на микро- и макроуровне.

Налоговая нагрузка на макроуровне определяет размер налоговых изъятий в целом по всей экономике страны и рассчитывается как отношение всех поступивших в стране налогов к созданному валовому внутреннему продукту. Определение налоговой нагрузки на макроуровне, а также факторов, влияющих на ее размер, способствует пониманию зависимости размера налоговых изъятий от соответствующих макроэкономических показателей.

По данным ФНС, налоговая нагрузка⁷⁷ на отрасль по добыче горючих углеводородов в 2006-2013 гг. составляла от 33,2% до 60,2%.⁷⁸ В части добычи прочих полезных ископаемых налоговая нагрузка значительно ниже и составляла от 8% до 18%, а средняя налоговая нагрузка по другим отраслям примерно в 5 раза меньше, чем на предприятия отрасли по добыче топливно-энергетических полезных ископаемых, что связано с более высокими ставками НДС для указанных видов углеводородов (рис. 18).

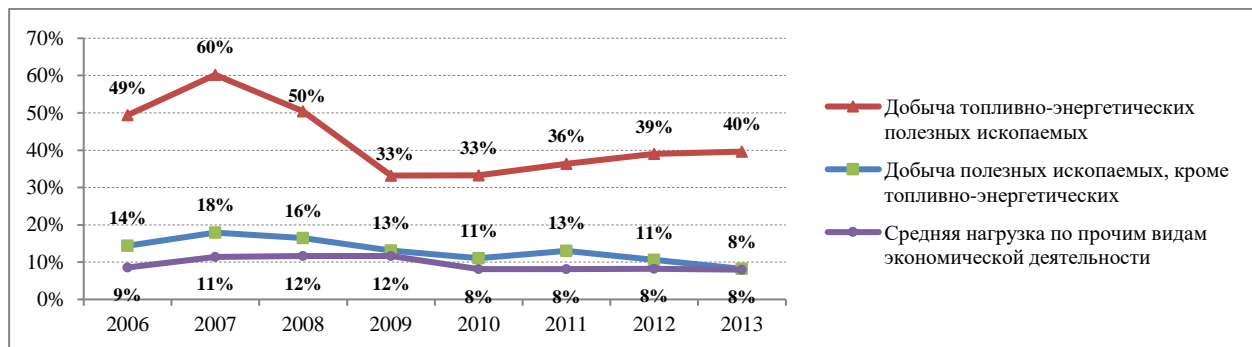


Рисунок 18 - Динамика налоговой нагрузки по видам деятельности в % к выручке за 2006-2013 гг.⁷⁹

Согласно данным ФНС, наибольшая налоговая нагрузка на нефтегазовый сектор была в 2007-2008 гг. Это было связано с тем, что алгоритм расчета ставок НДС и вывозной таможенной пошлины предусматривает пропорциональное повышение ставок при увеличении мировых цен на нефть. Именно падением мировой цены на нефть в 2009 и 2010 гг. объясняется уменьшение доходов

⁷⁷ В соответствии с Приказом ФНС России от 30.05.2007 N ММ-3-06/333@ налоговая нагрузка определяется как соотношение суммы уплаченных налогов и выручки компаний.

⁷⁸ Приложение N 3 к Приказу ФНС России от 30.05.2007 N ММ-3-06/333@ ((в ред. Приказа ФНС России от 10.05.2012 N ММВ-7-2/297@)

⁷⁹ Основные направления бюджетной политики на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов [Электронный ресурс] // Официальный сайт Минфина РФ – 2015. – Режим доступа: http://minfin.ru/common/upload/library/2014/07/main/ONBP_2015-2017.pdf (дата обращения: 17.08.2015).

бюджета в соответствующих периодах. Уменьшение налоговых поступлений в определённой степени было также связано с мерами налогового стимулирования, которые начали действовать с 2009 г.: введение новых понижающих коэффициентов, уменьшение ставки по налогу на прибыль, введение амортизационной премии и др. Из представленных в табл. 35 данных видно, что, начиная с 2007 г. происходит увеличение регулирующей составляющей налогообложения в России, которая выражается в снижении общей налоговой нагрузки на компании нефтегазового сектора за счет предоставления налоговых льгот (нулевая ставка, понижающие коэффициенты, налоговые вычеты, нулевая или пониженная ставка вывозных таможенных пошлин). Так, в 2008 г. отношение суммы налоговых льгот к общей сумме НДС составляло 2,8%, а в 2014 г. – 14,33%.

Таблица 35 - Динамика суммы НДС и сумм налоговых льгот по НДС в 2008-2015 гг., млрд рублей⁸⁰

Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сумма НДС, подлежащая уплате в бюджет (углеводородное сырье)	1 598	1 067	1 385	2 040	2 423	2 553	2 876	3 122
Динамика роста суммы НДС, подлежащей уплате в бюджет (углеводороды), %	132	67	130	147	119	105	113	109
Сумма налога, не поступившего в бюджет в связи с предоставлением налоговых льгот	44	100	176	262	323	378	412	566
Динамика роста суммы налоговых льгот, %	191	225	175	149	123	117	109	137
Соотношение суммы налоговых льгот и общей суммы НДС, %	2,80	9,43	12,71	12,86	13,33	14,81	14,33	18

Поскольку информация о налоговой нагрузке на макроуровне дает лишь обобщенную информацию, сравним налоговую нагрузку для конкретных

⁸⁰ Составлено автором на основании данных отчета по форме № 5-НДС за 2008-2015 годы. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании ФНС России. – 2016. – Режим доступа: http://www.nalog.ru/rn77/related_activities/statistics_and_analytics/forms/3876200/ (дата обращения: 15.10.2016).

предприятий нефтегазового сектора экономики с целью определения ее размера для предприятий, осуществляющих добычу углеводородного сырья на разных типах месторождений. В настоящее время в России используется несколько методик для расчета налоговой нагрузки. Каждая из методик направлена на установление размера и оценку динамики определенного показателя: отношение суммы налогов к выручке, отношение суммы налога к создаваемой добавленной стоимости, др. Наибольшее распространение получила методика расчета налоговой нагрузки ФНС. Кроме того, данная методика является наиболее удобной для применения на практике, поскольку для расчета используется общая сумма выручки и общая сумма уплаченных налогов, т.е. основывается на финансовой информации, которая находится в открытом доступе и достоверность которой подтверждена аудиторским заключением. Другие методики определения налоговой нагрузки требуют использования при расчете показателей (информация по видам налогов, размер заработной платы), информация о которых зачастую является конфиденциальной и отсутствует в открытом доступе. В табл. 36 представлены данные о различном уровне налоговой нагрузки на предприятия нефтегазовой отрасли, которая определена по данным финансовой отчетности нефтегазовых компаний за 2010-2014 гг. Незначительное снижение налоговой нагрузки на некоторые предприятия нефтегазовой сферы в 2012-2014 гг. по сравнению с 2010-2011 гг. связано с уменьшением мировой цены на нефть, которая учитывается при определении налоговых ставок, а также эффектом от применения налоговых льгот в виде обнуления ставок НДС для части месторождений и введением дополнительных понижающих коэффициентов.

Таблица 36 - Налоговая нагрузка по крупнейшим налогоплательщикам нефтегазового сектора в 2010-2015 гг. (в % к выручке)

Компания	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	2	3	4	5	6	7
Группа Газпром нефть	39	39	39	38	44	35
Группа Роснефть	47	51	54	53	53	45
Группа Лукойл	29	29	28	28	25	21
Группа Татнефть	56	60	57	56	77	65
Группа Башнефть	41	43	39	42	45	37
Группа Сургутнефтегаз	36	41	40	42	43	41
Группа Газпром	30	32	31	21	37	32
Группа Новатэк	18	19	16	10	8	8

Источник: Составлено автором на основании данных бухгалтерской (финансовой) отчетности нефтегазовых компаний за 2010-2015 гг.

По данным, представленным в табл. 36, наибольшая налоговая нагрузка приходится на компании Группы Татнефть, Роснефть, Башнефть, которые обладают самыми старыми ресурсными базами углеводородного сырья в стране. Наиболее низкая налоговая нагрузка характерна для компаний Группы Лукойл и Газпром нефть. Указанные компании осуществляют добычу углеводородного сырья на месторождениях, добыча на которых стабилизировалась. Также сравнительно низкий уровень налоговой нагрузки связан с тем, что данные компании в меньшем объеме реализуют сырую нефть, а большую часть добытой нефти перерабатывают в нефтепродукты, в результате чего получают большую выручку от реализации нефтепродуктов, стоимость которых значительно выше стоимости нефти.

Результаты расчета налоговой нагрузки по крупнейшим российским нефтегазовым компаниям свидетельствуют, что современный режим налогообложения создает ситуацию, при которой разработка более сложных месторождений подпадает под большую налоговую нагрузку, чем разработка более рентабельных месторождений, добыча на которых стабилизировалась. Таким образом, действующий режим налогообложения ограничивает инвестиционную активность нефтегазовых компаний, поскольку проекты по разработке наиболее трудных и высокзатратных месторождений углеводородного сырья становятся непривлекательными по причине высокой налоговой нагрузки.

Другой важной особенностью, выявленной по результатам сравнения налоговой нагрузки между предприятиями нефтегазового сектора российской экономики, является относительно более низкая налоговая нагрузка на компании газодобывающей отрасли (Группа Газпром; Группа Новатэк), чем на предприятия нефтедобывающей отрасли. Так, средняя налоговая нагрузка по нефтяной отрасли составила 43%, а по газовой – 22%. Таким образом, налоговая нагрузка на нефтяную отрасль в 2 раза больше, чем налоговая нагрузка на газовую отрасль, что свидетельствует о неравномерности распределении налоговой нагрузки между газодобывающей и нефтедобывающей отраслями.

Дифференцированная система налогообложения, направленная на изъятие образующей при добыче углеводородов ренты, должна быть ориентирована, во-первых, на максимальный учет различий в условиях разработки месторождений, а, во-вторых, оставлять нефтегазовым компаниям необходимый уровень рентабельности. В табл. 37 приведена информация об уровне рентабельности продаж компаний нефтегазового сектора России.

Таблица 37 – Рентабельность продаж по крупнейшим налогоплательщикам нефтегазового сектора в 2010-2015 гг., %⁸¹

Компания	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	2	3	4	5	6	7
Группа Газпром нефть	7	15	12	12	9	8
Группа Роснефть	16	12	12	12	9	9
Группа Лукойл	9	8	8	6	9	7
Группа Татнефть	15	17	19	18	21	18
Группа Башнефть	13	11	11	8	9	12
Группа Сургутнефтегаз	22	31	20	31	21	24
Группа Газпром	27	28	26	22	5	15
Группа Новатэк	34	68	33	37	15	19

Источник: Составлено автором на основании данных бухгалтерской (финансовой) отчетности нефтегазовых компаний за 2010-2015 гг.

Рентабельность предприятий, осуществляющих добычу природного газа, в несколько раз выше рентабельности предприятий, осуществляющих добычу нефти. Одни из самых низких показателей рентабельности приходятся на нефтяные предприятия Группы Башнефть, разрабатывающие выработанные месторождения углеводородного сырья. Представленные выше данные

⁸¹ Расчет рентабельности приведен в Приложении 2.

подтверждают то, что методы дифференциации, установленные современной системой налогообложения, не учитывают рентабельность разработки месторождения.

Для сравнения определим налоговую нагрузку в зарубежных странах, использующих систему налогообложения, основанную на обложении прибыли нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородов. Для этих целей определим размер налоговой нагрузки на норвежскую государственную компанию Statoil ASA, являющуюся монополистом по добыче нефти и природного газа в Норвегии (табл. 38).

Таблица 38 - Налоговая нагрузка компании Statoil ASA, млрд. норвежских крон⁸²

Год	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Выручка	527	645	700	616	606,8	482
Налоги	99	135	119	114,2	96,6	66
Налоговая нагрузка, %	19	21	17	19	16	14

По результатам проведенных расчетов средняя налоговая нагрузка по российским нефтегазовым компаниям в 2 раза выше налоговой нагрузки по норвежской компании, что объясняется установлением в России более жесткого фискального режима, чем в Норвегии (рис. 19).

⁸² Составлено автором на основании данных бухгалтерской отчетности за 2010-2015 гг. компании Statoil ASA [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Statoil. – 2015. – Режим доступа: <http://www.statoil.com/en/InvestorCentre/AnnualReport/annualreport2014/Pages/default.aspx> (дата обращения: 15.10.2016).



Рисунок 19 – Сравнение налоговой нагрузки на российские и норвежские компании, осуществляющие добычи углеводородного сырья в 2010-2015 гг.

Вместе с тем определение размера рентабельности и налоговой нагрузки по данным финансовой отчетности нефтегазовых компаний дают лишь обобщенное представление об эффективности методов дифференциации, поскольку показатели, представленные в финансовой отчетности, включают в себя финансовые результаты разработки разных месторождений: как сравнительно «простых», так и подпадающих под льготное налогообложение. Для более глубокого анализа определим влияние существующих мер по дифференциации налогообложения на разных месторождениях углеводородного сырья на налоговую нагрузку нефтегазовых компаний на основании данных математического моделирования. В качестве анализируемого месторождения будет использовано месторождение нефти, расположенное в Восточной Сибири и лицензия на разработку которого выдана в 2007 г. Прогнозируемая добыча нефти на указанном месторождении будет осуществляться в течение 40 лет. Данные, использованные при построении модели, представлены в Приложении 3. При налогообложении добычи углеводородного сырья используются понижающие коэффициенты, один из которых характеризует регион добычи и свойства нефти и действует до истечения 25 лет с момента выдачи лицензии (до 2022 года), а два других - степень выработанности и сложность добычи нефти.

В рамках модели налоговая нагрузка определена как соотношение суммы налогов (НДПИ, НДС, налог на прибыль, налог на имущество) к выручке. Ниже,

на рис. 20 представлена зависимость рентабельности и налоговой нагрузки от применяемых льгот по НДС.

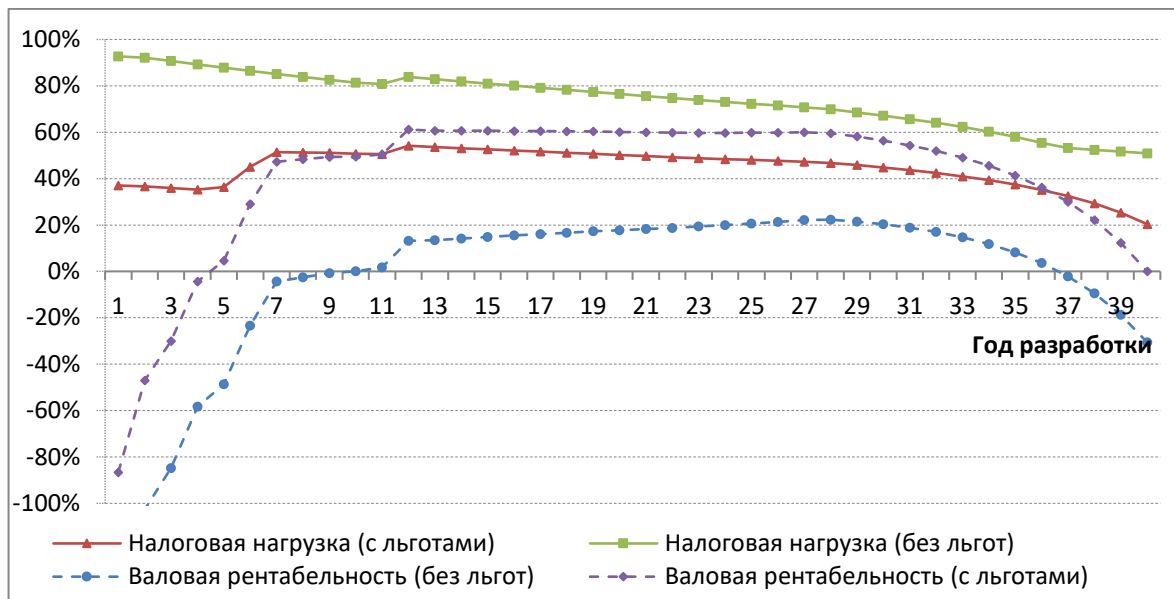


Рисунок 20 – Зависимость рентабельности и налоговой нагрузки при налогообложении добычи нефти от применяемых льгот по НДС

Таким образом, существующие в настоящее время меры по дифференциации обеспечивают значительное уменьшение налоговой нагрузки, а также увеличивают срок рентабельной разработки месторождения. Вместе с тем современной российской системе налогообложения характерно неравномерное распределение налоговой нагрузки по стадиям проекта. Так, в период начального роста добычи и в периоде завершения добычи налоговая нагрузка сохраняется на существенном уровне – 20%-30%. При этом деятельность добывающей компании в указанные периоды может быть убыточной. Таким образом, даже в случае применения соответствующих понижающих коэффициентов, обеспечивающих дифференциацию налогообложения, современная российская система налогообложения не учитывает изменение рентабельности проекта на протяжении всего срока разработки месторождения.

Проанализируем зависимость величины налоговой нагрузки от существующих льгот при налогообложении добычи природного газа (рис. 21). В качестве анализируемого месторождения выбрано проектное месторождение природного газа, расположенное в Восточной Сибири. Прогнозируемая добыча природного газа на указанном месторождении - 30 лет. Данные, использованные

при построении модели, представлены в приложении 3. При налогообложении добычи природного газа используются понижающий коэффициент географического расположения участка недр, а также коэффициент выработанности запасов природного газа.

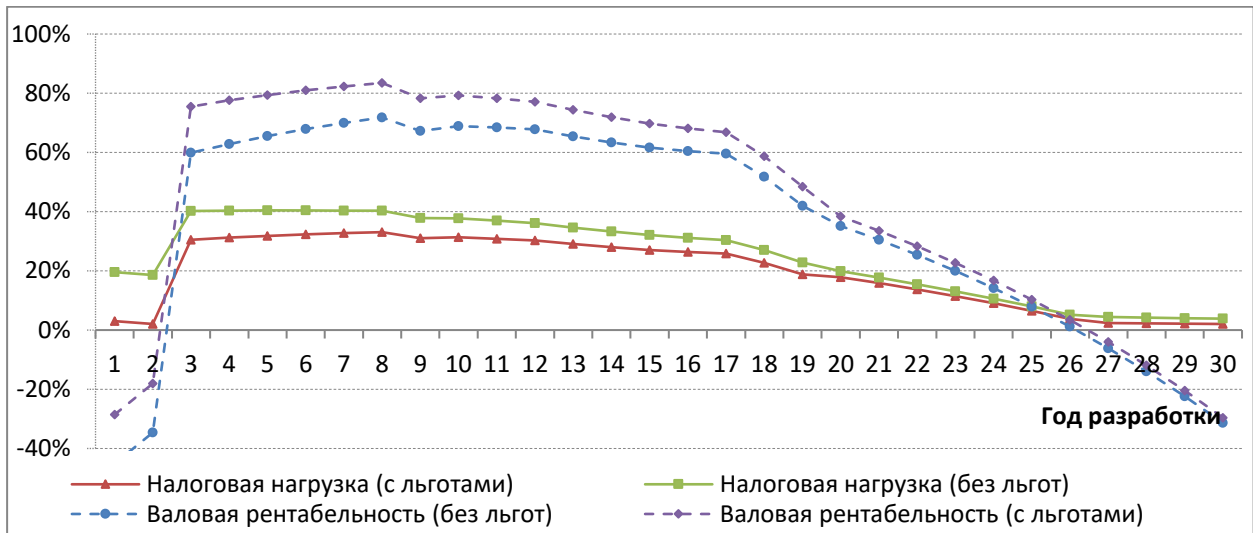


Рисунок 21 – Зависимость рентабельности и налоговой нагрузки при налогообложении добычи природного газа от применяемых льгот по НДС

Из представленных данных видно, что налоговая нагрузка предприятий, осуществляющих добычу газа, ниже, чем у нефтедобывающих компаний. Кроме того, применение понижающих коэффициентов НДС по природному газу в меньшей степени снижает общий уровень налоговой нагрузки. Таким образом, несмотря на то, что методы дифференциации налогообложения добычи природного газа и нефти схожи, уровень налоговой нагрузки при добыче разных видов полезных ископаемых, разрабатываемых в различных условиях, является различным.

В результате изучения налоговой нагрузки на компании нефтегазового сектора как критерия эффективности дифференциации налогообложения можно сделать следующие выводы.

В рамках действующего режима налогообложения был выявлен разный уровень налоговой нагрузки между компаниями отрасли, обладающими месторождениями с разной степенью выработанности. Наибольшая налоговая нагрузка приходится на компании, которые обладают наиболее старой ресурсной

базой – компании Группы Роснефть, Группы Татнефть, Группы Башнефть. Наиболее благоприятный уровень налоговой нагрузки приходится на компании с уже введенными в эксплуатацию месторождениями, добыча углеводородного сырья на которых стабилизировалась. Таким образом, современный механизм налогообложения приводит к различной налоговой нагрузке между компаниями отрасли, разрабатывающие разные по условиям разработки месторождения. Несмотря на разнообразие существующих способов дифференциации НДС, нефтегазовые компании, разрабатывающие сложные выработанные месторождения углеводородного сырья, несут самую большую налоговую нагрузку. Также по результатам исследования была выявлена существенно меньшая налоговая нагрузка на предприятия газодобывающей отрасли, чем на предприятия нефтедобывающей отрасли, что свидетельствует об отсутствии единого подхода к налогообложению добычи разных видов углеводородного сырья. Вместе с тем разработка месторождений различных видов углеводородного сырья осуществляется в одних и тех же горно-геологических и географико-климатических условиях, а налоговая нагрузка различна для каждого его вида.

Дифференциация, осуществляемая современной российской системой налогообложения, снижает налоговую нагрузку при добыче углеводородов на новых месторождениях с особыми условиями. Вместе с тем в течение начального периода разработки месторождения (1-7 годы разработки) обложение добычи осуществляется по высоким ставкам без учета показателей рентабельности проекта. В результате нефтегазовые компании, разрабатывающие новые месторождения с особыми условиями добычи, могут осуществлять уплату значительных сумм НДС даже в случае отсутствия прибыли, что безусловно негативно отражается на инвестиционной привлекательности разработки новых месторождений. Дополнительные меры дифференциации современной российской системы в виде адвалорных ставок на первые годы разработки шельфовых месторождений и пониженные ставки вывозных таможенных пошлин направлены именно на обеспечение рентабельной разработки указанных

месторождений в начальные периоды освоения. Однако оценить стимулирующий эффект указанных мер не представляется возможным ввиду небольшого количества месторождений, в отношении которых данные меры применимы. Кроме того, указанные меры являются временными и применяются к ограниченному количеству месторождений.

Следовательно, современная российская система налогообложения добычи углеводородов, основанная на НДС и вывозной таможенной пошлине, не создает условий для рентабельной разработки месторождений с особыми условиями добычи. Существующие меры по созданию таких условий являются временными и применимы только к ограниченному количеству месторождений. С учетом вышеизложенного необходимо определить дальнейшие направления развития российской системы налогообложения месторождений с особыми условиями добычи.

ГЛАВА 3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В РОССИИ

3.1. Направления развития российской системы налогообложения добычи углеводородного сырья

Для определения возможных направлений развития российской системы налогообложения добычи углеводородного сырья исследуем существующие предложения по совершенствованию современной российской системы налогообложения.

Одной из современных тенденций является перемещение фискальной нагрузки с компаний экспортеров нефти на добывающие компании, что связано с условиями вступления России во Всемирную торговую организацию, которые предусматривают постепенное снижение ставок с последующим отказом от вывозных таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты. Кроме того, создание беспошлинного режима торговли между Белоруссией, Казахстаном и Россией в рамках Таможенного союза существенно снизило объем таможенных платежей, поступающих в российский бюджет. Для компенсации бюджетных потерь в результате снижения ставок вывозных таможенных пошлин в рамках «налогового маневра» предусмотрено постепенное увеличение ставок НДС. В результате «налогового маневра» государственный бюджет сможет восполнить недополученные средства за счет предприятий, осуществляющих добычу углеводородного сырья. В табл. 39 приведены расчетные значения ставок НДС и вывозных таможенных пошлин до и после введения изменений в алгоритм расчета ставок НДС и вывозных таможенных пошлин в рамках «налогового маневра» при условии, что стоимость нефти составляет 40 долл. США за баррель, а средний курс долл. США - 60 рублей. (Приложение 4).

Таблица 39 – Расчетные ставки НДС и вывозных таможенных пошлин по нефти до и после введения изменений в алгоритм расчета ставок НДС и вывозных таможенных пошлин в рамках «налогового маневра», руб. за 1 тонну

	Расчетная ставка до 01.01.2015	Расчетная ставка после 01.01.2015
НДС	2 833,33	4 402,30
Вывозная таможенная пошлина	5 628,30	4 511,40

Источник: расчеты автора.

По нашим оценкам, осуществление «налогового маневра» ведет к определенным негативным последствиям. Уменьшение ставки вывозной таможенной пошлины на нефть с одновременным увеличением ставки НДС в значительной степени усиливает налоговую нагрузку на добывающие предприятия нефтегазовой отрасли. В результате доля НДС в себестоимости нефти увеличится в 1,5-2 раза (табл. 40).

Таблица 40 – Доля НДС в цене нефти после «налогового маневра»

Показатель	Цена на нефть марки Urals, долл. / барр.				
	40	60	80	100	120
1	2	3	4	5	6
Цена реализации на внутреннем рынке, рублей/ 1 тонна	8 455	11 758	15 060	18 363	21 665
Расчетная ставка НДС (до 01.01.2015), рублей/ 1 тонна	2 833	5 100	7 367	9 633	11 900
НДС (до 01.01.2015) в % к цене нефти марки Urals	16	19	21	22	23
Расчетная ставка НДС (после 01.01.2015), рублей/ 1 тонна	4 402	7 924	11 446	14 968	18 490
НДС (после 01.01.2015) в % к цене нефти марки Urals	25	30	33	34	35

Источник: расчеты автора.

Несмотря на то, что нефтегазовые компании имеют возможность перераспределять финансовые ресурсы в рамках своей производственной цепочки, существенное увеличение ставки НДС безусловно скажется на инвестициях, направленных на разработку новых месторождений и более полном извлечении углеводородов на выработанных месторождениях. Также для нефтегазовых компаний, реализующих добытую нефть в основном на внутренний рынок, возрастет общая фискальная нагрузка, поскольку эффект от увеличения ставки НДС будет превышать эффект от уменьшения ставки вывозной

таможенной пошлины ввиду меньшего объема экспорта нефти, облагаемого по пониженным ставкам вывозной пошлины, чем количество добытой нефти, облагаемой по повышенным ставкам НДС.

По данным Федерального казначейства России,⁸³ в результате налогового манёвра структура налоговых поступлений в бюджет РФ существенно изменилась: доля НДС на нефть незначительно увеличилась, в то время как доля экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты уменьшилась.

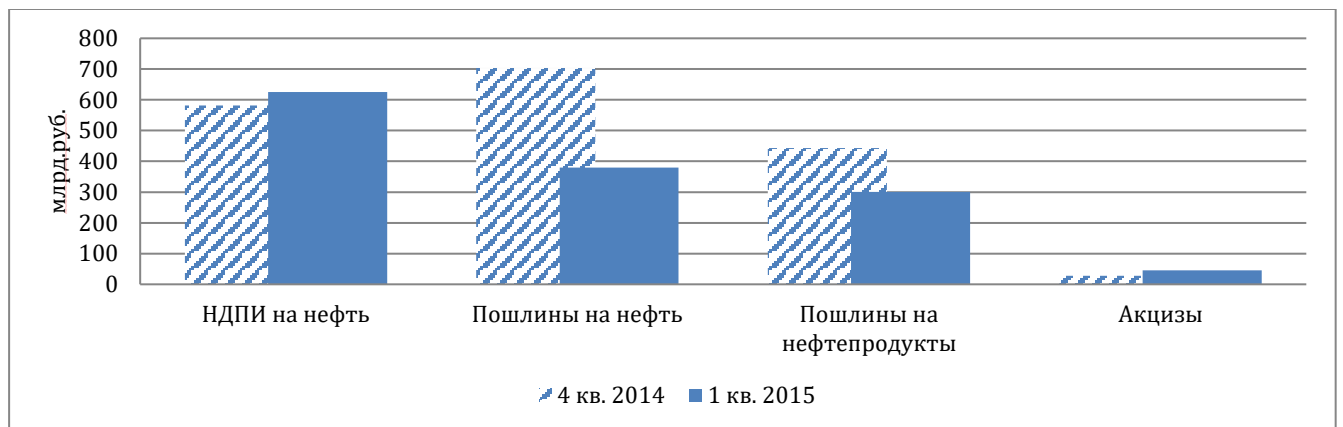


Рисунок 22 – Сравнительный анализ поступлений в консолидированный бюджет в 4 кв. 2014 г. и в 1 кв. 2015 г.

Также по результатам сравнительного анализа рентабельности затрат Московского (НПЗ-1), Омского (НПЗ-2) и Ярославского (НПЗ-3) нефтеперерабатывающих заводов в 4 кв. 2014 г. и в 1 кв. 2015 г. был выявлен рост валовой рентабельности затрат в 2015 г.

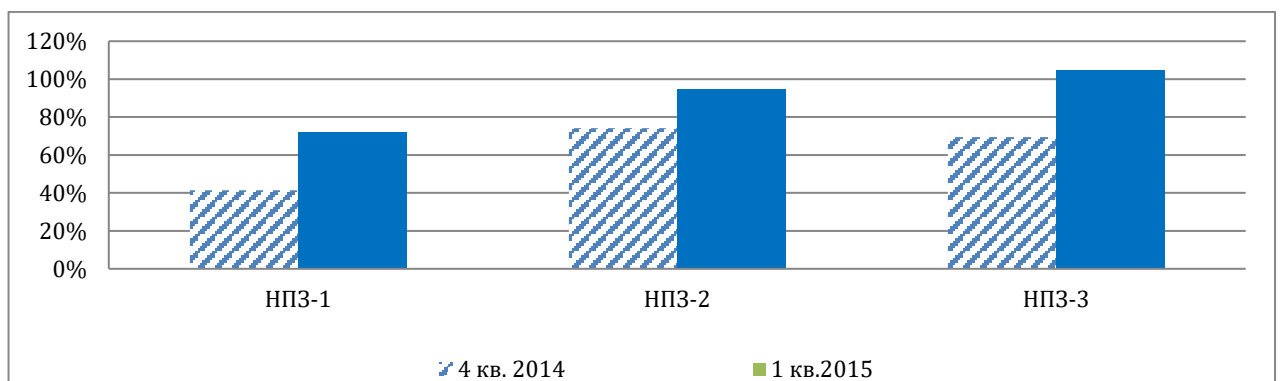


Рисунок 23 – Сравнительный анализ рентабельности российских НПЗ в 4 кв. 2014 г. и в 1 кв. 2015 г.

⁸³ Данные Федерального казначейства [Электронный ресурс] // Официальный сайт Казначейства России. – 2015. – Режим доступа: <http://www.roskazna.ru/> (дата обращения: 17.08.2015).

Таким образом, реализация мер налогового маневра положительно отразилась на российской нефтепереработке. Вместе с тем значительную роль в увеличении рентабельности российских НПЗ также сыграло снижение цен на нефть начиная с декабря 2014 г.

Увеличение себестоимости добычи, связанная с ростом НДС, безусловно негативно влияет на инвестиционные программы нефтегазовых компаний в части разработки новых месторождений углеводородного сырья. Смещение налоговой нагрузки на добывающую отрасль не решает проблем современной российской системы налогообложения добычи углеводородного сырья. Наоборот, предлагаемые изменения увеличивают затраты нефтегазовых компаний и уменьшают количество месторождений углеводородного сырья, разработка которых является рентабельной. Таким образом, дальнейшее увеличение налоговой нагрузки на добывающие предприятия в результате отказа от взимания вывозной таможенной пошлины приведет к существенному снижению инвестиционной активности нефтегазовых компаний при разработке новых месторождений с особыми условиями добычи. Вывозные таможенные пошлины необходимо сохранить на текущем уровне по следующим причинам.

1. При помощи вывозных таможенных пошлин обеспечивается изъятие государством разницы между более высокой экспортной ценой реализации нефти и ценой реализации нефти на внутреннее потребление.

2. Система вывозных таможенных пошлин осуществляет субсидирование российской нефтепереработки, устанавливая более низкую цену нефти (т.е. уменьшается себестоимость) для российских нефтепереработчиков. В результате сдерживается рост цен на нефтепродукты внутри страны и обеспечивается накопление средств на модернизацию российских НПЗ.

3. Вывозные таможенные пошлины позволяют государству регулировать номенклатуру и объем экспортируемых нефтепродуктов.

4. Дальнейшее увеличение ставки НДС с полным отказом от взимания вывозных таможенных пошлин негативно скажется на инвестиционных программах российских нефтегазовых компаний, что может привести к

сокращению налогооблагаемой базы по НДС и уменьшению поступлений в бюджет.

Особый льготный режим налогообложения установлен при добыче углеводородов на морских месторождениях, разработка которых начнется с 1 января 2016 г. НДС при добыче на таких месторождениях взимается по адвалорной ставке. По сравнению с обложением НДС по специфической ставке взимание НДС по адвалорной ставке позволяет полнее учитывать условия разработки месторождения. Так, поскольку налоговой базой при налогообложении добычи по адвалорной ставке является стоимость реализации углеводородного сырья в момент реализации (например, на узле учета нефти/природного газа на месторождении или пункте сдачи нефти/природного газа в магистральные трубопроводы), при налогообложении учитываются различия в транспортных затратах нефтегазовых компаний, обусловленные географическим расположением месторождений (стоимость транспортировки по промысловым нефтепроводам). Кроме того, цена реализации добытых углеводородов также учитывает качество добываемого углеводородного сырья (вязкость, сернистость, обводненность, наличие примесей). Таким образом, адвалорная ставка НДС позволяет учитывать различия, связанные с транспортировкой и качеством, без применения соответствующих понижающих коэффициентов. Вместе с тем переход на налогообложение по адвалорной ставке имеет ряд недостатков. На основании исследования зарубежного опыта налогообложения добычи углеводородного сырья установлено, что средний уровень ставки роялти составляет 15%-20%. Применение адвалорной ставки по НДС в размере 15%-20% ведет к уменьшению поступлений НДС (в настоящее время величина НДС составляет 35%-50%⁸⁴ от стоимости нефти в зависимости от уровня мировых цен на нефть). По данным ФНС,⁸⁵ в 2014 г. сумма НДС по нефти, подлежащая уплате в бюджет, составила 2 145 961 млн. рублей. При этом средний

⁸⁴ Приложение 4.

⁸⁵ Отчет по форме 1-НОМ на 01.01.2015 [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании ФНС России. – 2015. – Режим доступа: http://www.nalog.ru/rn68/related_activities/statistics_and_analytics/forms/4789133/ (дата обращения: 17.08.2015).

уровень мировых цен марки «Юралс» составил 97,64 долл. США за баррель, а средний курс рубля к долл. США – 38,39. Согласно данным Минэнерго России, в 2014 г. на территории России было добыто 526 млн. тонн нефти. Таким образом, в случае применения адвалорной ставки НДС, равной, например, 20%, поступления в российский бюджет составят 985 829 млн. рублей, что на 54% меньше уровня текущих поступлений. В случае применения налоговых льгот сумма поступлений будет еще меньше. С другой стороны, единая адвалорная ставка в размере 50% существенно увеличит налоговую нагрузку в периоды низких цен на нефть.

Вместе с тем, поскольку современный механизм расчета НДС учитывает значения мировых цен на нефть при определении налоговой ставки, адвалорная ставка НДС также может изменять свои значения в зависимости от мировых цен на нефть (табл. 41).

Таблица 41 - Предполагаемые значения адвалорной ставки НДС

Цена нефти за баррель (долл. США)	Предполагаемая адвалорная ставка, %	Соотношение действующей специфической ставки НДС к цене нефти, %
1	2	3
40	35,0	34
50	37,5	40
60	40,0	44
70	42,5	47
80	45,0	49
90	47,5	51
100	50,0	53
110	52,5	54
120	55,0	55

Источник: расчеты автора.

Однако использование изменяющейся адвалорной ставки НДС лишь отчасти решает проблемы современной российской системы налогообложения. Адвалорная ставка учитывает только различия, которые связаны со стоимостью транспортировки такого сырья, а также его качеством. Вместе с тем обложение добычи углеводородов по адвалорной ставке имеет следующие недостатки.

1. Не обеспечивается учет условий для разработки новых месторождений с особыми условиями добычи, поскольку не учитывается рентабельность разработки месторождения. По этим причинам налоговые системы иностранных государств, добыча углеводородов в которых осуществляется на морских месторождениях (Норвегия, Великобритания), отказались от практики налогообложения валового дохода в пользу налогообложения прибыли нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородов.

2. Не учитываются такие горно-геологические условия разработки месторождений углеводородного сырья как выработанность месторождения; сложность добычи; толщина пласта; размер месторождения.

3. Осуществление налогообложения по адвалорной ставке связано с усложнением налогового администрирования НДС по причине возможности манипулированием налогоплательщиком показателями, влияющими на расчет налоговой базы, при помощи трансфертного ценообразования, что влечет за собой риски недополучения бюджетных доходов. Подтверждением меньшей фискальной эффективности обложения добычи по адвалорной ставке является отказ от использования адвалорной ставки акцизов по нефти, взимаемых до введения в российскую налоговую систему НДС, а также переход в рамках современной системы налогообложения от взимания НДС по адвалорной ставке к налогообложению по специфической ставке при добыче природного газа и стабильного газового конденсата. Налогообложение добычи углеводородов по адвалорной ставке на морских месторождения является временной мерой, – данный режим налогообложения действует до 2042 года и направлен на снижение налоговой нагрузки в первые годы разработки морских месторождений.

В результате анализа, проведенного в разделе 2.2. диссертационного исследования, выявлено, что современная система налогообложения добычи углеводородного сырья не учитывает все особенности его добычи на разных типах месторождений, в результате чего не в полной мере осуществляется дифференциация ставок НДС при добыче углеводородов на разных

месторождениях углеводородного сырья. Кроме того, при добыче разных видов углеводородного сырья (нефти, природного газа и стабильного газового конденсата) используются различные факторы дифференциации налогообложения добычи.

Вместе с тем разработка месторождений различных видов углеводородного сырья осуществляется в одних и тех же горно-геологических и географико-климатических условиях. Также по результатам анализа были выявлены различия в уровне налоговой нагрузки при налогообложении добычи нефти и природного газа. Существующая система предоставления налоговых льгот по НДС в виде понижающих коэффициентов, налоговых вычетов, пониженных ставок является непрозрачной, носит адресный характер и часто подвержена изменениям.

Указанные недостатки современной российской системы налогообложения могут быть решены путем формирования единой системы дифференцированного налогообложения добычи углеводородного сырья, предложенной в разделе 2.2. диссертации. Ключевыми задачами при формировании единого алгоритма расчета ставок НДС для всех видов углеводородного сырья являются:

- 1) инвентаризация существующих налоговых льгот и анализ их влияния на инвестиционную активность компаний;
- 2) обеспечение максимального учета факторов дифференциации добычи углеводородного сырья (горно-геологические; географико-климатические; экономические);
- 3) недопущение резкого увеличения ставок НДС в краткосрочные периоды (3-5 лет);
- 4) формирование прозрачной системы предоставления льгот;
- 5) выравнивание налоговой нагрузки при добыче разных видов углеводородного сырья;
- 6) определение наиболее эффективных методов дифференциации НДС (пониженные ставки; понижающие коэффициенты; налоговые вычеты);
- 7) обеспечение пропорционального роста ставок НДС в случае роста мировых и внутренних цен на соответствующий вид углеводородов;

8) увеличение текущего уровня фискальных поступлений в бюджет.

При этом было установлено, что максимальный учет факторов дифференциации при налогообложении добычи углеводородов обеспечивается за счет налогов, взимаемых с прибыли нефтегазовых компаний. Кроме того, налогообложение прибыли от добычи и реализации углеводородов соответствует предложенному в разделе 1.1. диссертации алгоритму расчета ренты, образующейся при добыче углеводородного сырья.

Системы налогообложения добычи углеводородов, основанные на обложении прибыли, имеют следующие преимущества.

1) Инвесторы не уплачивают налог до момента полной окупаемости понесенных затрат. Следовательно, стимулируется привлечение инвестиций в разработку новых месторождений углеводородного сырья.

2) Системы налогообложения прибыли позволяют также учитывать горно-геологические, географико-климатические и экономические условия разработки месторождений углеводородного сырья автоматически через механизм учета затрат при расчете налоговой базы. Безусловно и в рамках НДСПИ возможен учет различий в условиях разработки соответствующих месторождений при применении понижающих коэффициентов, однако такая дифференциация ограничена набором факторов дифференциации.

3) У нефтегазовых компаний после налогообложения остается прибыль при разработке любых по степени сложности месторождений, поскольку изъятию подлежит только часть прибыли от добычи углеводородов. В случае обложения добычи углеводородов НДСПИ возможны ситуации, когда нефтегазовые компании будут уплачивать НДСПИ даже при наличии убытка по результатам финансово-хозяйственной деятельности, поскольку величина НДСПИ не зависит от уровня рентабельности. При этом, поскольку налоговой базой налогов, взимаемых с финансового результата, является прибыль, изменение рентабельности разработки месторождения будет влиять на величину налога. При снижении уровня добычи на месторождении нефтегазовые компании будут уплачивать меньшую сумму налога с прибыли, поскольку в завершающий период разработки добыча (и,

следовательно, выручка) падает по причине естественного истощения запасов, и нефтегазовые компании несут дополнительные затраты по увеличению нефте- и газоотдачи (зарезка боковых стволов, горизонтальное бурение, строительство нагнетательных скважин), следовательно, уменьшается размер прибыли. Изменение налоговой нагрузки на разных стадиях разработки месторождений соответствует алгоритму расчета величины ренты, образующейся при добыче углеводородов.

4) По сравнению с налоговыми льготами по НДС в виде обнуления или понижения ставки для начального периода разработки месторождений углеводородного сырья налогообложение прибыли не форсируют добычу в первые годы разработки месторождений углеводородного сырья с целью освобождения от налогообложения максимального объема углеводородов. Форсированная добыча в случае налогообложения прибыли нефтегазовых компаний от добычи углеводородов приведет к более раннему моменту формирования налоговой базы – прибыли от добычи и реализации. Таким образом, режим налогообложения, основанный на обложении прибыли, ведет к более рациональному недропользованию.

В России в качестве налога, облагающего прибыль нефтегазовых компаний от добычи углеводородов, планировалось введение налога на дополнительный доход (далее – «НДД»). В Государственную думу вносилось два законопроекта, которые предусматривали введение НДД от добычи углеводородного сырья.

Согласно проекту Федерального закона № 342373-3, обязанность по исчислению и уплате НДД возникала бы при достижении соотношения накопленных доходов к накопленным расходам 1,2. При увеличении данного соотношения ставка НДД также пропорционально возрастала бы с 15% до 60%. Вместе с тем налог, основанный на обложении прибыли нефтегазовых компаний от добычи углеводородов, не был введен. Введение НДД было преждевременным прежде всего по причине отсутствия необходимого уровня контроля со стороны налоговых органов за трансфертным ценообразованием в сделках между дочерними обществами нефтегазовых компаний.

Также в 2014 г. депутатами Думы Ханты-Мансийского Автономного округа – Югры был внесен проект Федерального закона о введении налога на прибыль от реализации добытой нефти.⁸⁶ Законопроектом предусматривается замена НДС для ряда месторождений углеводородного сырья («пилотные месторождения») налогом на прибыль от реализации добытой нефти по единой фиксированной ставке в размере 60% с ежегодной индексацией капитальных затрат в размере 10% в течение 4 лет при расчете налоговой базы. По нашему мнению, предлагаемому в рассматриваемом законопроекте режиму налогообложения характерны следующие недостатки.

1. Планируется, что специальный режим налогообложения будет применен только для одного вида углеводородного сырья – нефти. При этом необходимость применения особого режима налогообложения и в случае добычи природного газа на нетрадиционных месторождениях подтверждается мировой практикой, а также изменениями российского налогового законодательства в части усиления дифференциации НДС по природному газу и газовому конденсату, а также обложение их добычи на новых морских месторождениях по адвалорным ставкам.

2. Специальный режим налогообложения распространяется только на часть месторождений нефти. При этом выбор таких месторождений не обусловлен никакими горно-геологическими или географико-климатическими факторами, требующими применения данного режима налогообложения.

3. Переход к специальному режиму налогообложения, а затем возврат к стандартному режиму налогообложения, осуществляемый на добровольной основе, может привести к рискам недополучения доходов бюджетом – нефтегазовые компании будут стремиться применять в различные периоды режим, обеспечивающий наименьшую налоговую нагрузку.

⁸⁶ Законопроект Думы Ханты-Мансийского автономного округа [Электронный ресурс] // Официальный сайт Думы Ханты-Мансийского автономного округа. – 2015. – Режим доступа: [http://www.dumahmao.ru/povest/povest_3805\(1\)/23/4.pdf](http://www.dumahmao.ru/povest/povest_3805(1)/23/4.pdf) (дата обращения: 17.08.2015)

4. Законопроектом не предусмотрены меры налогового контроля, позволяющие минимизировать риски бюджетных потерь в случае введения данного режима налогообложения.

5. Несмотря на то, что специальный режим налогообложения носит временный характер и распространяется на ограниченное количество месторождений, в законопроекте отсутствуют какие-либо переходные положения. Также не проработан вопрос о последующем включении других месторождений в перечень месторождений, на которые распространяется данный режим налогообложения.

Введение нового режима налогообложения в российскую налоговую систему требует решения вопросов, связанных, в частности, с определением рыночного уровня цены на реализуемое углеводородное сырье и контролем за уровнем затрат нефтегазовых компаний на разработку месторождений углеводородного сырья. Таким образом, необходимым условием введения налога на прибыль нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородов является наличие законодательства о трансфертном ценообразовании, а также накопленного налоговыми органами практического опыта по его применению.

С 2012 года в России вступили в силу новые правила трансфертного ценообразования, которые были разработаны с учетом Рекомендаций ОЭСР по трансфертному ценообразованию. Согласно новым правилам трансфертного ценообразования, контролируемые стали крупные сделки (более 1 млрд. рублей) между взаимозависимыми российскими компаниями, а также большая часть сделок между российскими и иностранными взаимозависимыми лицами. Кроме того, цены в сделках по реализации на экспорт нефти и нефтепродуктов в адрес независимых лиц также являются контролируемыми со стороны фискальных органов при превышении определенного финансового порога (более 60 млн. рублей). Несмотря на то, что в России по настоящий момент отсутствует значительный опыт по налоговому администрированию в области трансфертного ценообразования, большая часть сделок по реализации добытой нефти подлежит контролю налоговыми органами в рамках соглашений о ценообразовании,

заключенных с добывающими компаниями Группы Роснефть, Газпромнефть, Лукойл.

Следовательно, в настоящее время существуют основания к использованию нового налогового режима, основанного на налогообложении прибыли нефтегазовых компаний от добычи углеводородов, поскольку у налоговых органов появились механизмы осуществления контроля цен во внутригрупповых сделках.

По нашему мнению, не является корректным название налога, взимаемого с прибыли нефтегазовых компаний от добычи углеводородов, как «налог на дополнительный доход». Если исходить из прямого понимания названия налога на дополнительный доход, то данный налог связан с обложением дополнительно полученных доходов от реализации углеводородного сырья. Вместе с тем объектом налогообложения налога на дополнительный доход является финансовый результат (прибыль). Кроме того, налогообложение только «дополнительных доходов» для определения налоговой базы является некорректным, поскольку для формирования указанных дополнительных доходов добывающие компании несут соответствующие расходы, которые необходимо учитывать при исчислении налоговой базы.

Налог, взимаемый с прибыли нефтегазовых компаний от добычи углеводородов, имеет следующие специфические особенности:

- наличие специальных механизмов, индексирующих стоимость капитальных затрат во времени при расчете налоговой базы;
- более высокая ставка налога по сравнению с налогом на прибыль.

Данному налогу присущи черты налога на прибыль организаций (объект налогообложения - прибыль; определение суммы налога как произведение налоговой ставки и налоговой базы), а также специфические особенности, которые применимы к деятельности по добыче и реализации углеводородного сырья (высокая рентабельность, имеющая рентную природу; наличие мер стимулирующего характера для осуществления капитальных инвестиций; учет в расходах отчислений в специфические резервы на вывод активов из

эксплуатации). Предлагаемое название данного налога - «специальный налог на прибыль от добычи углеводородов» (далее – «СНПДУ») отражает данные особенности.

Необходимость использования в названиях указанных налогов понятия «прибыль» также является важным ввиду того, что разрабатывать месторождения углеводородов в рамках нового режима налогообложения будут и зарубежные инвесторы, которые могут уменьшить сумму корпоративного налога на прибыль в юрисдикциях своего резидентства на величину уплаченного налога с прибыли от добычи углеводородов в соответствии с положениями договоров об избежании двойного налогообложения.

Однако введение СНПДУ требует решения задач, связанных с администрированием данного налога: контролем за трансфертным ценообразованием в сделках между нефтегазовыми компаниями, а также контролем за размером капитальных и операционных затрат. Несмотря на то, что новые российские правила трансфертного ценообразования позволяют осуществлять контроль за уровнем цен в большинстве сделок между зависимыми компаниями ВИНК, первоначальный ежегодный оборот между компаниями, осуществляющими сделки по продаже добытого углеводородного сырья на новом месторождении, может не превысить установленные государством финансовые пороги в размере 1 млрд. рублей. В этой связи целесообразно осуществить следующие шаги по администрированию СНПДУ.

Во-первых, необходимо дополнить первую часть НК РФ положением о признании сделок контролируемыми, в случае если одна из сторон является плательщиком СНПДУ и доходы (расходы) от таких сделок учитываются при формировании налоговой базы по СНПДУ. Такие сделки будут признаваться контролируемыми вне зависимости от величины доходов (расходов). При этом сделки признаются контролируемыми даже в случае если компании, между которыми совершаются сделки, являются частью одной консолидированной группы налогоплательщиков. Введение данного положения дополнит существующее положение НК РФ о признании контролируемыми сделками,

предметом которых является добытое полезное ископаемое, облагаемое по адвалорной ставке, совершаемые между участниками консолидированной группы налогоплательщиков.

В результате контролируруемыми станут сделки по реализации углеводородного сырья, а также сделки, в которых плательщик СНПДУ будет нести расходы. По таким сделкам налогоплательщику необходимо подготовить документацию с обоснованием применяемой цены (рентабельности), которая будет предоставляться с одновременной подачей декларации по СНПДУ. В случае выявления по итогам налоговой проверки несоответствия уровня цены (рентабельности) в указанных сделках рыночному уровню, налоговые органы будут корректировать налоговые базы как по налогу на прибыль, так и по налогу на прибыль от добычи углеводородов. Данные меры позволят частично перенести затраты, связанные с администрированием нового режима налогообложения, на налогоплательщиков, в обязанность которых войдет обоснование рыночного уровня применяемой им рентабельности или цены.

Во-вторых, в связи с тем, что налоговая база по налогам, взимаемым с прибыли от добычи углеводородов, непосредственно зависит от сумм учитываемых доходов и расходов налогоплательщика, возможно создание закрытого перечня расходов, принимаемых для расчета налогооблагаемой базы. Расходы, не связанные напрямую с добычей углеводородного сырья (например, внереализационные расходы), не будут учитываться при расчете налоговой базы.

Другой особенностью налога, взимаемого с прибыли от добычи и реализации углеводородов, является то, что налогоплательщики такого налога, формально соблюдая правила трансфертного ценообразования, могут «искусственно» завышать свои расходы для уменьшения налоговой базы. В результате ежегодный рост расходов, связанных с добычей и реализацией углеводородного сырья превысит рост добычи, а также рост налоговых поступлений. В зарубежной экономической практике данный эффект получил название «золочение затрат» (gold plating costs).

Для снижения риска использования российскими налогоплательщиками механизма завышения своих расходов возможно введение специального коэффициента, определяющего предельную величину расходов, уменьшающих налоговую базу. Данный коэффициент возможно применять с момента получения прибыли нефтегазовыми компаниями и при достижении степени выработанности равной 5%.

$$\delta = \frac{Q_n \times P_n - C_n}{Q_{(n-1)} \times P_n - C_{(n-1)}} \times \frac{E_n}{E_{(n-1)}}, \text{ где} \quad (17)$$

δ – корректирующий коэффициент;
 P_n – цена реализации добытых углеводородов в текущем периоде (рублей)
 Q_n – количество реализованных добытых углеводородов в текущем периоде;
 $Q_{(n-1)}$ – количество реализованных добытых углеводородов в предыдущем периоде;
 C_n – расходы, связанные с добычей углеводородов в текущем периоде;
 $C_{(n-1)}$ – расходы, связанные с добычей углеводородов в предыдущем периоде;
 E_n – уровень добычи соответствующего вида углеводорода в текущем периоде (тонн/ тыс. м³);
 $E_{(n-1)}$ – уровень добычи соответствующего вида углеводорода в предыдущем периоде (тонн/ тыс. м³).

При падении добычи данный коэффициент принимается равным 1. При расчете налоговой базы произведение данного коэффициента и расходов, связанных с добычей углеводородов, будет формировать предельную величину вычитаемых расходов в случае роста добычи углеводородного сырья. Если добыча не началась или снижается, значение данного коэффициента будет равно 1. Если значение данного коэффициента превышает 1 (т.е. рост добычи превышает рост прибыли от добычи и реализации углеводородов), то расходы принимаются для целей расчета налоговой базы в полной мере. В случае если значение коэффициента будет менее 1 (т.е. рост добычи меньше роста прибыли от добычи и реализации углеводородов), затраты делятся на соответствующее значение коэффициента и полученная уменьшенная величина затрат принимается для расчета налоговой базы. Таким образом, контроль за величиной расходов нефтегазовых компаний, уменьшающие налоговую базу по СНПДУ, будет осуществляться как с точки зрения соблюдения правил трансфертного ценообразования, так и с точки зрения их экономической обоснованности.

По результатам проведенного анализа предложений по реформированию российской системы налогообложения добычи углеводородного сырья можно сделать следующие выводы.

Во-первых, поскольку действующая система налогообложения добычи углеводородов обеспечивает стабильные высокие поступления в бюджет, реформирование современной системы налогообложения добычи углеводородов должно осуществляться с учетом сохранения и увеличения уровня фискальных поступлений в бюджет в долгосрочной перспективе.

Во-вторых, несмотря на положительные аспекты внедрения режима налогообложения прибыли нефтегазовых компаний от добычи углеводородного сырья, его введение в налоговую систему сопряжено с рисками, связанными со сложностью его администрирования и бюджетными потерями. Несмотря на то, что в настоящее время в России вступили в силу правила трансфертного ценообразования, основанные на Рекомендациях ОЭСР, существенной проблемой является отсутствие накопленного практического опыта налоговыми органами по контролю за рыночным уровнем цен в сделках нефтегазовых компаний.

С учетом вышеизложенного дальнейшее развитие российской системы налогообложения добычи углеводородного сырья должно идти по следующим направлениям. В отношении месторождений, добыча на которых стабилизировалась или находится на пике, налогообложение должно осуществляться при помощи НДС. При этом для обеспечения дифференцированного налогообложения на таких месторождениях целесообразно осуществить трансформацию имеющихся способов дифференциации с переходом к единой модели дифференциации ставок НДС для всех видов углеводородного сырья. По причине того, что современная российская система налогообложения не позволяет осуществлять рентабельную разработку новых месторождений с особыми условиями добычи, для их освоения целесообразно перейти на налогообложение прибыли от добычи углеводородов. Кроме того, данный режим налогообложения будет стимулировать осуществление капитальных вложений, которые необходимы для разработки шельфовых месторождений и

месторождений, расположенных на труднодоступных территориях. Одновременное использование двух режимов налогообложения для разных типов месторождений соответствует мировой практике налогообложения добычи углеводородного сырья (Великобритания, Казахстан), а также позволяет осуществить постепенный переход к системе налогообложения, основанной на обложении прибыли, уменьшая риски выпадения доходов бюджета от нефтегазовых поступлений в первоначальный период введения нового режима налогообложения.

3.2. Предложения по усилению дифференциации ставок НДС

Совершенствование методов дифференциации ставок НДС при добыче углеводородов должно базироваться на формировании единого для всех видов углеводородного сырья алгоритма дифференциации ставок НДС с одновременным увеличением факторов дифференциации с целью обеспечения более полного учета условий разработки разных месторождений. Современная российская система налогообложения осуществляет дифференциацию ставок НДС посредством применения понижающих коэффициентов к базовой ставке, налоговых вычетов и установления дифференцированной адвалорной ставки НДС при добыче на новых морских месторождениях. При этом наибольшее количество факторов дифференциации учитывается при помощи понижающих коэффициентов. Налоговые вычеты и пониженные адвалорные ставки являются дополнительными мерами, направленными на обеспечение необходимого уровня рентабельности определенных категорий месторождений. При введении НДС в российскую налоговую систему предлагалось несколько вариантов усиления дифференциации ставок НДС. Кроме того, при определении возможных направлений совершенствования НДС Ежов С.С., Картовенко И.В., Давыдов И.П., Аржаев С.А. предлагали ввести дополнительные понижающие коэффициенты при расчете базовой ставки НДС для стимулирования добычи нефти на определенных категориях месторождений. В таблице 42 изложены предложения по усилению дифференциации ставок НДС.

Таблица 42 – Предлагаемые понижающие коэффициенты по НДСИ

Наименование проекта	Предлагаемые понижающие коэффициенты	Соотнесение с существующими коэффициентами
1	2	3
Проект Федерального закона № 86727-3	– Коэффициент, характеризующий выработанность запасов	– Коэффициенты, характеризующие степень выработанности запасов нефти и природного газа
	– Коэффициент, характеризующий сложность геологического строения	– Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти
	– Коэффициент районирования, характеризующий природно-географические и климатические условия.	– Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти; – Коэффициент, характеризующий географическое расположение участка недр
	– Коэффициент дебитности, характеризующий продуктивность скважин	– Отсутствует
	– Коэффициент, характеризующий качество сырья	– Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти;
	– Коэффициент экономических условий, характеризующий влияние цен (мировых и внутренних) на нефть	– Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть
Проект методики Росэнерго (2001 г.)	– Коэффициент, характеризующий выработанность запасов	– Коэффициенты, характеризующие степень выработанности запасов нефти и природного газа
	– Коэффициент, характеризующий стадию разработки месторождения	– Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти;
	– Коэффициент географического расположения	– Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти;
Проект методики Халимова Э.М.	– Коэффициент, характеризующий географическое положение и природно-климатические условия	– Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти; – Коэффициент, характеризующий географическое расположение участка недр
	– Коэффициент, характеризующий выработанность запасов	– Коэффициенты, характеризующие степень выработанности запасов нефти и природного газа
	– Коэффициент продуктивности скважин	– Отсутствует

Наименование проекта	Предлагаемые понижающие коэффициенты	Соотнесение с существующими коэффициентами
1	2	3
Проект методики Росэнерго (2005 г.)	– Коэффициент, характеризующий начальную плотность извлекаемых запасов	– Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти
	– Коэффициент, характеризующий выработанность запасов	– Коэффициенты, характеризующие степень выработанности запасов нефти и природного газа
	– Коэффициент, характеризующий размер месторождения	– Коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр
	– Коэффициент, характеризующий глубину залегания	– Коэффициент, характеризующий глубину залегания залежи углеводородного сырья
	– Коэффициент, характеризующий вязкость нефти	– Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти;
	– Коэффициент, характеризующий близость транспортной инфраструктуры	– Отсутствует
	– Коэффициент, характеризующий глубину морского дна	– Отсутствует
Предложения Аржаева С.А.	– Коэффициент, характеризующий рентабельность разработки месторождения	– Отсутствует
Предложения Картовенко И.В.	– Коэффициент, характеризующий уровень цен на внутреннем рынке	– Отсутствует
	– Коэффициент, характеризующий добычу на мелких месторождениях	– Коэффициент, характеризующий величину запасов
Предложения Давыдова И.П.	– Коэффициент затрат, отражающий величину первоначальных инвестиций и эксплуатационных затрат	– Отсутствует
	– Понижающий коэффициент для выработанных месторождений	– Коэффициенты, характеризующие степень выработанности запасов нефти и природного газа
Предложения Ежова С.С.	– Понижающий коэффициент для выработанных месторождений	– Коэффициенты, характеризующие степень выработанности запасов нефти и природного газа
	– Освобождение от налогообложения добычи нефти на новых месторождениях и месторождениях с особыми условиями добычи.	– Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти;

Большая часть предлагаемых коэффициентов уже нашла отражение в современной российской системе налогообложения добычи углеводородного сырья. А какова возможность внедрения коэффициентов, которые отсутствуют в современной российской системе налогообложения?

Необходимость учета цен реализации не только на экспорт, но и на внутренний рынок обусловлена тем, что только часть добываемого углеводородного сырья реализуется на экспорт. Таким образом, одновременный учет мировых цен и цен на внутреннем рынке будет отражать реальные направления реализации углеводородов, формирующие выручку нефтегазовых компаний.

Применение коэффициента дебитности сопряжено с рядом сложностей и не всегда объективно отражает различия в условиях разработки месторождений. Так, добыча углеводородного сырья на низкодебитных скважинах может быть более рентабельной, чем добыча на высокодебитных по причине того, что добыча углеводородов на высокодебитных скважинах требует значительно больших удельных затрат в расчете на единицу добытого углеводородного сырья. Таким образом, введение в российскую налоговую систему данного понижающего коэффициента для стимулирования разработки низкодебитных месторождений не является однозначным.

Введение в российскую налоговую систему понижающего коэффициента, характеризующего уровень рентабельности нефтегазовых компаний при добыче углеводородов, соответствует предложенной в разделе 2.2. диссертации единой модели расчета ставки НДС для всех видов углеводородного сырья.

Коэффициент затрат, отражающий величину первоначальных инвестиций и эксплуатационных затрат, также нивелирует главное преимущество НДС – простоту администрирования. Определение величины понесенных налогоплательщиком капитальных и эксплуатационных затрат потребует дополнительной проверки со стороны налоговых органов, поскольку величина таких затрат влияет на величину налога. Кроме того, поскольку большая часть месторождений углеводородов была разработана еще в СССР, действие данного

понижающего коэффициента имеет ограниченный характер. Таким образом, создаются неравные условия налогообложения для разных категорий налогоплательщиков – часть налогоплательщиков не сможет воспользоваться установленной льготой.

Факторы дифференциации, характеризующие близость инфраструктуры и разработку шельфовых месторождений, частично учитываются современной системой налогообложения добычи углеводородов на новых морских месторождениях по адвалорной ставке.

С учетом вышеизложенного и на основании предложенной в разделе 2.2 диссертационного исследования единой модели дифференциации налогообложения добычи разных видов углеводородного сырья алгоритм расчета единой ставки НДС для всех видов углеводородного сырья может быть представлен следующей формулой:

$$TR = FS \times K_p \times K_{нг} \times K_s \times P, \text{ где} \quad (18)$$

TR – налоговая ставка НДС;

FS – базовая величина ставки для соответствующего вида углеводородного сырья;

K_p – коэффициент, учитывающий уровень цен на соответствующий вид углеводородного сырья;

K_{нг} – коэффициент, учитывающий мультипликативный эффект от понижающих коэффициентов, применяемых ко всем видам углеводородного сырья;

K_s – коэффициент, учитывающий мультипликативный эффект от специфических коэффициентов, применяемых к определенному виду углеводородного сырья;

P - коэффициент, обеспечивающий сохранение необходимого уровня рентабельности.

Базовая ставка для всех видов углеводородного сырья устанавливается как фиксированная величина, значение которой при использовании соответствующих коэффициентов обеспечивает необходимый размер фискальных изъятий. Вместе с тем при определении ее величины необходимо исходить из различий в цене реализации разных видов углеводородного сырья. Поскольку одним из наиболее важных факторов, влияющих на цену реализации природного газа и стабильного газового конденсата на мировых сырьевых рынках, является цена нефти, ключевым показателем при формировании базовой ставки может являться именно цена нефти.

В современной российской системе налогообложения стоимость нефти учитывается при определении значения единицы условного топлива при расчете ставки НДС по природному газу и газовому конденсату. В частности, цена газового конденсата, используемая для целей расчета НДС, определяется как цена нефти сорта «Юралс» за вычетом вывозной таможенной пошлины. Таким образом, базовая ставка НДС может принимать единое значение для всех видов углеводородного сырья с последующим применением корректирующих коэффициентов для природного газа и стабильного газового конденсата. Для определения величины базовой ставки для конкретного вида углеводородного сырья возможно использовать информацию о цене реализации 1 тонны/ 1000 м³ соответствующего вида углеводородного сырья (табл. 43).

Таблица 43 – Сравнение цен на разные виды углеводородного сырья⁸⁷

Вид углеводородного сырья	Цена	Соотношение с ценой нефти, %
Нефть	12 000 рублей за 1 тонну	100
Природный газ	5 000 рублей за 1000 м ³	50
Стабильный газовый конденсат	13 500 рублей за 1 тонну	112,5

Размер базовой ставки для природного газа принимается как 50%, а для газового конденсата - как 112,5% от базовой ставки для нефти. С учетом соотношения уровня цен реализации на разные виды углеводородов и текущих значений, базовая ставка для нефти может составлять 800 рублей за 1 тонну (что соответствует текущему уровню ставки НДС при добыче нефти), для природного газа и газового конденсата – 550 рублей за 1000 м³ и 900 рублей за 1 тонну, соответственно. Предложенные значения в целом соответствуют базовым ставкам по НДС, установленным современной системой налогообложения (табл. 44).

⁸⁷ Данные информационно-ценового агентства Argus. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании агентства Argus. – 2015. – Режим доступа: <https://media.argusmedia.com/~media/Files/PDFs/Samples/Argus-Russian-LPG.pdf> (дата обращения: 24.07.2015).

Таблица 44 – Сравнение текущего уровня базовых ставок и предлагаемых значений

Вид углеводородного сырья	Базовая ставка по состоянию на 2015 г.	Предлагаемая базовая ставка
Нефть	766 рублей за 1 тонну	800 рублей за 1 тонну
Природный газ	700 рублей за 1000 м ³	550 рублей за 1000 м ³
Стабильный газовый конденсат	840 рублей за 1 тонну	900 рублей за 1 тонну

Источник: Расчеты автора

Обеспечение прогрессивной зависимости ставок НДС от стоимости углеводородного сырья достигается с помощью коэффициента Кц, учитывающего динамику цен на соответствующие виды углеводородов. Вместе с тем, как отмечалось ранее, расчет коэффициента, учитывающего динамику цен на добываемый вид углеводородного сырья только на основании мировых цен нефти, не отражает фактические направления формирования выручки нефтегазовых компаний от реализации углеводородного сырья в России. При расчете коэффициента Кц необходимо учитывать не только мировые цены на углеводородное сырье, но также и внутренние цены, поскольку объем реализации нефти на экспорт составляет около 50%, а природного газа – только 30%. Для получения информации о внутренних ценах на нефть и природный газ возможно использовать цены на углеводородное сырье, публикуемые информационно-ценовыми агентствами (Аргус, Кортес, ИнфоТЭК), либо данные, предоставляемые ФСТ. Данная информация может публиковаться ФНС на ежемесячной основе. Произведение базовой ставки на коэффициент, характеризующий динамику цен на углеводородное сырье, будет формировать максимальную ставку НДС для каждого вида углеводородного сырья. Для сохранения уровня фискальных поступлений в бюджет на современном уровне (2 812 млрд. рублей) необходимо установить коэффициенты, характеризующие динамику цен на добытые углеводороды, в размере:

- 10,0 - в отношении нефти;
- 5,0 - в отношении стабильного газового конденсата;
- 1,5 - в отношении природного газа.

При этих значениях коэффициентов максимальные размеры ставок НДС в отношении соответствующих видов углеводородного сырья будут равны

ставкам НДС, установленным современной системой налогообложения (табл. 45).

Таблица 45 – Сравнение текущего уровня ставок НДС и предлагаемых значений

Вид углеводородного сырья	Базовая ставка по состоянию на 2015 г.	Предлагаемая базовая ставка
Нефть	7 300 рублей за 1 тонну	8 000 рублей за 1 тонну
Природный газ	735 рублей за 1000 м ³	825 рублей за 1000 м ³
Стабильный газовый конденсат	4 851 рублей за 1 тонну	4 500 рублей за 1 тонну

Источник: Расчеты автора.

При этом в случае изменения уровня цен (внутреннего рынка России или мировых рынков) значение данного коэффициента также изменится. Поскольку при расчете ставок НДС будет применяться специальный коэффициент, учитывающий минимальный уровень рентабельности, необходимость установления необлагаемого уровня цены на соответствующий вид углеводородов при расчете Кц отсутствует. Алгоритм расчета указанных коэффициентов приведен в Приложении 5.

При расчете мультипликативного коэффициента для всех видов углеводородного сырья используются следующие ныне действующие коэффициенты:

- коэффициент выработанности (K_v);
- коэффициент запасов (K_z);
- коэффициент выработанности по конкретной залежи углеводородного сырья ($K_{дв}$);
- коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства углеводородного сырья ($K_{кан}$);

Расчет мультипликативного эффекта от использования указанных понижающих коэффициентов производится по следующей формуле:

$$K_{нг} = K_v \times K_z \times K_{дв} \times K_{кан}, \text{ где} \quad (19)$$

K_v - коэффициент выработанности;

K_z - коэффициент запасов;

$K_{дв}$ - коэффициент выработанности по конкретной залежи углеводородного сырья;

$K_{кан}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи углеводородного сырья.

Указанные коэффициенты могут использоваться для всех видов углеводородного сырья.

Понижающий коэффициент, учитывающий мультипликативный эффект от понижающих коэффициентов, установленных для каждого вида углеводородного сырья, может определяться по формуле:

$$K_s = \{K_o; K_{gc}\}, \text{ где} \quad (20)$$

K_s – коэффициент, учитывающий мультипликативный эффект от специфических коэффициентов, применяемых к определенному виду углеводородного сырья;

K_o - коэффициент, учитывающий мультипликативный эффект от специфических коэффициентов, применяемых только в отношении нефти;

K_{gc} - коэффициент, учитывающий мультипликативный эффект от специфических коэффициентов, применяемых только в отношении природного газа и стабильного газового конденсата.

Коэффициент K_o рассчитывается как мультипликативный коэффициент, который включает в себя ныне действующий коэффициент K_d , характеризующий степень сложности добычи нефти, а также $K_{свн}$ – новый коэффициент, характеризующий добычу сверхвязкой нефти:

$$K_o = K_d \times K_{свн}, \text{ где} \quad (21)$$

K_o - коэффициент, учитывающий мультипликативный эффект от специфических коэффициентов, применяемых только в отношении нефти;

K_d – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$K_{свн}$ – коэффициент, характеризующий добычу сверхвязкой нефти.

Дифференциация, устанавливаемая коэффициентом K_d , характеризующим степень сложности добычи нефти, будет осуществляться по данным о нефтенасыщенной толщине пласта, а также с учетом характеристики разрабатываемых отложений (баженовские, абалакские, хадумские, доманиковые продуктивные отложения, а также отложения тюменской свиты). Действие данного коэффициента не будет ограничено во времени для стимулирования разработки указанных видов месторождений в течение всего срока разработки. Значение коэффициента может задаваться в табличной форме. Коэффициент, характеризующий добычу сверхвязкой нефти, - $K_{свн}$ будет учитывать добычу обычной и сверхвязкой нефти. В случае добычи сверхвязкой нефти коэффициент

будет равен 0, обеспечивая таким образом освобождение от уплаты НДС объема добытой сверхвязкой нефти.

Коэффициент K_{gc} будет рассчитываться как мультипликативный коэффициент, который включает в себя следующие ныне действующие коэффициенты:

$$K_{gc} = K_{гз} \times K_{ас} \times K_{орз} \times K_{км} \times T_{г}, \text{ где} \quad (22)$$

K_{gc} - коэффициент, учитывающий мультипликативный эффект от специфических коэффициентов, применяемых только в отношении природного газа и стабильного газового конденсата.

$K_{гз}$ – коэффициент, характеризующий глубину залегания залежи углеводородного сырья

$K_{ас}$ – коэффициент, характеризующий принадлежность участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья, к региональной системе газоснабжения;

$K_{орз}$ – коэффициент, характеризующий особенности разработки отдельных залежей участка недр;

$K_{км}$ - корректирующий коэффициент при добыче газового конденсата;

$T_{г}$ - коэффициент, характеризующий величину затрат на транспортировку природного газа.

Коэффициенты, которые характеризуют выработанность запасов природного газа соответствующего участка недр ($K_{вр}$) и географическое расположение участка недр ($K_{р}$), не будут учитываться при расчете мультипликативного коэффициента по газу, поскольку они включены в расчет мультипликационного коэффициента, применимого для всех видов углеводородного сырья. Алгоритм расчета указанных коэффициентов приведен в Приложении 5.

Современная система налогообложения добычи углеводородного сырья предусматривает более льготное налогообложение для добычи углеводородного сырья на морских и шельфовых месторождениях, разработка которых будет начата с 1 января 2016 г. Так, налогообложение добычи нефти на указанных месторождениях будет облагаться по адвалорной ставке от 5% до 30% в зависимости от географического месторасположения, а налогообложение природного газа - от 1% до 30%. Как было указано ранее, данный режим налогообложения предоставляется на определенный срок. При этом, поскольку налогообложение добычи углеводородов на шельфе требует особого налогового режима ввиду более сложных географико-климатических и горно-геологических

условий разработки месторождений, для обеспечения более льготного налогообложения возможно установить специальный понижающий коэффициент $K_{ш}$, характеризующий разработку морского месторождения углеводородного сырья, на весь срок разработки морских месторождений. Значения указанного коэффициента в зависимости от географического расположения месторождения могут быть заданы в табличном виде (значения приведены в Приложении 5).

Кроме того, учитывая, что добыча на морских или шельфовых месторождениях будет расти, целесообразно ввести коэффициенты, характеризующие условия разработки морских месторождений, а именно коэффициенты, учитывающие глубину расположения месторождения - K_D , а также расстояние до береговой линии – K_L .

Для формирования единой системы дифференциации существующие в настоящее время налоговые вычеты по НДС для компании ОАО «НК «Татнефть» и ОАО «Башнефть» возможно заменить на понижающий коэффициент $K_{нв}$, характеризующий добычу углеводородного сырья на определенных месторождениях в Татарстане и Башкортостане. В соответствии с нашим расчетом в настоящее время налоговые вычеты по НДС составляют около 13% и 4% общей суммы НДС, уплачиваемой этими компаниями (табл. 46).

Таблица 46 - Соотношение налогового вычета к общей сумме НДС⁸⁸

Наименование компании	Вычет НДС за налоговый период, млрд. руб.	Вычет НДС за календарный год, млрд. руб.	Сумма НДС, уплаченная в бюджет за 2013 г., млрд. руб.	Соотношение налогового вычета к общей сумме НДС, %
1	2	3	4	5
ОАО «Татнефть»	1,214	13,428	103	13
ОАО «НК «Башнефть»	0,1935	2,322	61	4,22

⁸⁸ Составлено автором по данным финансовой отчетности компаний ОАО «НК «Башнефть» и ОАО «Татнефть» [Электронный ресурс] // Официальный сайт компаний ОАО «НК «Башнефть» и ОАО «Татнефть». – 2015. – Режим доступа: http://www.bashneft.ru/shareholders_and_investors/finance-results/ , <http://www.tatneft.ru/aktsioneram-i-investoram/otchetnost-po-rsbu/?lang=ru> (дата обращения: 17.08.2015).

Размер коэффициента для указанных компаний может быть установлен в размере 0,87 и 0,95, поскольку предоставляемый в настоящее время налоговый вычет по НДС составляет 4,22% и 13% от суммы уплачиваемого НДС этими компаниями (в результате нефтегазовые компании, к которым применим данный вычет, уплачивают 87% - 95% от полной суммы НДС).

В результате формула расчета мультипликативного коэффициента для всех видов углеводородного сырья будет иметь следующий вид:

$$K_{нг} = K_{в} \times K_{з} \times K_{дв} \times K_{кан} \times K_{г} \times K_{нв} \times K_{ш} \times K_{д} \times K_{L}, \text{ где} \quad (23)$$

$K_{в}$ – коэффициент, учитывающий степень выработанность;

$K_{з}$ – коэффициент, учитывающий размер запасов;

$K_{дв}$ - коэффициент выработанности по конкретной залежи углеводородного сырья;

$K_{кан}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства углеводородного сырья.

$K_{г}$ – коэффициент, характеризующий территорию участка недр с учетом размеров месторождения;

$K_{нв}$ - коэффициент, характеризующий добычу нефти на определенных месторождениях в Татарстане и Башкирии

$K_{ш}$ – коэффициент, характеризующий добычу углеводородного сырья на морском или шельфовом месторождении.

$K_{д}$ – коэффициент, характеризующий глубину расположения морского месторождения углеводородного сырья;

K_{L} - коэффициент, характеризующий расстояние морского месторождения до суши.

Алгоритм расчета коэффициентов, учитываемых при расчете ставки НДС по углеводородному сырью, приведен в Приложении 5.

В результате предлагаемых изменений налоговая нагрузка на месторождениях, добыча на которых стабилизировалась, не будет существенно отличаться от налоговой нагрузки на компании, осуществляющие разработку новых или выработанных месторождений, как это имеет место в настоящее время (табл. 47).

Таблица 47 - Сравнение величины ставки НДС в рамках современной системы налогообложения и с учетом предлагаемых изменений

	Нефть	Природный газ	Газовый конденсат
1	2	3	4
Современный режим налогообложения (без льгот), рублей за 1 тонну (1000 м ³)	7 300	735	4 851
Предлагаемый режим налогообложения (без льгот), рублей за 1 тонну (1000 м ³)	8 000	825	4 500
Соотношение ставок предлагаемого режима	109,5	112,2	92,7

	Нефть	Природный газ	Газовый конденсат
1	2	3	4
к современному режиму (без льгот), %			
Современный режим налогообложения (льгота для выработанных месторождений), рублей за 1 тонну (1000 м ³)	4 345	470	3 104
Предлагаемый режим налогообложения (льгота для выработанных месторождений), рублей за 1 тонну (1000 м ³)	2 400	528	2880
Соотношение ставок предлагаемого режима к современному режиму (льгота по выработанности), %	55,2	112,2	92,7

Источник: расчеты автора.

Усиление дифференциации НДСИ выразится в установлении механизма дифференцированного налогообложения, который будет учитывать особенности разработки разных типов месторождений. Предложенные изменения позволят увеличить инвестиционную привлекательность российской нефтегазовой отрасли по причине предсказуемости изменений законодательства в долгосрочной перспективе. Предлагаемые изменения будут способствовать формированию единого для всех видов углеводородного сырья алгоритма расчета ставки НДСИ, который будет обладать единой методикой расчета и учитывать максимальное количество факторов дифференциации, характерных для добычи углеводородного сырья в России.

3.3. Разработка элементов специального налога с прибыли нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородов

Для анализа последствий введения в российскую налоговую систему специального налога на прибыль от добычи углеводородов (СНПДУ) определим элементы данного налога, а также сравним уровень поступлений с действующим режимом налогообложения.

Налогоплательщиками СНПДУ будут являться организации, имеющие установленные законодательством о недропользовании лицензии на разработку месторождений углеводородного сырья.

Объектом налогообложения будет являться прибыль нефтегазовых компаний от добычи углеводородного сырья на определенной категории

месторождений. При этом при определении периметра месторождений, в отношении которых будет применяться новый режим налогообложения, необходимо учитывать, что на месторождениях, добыча на которых стабилизировалась, отсутствуют необходимые условия для применения налога, взимаемого с прибыли нефтегазовых компаний от добычи углеводородов. В частности, поскольку добыча углеводородов на крупных месторождениях началась еще в СССР⁸⁹, обеспечение учета полученных доходов и понесенных расходов с момента начала разработки месторождения является труднореализуемым. Поскольку на месторождениях, добыча на которых стабилизировалась, большая часть капитальных инвестиций уже осуществлена, меры по налоговому стимулированию первоначальных инвестиций на указанных месторождениях неактуальны. При этом поскольку на большей части разведанных месторождений, добыча на которых еще не начата, лицензии на добычу нефти и природного газа уже выданы, распространение действия нового режима налогообложения только на месторождения, на которые лицензии еще не выданы, существенно ограничит перечень месторождений, в отношении которых можно использовать новый режим налогообложения. Таким образом, по аналогии с существующими в современной российской налоговой системе параметрами отнесения месторождений к «новым морским месторождениям» разрабатываемый режим налогообложения, основанный на налогообложении прибыли, можно применить к месторождениям, степень выработанности запасов которых по состоянию на 01.01.2017 года не превысила 1%. Указанное значение степени выработанности позволит выделить месторождения, промышленная добыча на которых еще не началась.

Налоговая база определяется как денежное выражение полученной прибыли от добычи и реализации углеводородов, которая рассчитывается как разница между полученными доходами от реализации добытого углеводородного сырья и операционными и капитальными расходами, связанными с добычей. Учет доходов и расходов должен осуществляться по каждому проекту в отдельности, а

⁸⁹ Например, добыча на крупнейшем в России Самотлорском нефтяном месторождении была начата в 1968 г.

также в целом по деятельности, связанной с разработкой новых месторождений углеводородного сырья. Налоговая база определяется нарастающим итогом.

В состав доходов, учитываемых при расчете налоговой базы, включаются доходы, которые определяются исходя из произведения количества и цены реализации добытых углеводородов. При этом цены углеводородов, используемые при расчете налоговой базы, не должны быть меньше расчетных цен. Расчетная цена, используемая для определения предельного минимального уровня цены реализации добытого природного газа, определяется как средневзвешенное значение из средней по Единой системе газоснабжения расчетной цены на газ, поставляемый на внутренний рынок, и расчетной цены природного газа при поставках за пределы СНГ. Расчетная цена, используемая для определения предельного минимального уровня цены реализации нефти и стабильного газового конденсата, определяется по следующим формулам:

$$C_{\text{расчет нефть}} = [D_U \times (C_U \times 7,3 - P_U) + D_{SL} \times (C_{SL} \times 7,3 - P_{SL})] \times P - T_{\text{маг}}, \quad (24)$$

$$C_{\text{расчет ГК}} = [D_U \times (C_U \times 8 - P_U)] \times P - T_{\text{маг}}, \quad \text{где} \quad (25)$$

$C_{\text{расчет нефть}}$ – расчетная цена реализации нефти;
 $C_{\text{расчет ГК}}$ – расчетная цена реализации газового конденсата;
 D_U – доля нефти сорта Urals;
 C_U – средняя за истекший налоговый период цена нефти сорта Urals;
 P_U – ставка вывозной таможенной пошлины на нефть;
 D_{SL} – доля нефти сорта Siberian Light;
 C_{SL} – средняя за истекший налоговый период цена нефти сорта Siberian Light;
 P_{SL} – ставка вывозной таможенной пошлины на нефть сорта Siberian Light;
 P – среднее за истекший налоговый период значение курса доллара США к рублю
 $T_{\text{маг}}$ – средняя стоимость транспортировки нефти по магистральным трубопроводам до точки fob Приморск и fob Новороссийск.

Предложенная формула позволяет учитывать различия в ценах двух наиболее распространенных сортов российской нефти (Urals и Siberian Light).

В целях избежания ухода от налогообложения при расчете налоговой базы в качестве доходов возможно определять расчетный доход, возникающий в случаях, когда добытые углеводороды не реализуются, а подлежат переработке на давальческой основе или передаются в рамках подразделений одной компании. В этом случае расчетный доход будет определяться как произведение количества

переданного сырья на расчетную цену, публикуемую ФНС России. При расчете налоговой базы не будут учитываться доходы, не связанные с деятельностью по добыче углеводородного сырья (доходы от реализации имущества; процентные доходы; доходы от аренды; полученные дивиденды и прочее).

Расходы, учитываемые при определении налоговой базы, определяются в порядке, установленном главой 25 НК РФ с учетом общих правил трансфертного ценообразования, а также с учетом следующих особенностей:

- учитываются только расходы, непосредственно связанные с реализацией проекта (расходы на разведку, добычу и транспортировку). Прочие расходы, не связанные напрямую с деятельностью по добыче углеводородов, не учитываются при расчете налоговой базы;

- в целях равномерного признания расходов, связанных с выводом активов из эксплуатации, восстановлением окружающей среды и возникающих на завершающей стадии проектов, создается резерв под такие расходы. Размер отчислений, учитываемых в качестве расходов для целей расчета налоговой базы по СМПДУ, будет определяться в каждом налоговом периоде исходя из общей прогнозируемой суммы расходов на вывод основных средств из эксплуатации.

При этом расходы, учитываемые для целей определения налоговой базы по СМПДУ, будут приниматься с учетом корректирующего коэффициента, определяющего предельный уровень расходов, принимаемых для целей налогообложения.

В случае если по результатам деятельности на определенном месторождении у добывающей компании будет получен убыток, то его можно перенести на следующие периоды без ограничения по срокам или зачесть против прибыли на других месторождениях, которые также разрабатываются в рамках нового режима налогообложения прибыли от добычи углеводородов.

При расчете налоговой базы по СМПДУ для стимулирования осуществления капитальных вложений расходы на приобретение, сооружение, создание, приобретение основных средств и нематериальных активов (капитальные расходы) учитываются единовременно по мере понесения.

При определении налоговой базы по СНПДУ расходы на геологоразведочные работы учитываются по мере их понесения не зависимо от результата с коэффициентом 2,0. В результате у нефтегазовых компаний высвобождаются денежные средства в размере до 60% от величины расходов на геологоразведочные работы, что стимулирует осуществление таких работ, а также позволяет использовать высвобожденные средства для последующих инвестиций в капитальные вложения и осуществление ГРР.⁹⁰

Налоговым периодом будет являться календарный год. Отчетными периодами по СНПДУ являются первый квартал, полугодие и девять месяцев календарного года.

По результатам анализа зарубежной практики выявлено, что налоговая ставка СНПДУ может быть прогрессивной или фиксированной. Рассмотрим указанные варианты.

Вариант 1. Налоговая ставка СНПДУ будет являться прогрессивной.

В проекте Федерального закона N 342373-3 была предложена прогрессивная зависимость размера ставки НДС от уровня накопленной доходности (табл. 48). Вместе с тем наличие нескольких интервалов может привести к искусственному завышению налогоплательщиком своих расходов для уменьшения налоговой базы и ставки налога.

Таблица 48 – Ставки НДС⁹¹

Нижняя граница показателя накопленной доходности	Верхняя граница показателя накопленной доходности	Ставка НДС, %
1	2	3
<1	1	0
1	1,2	15
1,2	1,3	20
1,3	1,4	30
1,4	1,5	40
1,5	2	50
2	>2	60

⁹⁰ Определяется как произведение итоговой величины индексации (100%) на максимальную ставку СНПДУ (60%).

⁹¹ Составлено автором на основе проекта Федерального закона N 342373-3 [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании «КонсультантПлюс». – 2015. – Режим доступа:

<http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=PRJ;n=19164> (дата обращения: 17.08.2015).

С целью выработки мер, направленных на предотвращение завышения налогоплательщиком своих расходов для применения более низкой ставки налога, возможно использовать непрерывную зависимость ставки СНПДУ от величины накопленной доходности. Вместе с тем, поскольку объектом налогообложения СНПДУ является прибыль, то для определения ставки СНПДУ целесообразно использовать вместо показателя накопленной доходности показатель накопленной валовой рентабельности затрат, который определяется как отношение накопленной прибыли к накопленным расходам. Зависимость величины ставки СНПДУ от величины накопленной валовой рентабельности затрат может быть представлена следующей формулой.

$$TR = \frac{NP}{NP + 100\%}, \text{ где} \quad (26)$$

TR – налоговая ставка СНПДУ;

NP – показатель накопленной валовой рентабельности затрат.

При этом, в случае если накопленная рентабельность будет менее 0%, ставка СНПДУ будет равна 0%. А в случае если накопленная валовая рентабельность затрат превысит 150%, ставка СНПДУ составит 60%. Поскольку дальнейшее увеличение ставки с одновременным использованием налога на прибыль, взимаемого по ставке 20%, повлечет за собой почти полное изъятие прибыли у нефтегазовых компаний, максимальное значение ставки будет зафиксировано на уровне 60%. В табл. 49 отражена зависимость ставки СНПДУ от величины накопленной рентабельности.

Таблица 49 – Определение ставки СНПДУ

Значения показателя накопленной рентабельности (NP)	Ставка СНПДУ
1	2
менее 0%	0%
0%-150%	$\frac{NP}{NP+100\%}$
более 150%	60%

В результате ставка СНПДУ, рассчитанная по предложенному алгоритму, в целом соотносится с предложенными ранее ставками в законопроекте по НДС, а также ставками налога на сверхприбыль в Казахстане (табл. 50).

Таблица 50 - Соотношение ставок НДС и СНПДУ⁹²

Значение показателя накопленной доходности	Ставка НДС по законопроекту, %	Ставка налога на сверхприбыль (Казахстан), %	Значение показателя накопленной рентабельности, %	Ставка СНПДУ, %
1	2	3	4	5
0 – 1	0	0	<0	0
1 - 1,2	15	0	0-20	0-17
1,2 - 1,3	20	10	20-30	17-23
1,3 - 1,4	30	20	30-40	23-29
1,4 - 1,5	40	30	40-50	29-33
1,5 - 1,6	50	40	50-60	33-38
1,6 - 1,7	50	50	60-70	38-41
1,7 - 1,8	50	60	70-80	41-44
1,8 - 1,9	50	60	80-90	44-47
1,9 – 2,0	50	60	90-100	47-50
2,0-2,1	60	60	100-110	50-52
2,1-2,2	60	60	110-120	52-55
2,2-2,3	60	60	120-130	55-57
2,3-2,4	60	60	130-140	57-58
2,4-2,5	60	60	140-150	58-60
>2,5	60	60	>150	60

Таким образом, при применении варианта 1 ставка СНПДУ будет изменяться от 0% до 60%. Несмотря на то, что предложенная более плавная шкала СНПДУ в меньшей степени стимулирует искусственное завышение налогоплательщиками расходов для применения более низкой ставки налога, по причине отсутствия пороговых значений изменения ставки, возможность манипулирования налоговой ставкой сохраняется.

Вариант 2. Ставка СНПДУ будет фиксированной и единой для всех видов углеводородного сырья.

При определении размера фиксированной ставки СНПДУ необходимо учитывать уровень ставок, установленных в странах, облагающих добычу

⁹² Составлено автором на основе данных Global Oil and Gas Tax Guide 2015. Ernst & Young, 2015. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Ernst&Young. – 2015. – Режим доступа: <http://www.ey.com/GL/en/Industries/Oil---Gas/Global-oil-and-gas-tax-guide-2015> (дата обращения: 17.08.2015).

углеводородов только при помощи налогообложения прибыли. По результатам анализа законодательства указанных стран определено, что совокупная ставка указанных налогов составляет от 70 до 83% (таблица 51).

Таблица 51 – Ставки специального налога на прибыль от добычи углеводородов в зарубежных странах, %⁹³

Страна	Норвегия	Великобритания	Австралия	Дания	Венесуэла
1	2	3	4	5	6
Ставка специального налога	51	50	40	52	50
Ставка корпоративного налога	27	30	30	25	33,30
Совокупная ставка	78	80	70	77	83

Поскольку приведенная в табл. 51 величина совокупной ставки представляет собой сумму ставок стандартного корпоративного налога на прибыль и специального налога на прибыль, взимаемого в случае добычи углеводородов, то для определения размера возможной ставки СНПДУ вычтем из получившейся совокупной ставки стандартную ставку налога на прибыль, равную 20%. В результате размер ставок в анализируемой выборке варьируется от 50% до 63%. С целью определения наиболее оптимального размера налоговой ставки по СНПДУ проанализируем следующие варианты:

- Вариант 1 - 57% (нижнеквартильное значение);
- Вариант 2 - 58% (медианное значение);
- Вариант 3 - 60% (верхнеквартильное значение).

Поскольку после налогообложения прибыли нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородов у компаний должна сохраняться прибыль, также при определении ставки СНПДУ необходимо учитывать минимальный уровень рентабельности. В качестве такого значения возможно использоваться минимальное значение рентабельности, установленное в СРП «Сахалин-2» и равное 17,5% (при достижении указанного значения осуществляется

⁹³ Составлено автором на основе данных Global Oil and Gas Tax Guide 2015. Ernst & Young, 2015. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Ernst&Young. – 2015. – Режим доступа: <http://www.ey.com/GL/en/Industries/Oil---Gas/Global-oil-and-gas-tax-guide-2015> (дата обращения: 17.08.2015).

распределение ликвидной продукции между компанией-оператором и государством). Кроме того, необходимо принимать во внимание, что часть расходов не может быть принята при расчете налоговой базы (ввиду характера расходов, установленных пределов по сумме их принятия; отсутствия документального подтверждения и др.). Величина таких непринимаемых для целей налогообложения прибыли расходов обычно составляет около 5%. В результате вышеизложенного эффективные ставки⁹⁴ налога на прибыль и СНПДУ будут выше установленных значений (табл. 52).

Таблица 52 – Варианты номинальных и эффективных ставок налога на прибыль и СНПДУ, %

Вариант	Номинальная ставка		Эффективная ставка		Минимальный уровень рентабельности	Соотнош. с величиной прибыли
	Налог на прибыль	СНПДУ	Налог на прибыль	СНПДУ		
1	3	3	4	5	6	7
Вариант 1	20	57	21	60	17,5	98,4
Вариант 2	20	58	21	61	17,5	99,4
Вариант 3	20	60	21	63	17,5	101,5

Источник: составлено автором.

По результатам проведенного анализа, представленным на рис. 24, видно, что ставка СНПДУ, равная 60%, не позволяет оставлять компаниям необходимый минимальный размер рентабельности. Таким образом, ставка СНПДУ не должна быть более 58%.

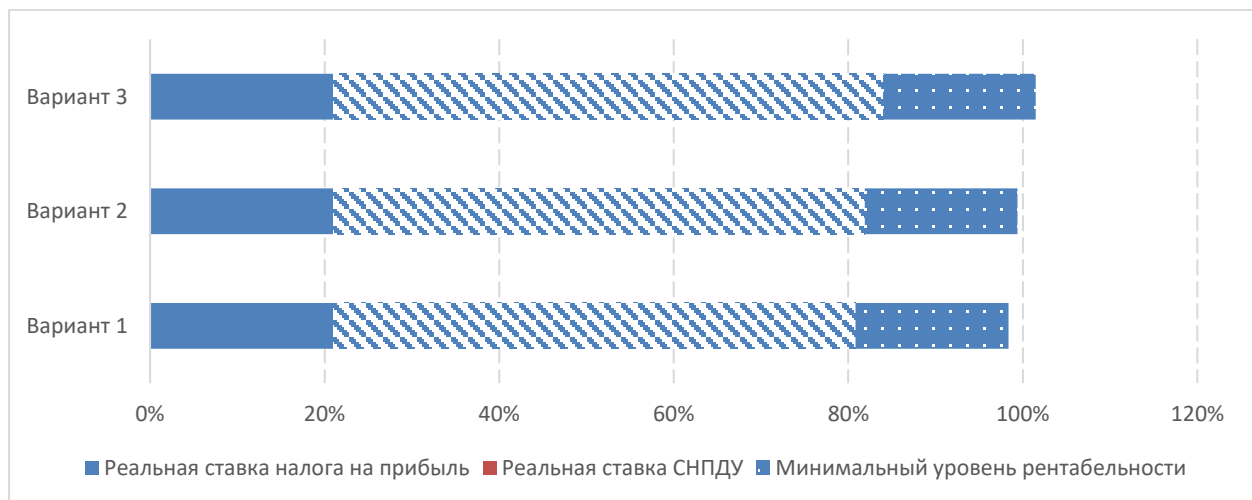


Рисунок 24 – Сравнение вариантов применения различных ставок СНПДУ

⁹⁴ Определяемая как соотношение фактической суммы исчисленного и уплаченного налога к величине фактической прибыли.

Сумма специального налога с прибыли от добычи углеводородов определяется как соответствующая налоговой ставке процентная доля налоговой базы. В течение отчетного периода налогоплательщики также исчисляют и уплачивают сумму ежемесячного авансового платежа. Размер авансового платежа определяется как $1/3$ от суммы СНПДУ, уплаченного в предыдущем квартале. По итогам отчетного (налогового периода) осуществляется корректировка суммы СНПДУ, которая подлежит уплате в бюджет, и суммы ранее уплаченных авансовых платежей по СНПДУ.

СНПДУ подлежит уплате в бюджет не позднее 28-го января года, следующего за прошедшим налоговым периодом. При этом ежемесячные авансовые платежи, подлежащие уплате в течение отчетного периода, уплачиваются в срок не позднее 28-го числа каждого из трех месяцев, следующего за истекшим отчетным периодом. Налогоплательщики СНПДУ обязаны предоставлять декларации по истечении каждого отчетного и налогового периода в налоговые органы по месту своего учета.

Каковы последствия введения в российскую налоговую систему специального налога на прибыль от добычи углеводородного сырья? Для ответа на данный вопрос смоделируем налогообложение добычи в рамках современной системы налогообложения и предлагаемого режима налогообложения прибыли от добычи углеводородного сырья.

Для оценки фискального эффекта разработаны две модели налогообложения добычи углеводородного сырья: на месторождении природного газа, расположенном в Саратовской области, и месторождении нефти, расположенном в Красноярском крае. Моделирование налогообложения добычи стабильного газового конденсата отдельно не осуществляется по причине небольшого объема его добычи (менее 3% от ежегодного объема добычи нефти), а также принимая во внимание то, что добыча стабильного газового конденсата обычно осуществляется одновременно с добычей нефти или природного газа. При этом зачастую добытый стабильный газовый конденсат смешивается с

добытой нефтью для осуществления их дальнейшей совместной транспортировки по единому нефтепроводу. Таким образом, сформулированные ниже выводы относительно налогообложения добычи нефти также применимы к добыче стабильного газового конденсата по причине схожести в условиях добычи этих углеводородов, стоимости транспортировки и их реализации.

Для построения моделей налогообложения добычи углеводородного сырья заданы следующие начальные параметры модели, применимые к добыче нефти и газа природного горючего (табл. 53).

Таблица 53 - Данные для построения моделей

Параметр модели	Значение
1	2
Период разработки месторождения	40 лет ⁹⁵
Ставка СНПДУ (Вариант 1 – прогрессивная ставка), %	0-60
Ставка СНПДУ (Вариант 2 – фиксированная ставка), %	58
Понижающие коэффициенты по НДС	Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти (Ккан) Коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов (Кв) Коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов газа горючего природного (Квг)

Расчет сумм налоговых поступлений в случае использования разных режимов налогообложения приведен в Приложениях 6 и 7. В рамках моделирования разделим весь период разработки месторождения – 40 лет на следующие периоды:

– период осуществления ГРП, эксплуатационного бурения и капитального строительства (1-5 год разработки месторождения) - осуществляется основной объем капитальных затрат, добыча углеводородов отсутствует или незначительна;

⁹⁵ Срок разработки нового месторождения с особыми условиями разработки определен исходя из среднего срока разработки месторождений в России, добыча на которых осуществляется на условиях СПП.

- период роста добычи (6-10 год разработки месторождения) - объем капитальных затрат снижается, добыча углеводородов постепенно растет;
- период стабилизации добычи (11-25 год разработки) - размер операционных затрат стабилен, добыча находится на пике или стабилизировалась;
- период падения добычи углеводородов (26-40 год разработки) - осуществляется бурение дополнительных эксплуатационных скважин, зарезка боковых стволов, добыча обводненной нефти.

Сравним размер налоговых поступлений при действующем режиме налогообложения и в случае введения СНПДУ (рис. 25-28).

В случае обложения добычи нефти СНПДУ на основании данных, представленных на рис. 25, видно, что в период действия понижающего коэффициента $K_{кан}$ в первые годы разработки поступления от НДС и вывозных таможенных пошлин больше, чем от СНПДУ (на 10 595 млн рублей), а при росте добычи во время действия указанного понижающего коэффициента СНПДУ обеспечивает большие фискальные поступления (на 28 860 млн рублей) с одновременным сохранением необходимого уровня прибыли нефтегазовых компаний.

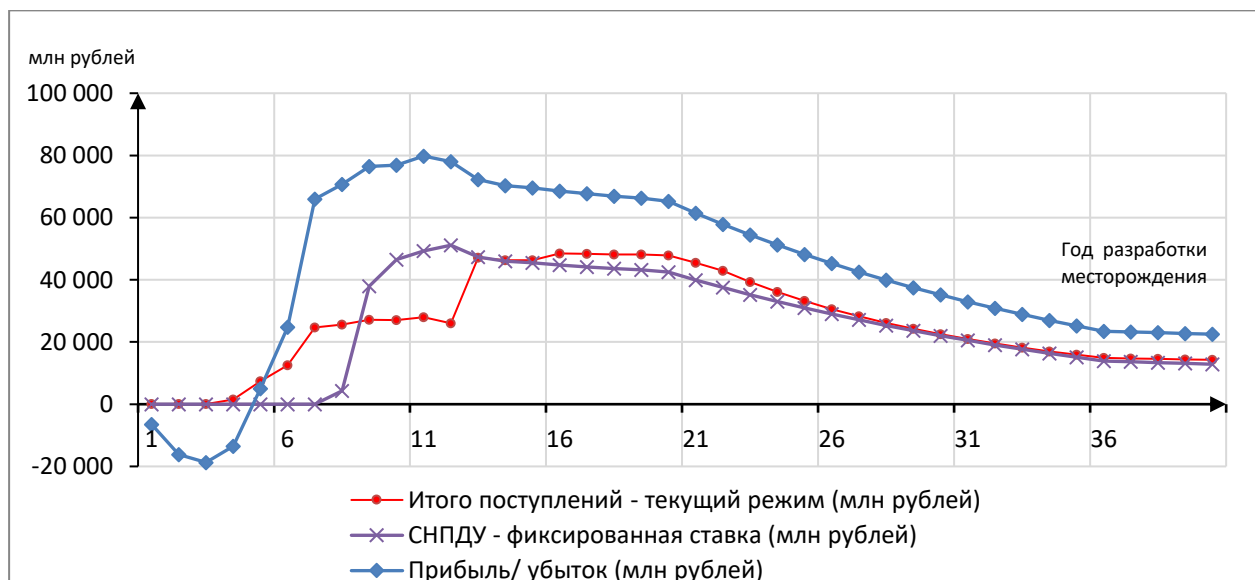


Рисунок 25 - Сравнение налогообложения добычи нефти в рамках текущего режима налогообложения и СНПДУ по фиксированной ставке

В результате такой особенности совокупные поступления СНПДУ за весь период разработки месторождения выше, чем от НДС на 39 455 млн рублей или

на 3%. Представленные данные также свидетельствуют о том, что величина СНПДУ находится в прямой зависимости от величины прибыли нефтегазовых компаний.

При применении СДПДУ по прогрессивной ставке сумма налоговых поступлений по сравнению с действующим режимом налогообложения меньше в первые годы (1-7 год) разработки на 46 197 млн руб. При этом в последующие периоды, в которых продолжает действовать понижающий коэффициент $K_{кан}$, в случае роста добычи СДПДУ, взимаемый по прогрессивной ставке, формирует большие фискальные поступления (на 12 275 млн руб.). Суммируя итоговые результаты применения НДС и СНПДУ по прогрессивной ставке, можно сделать вывод, что обложение добычи при помощи НДС обеспечивает большие фискальные поступления, однако в меньшей степени коррелирует с показателем прибыли от добычи и реализации углеводородов.

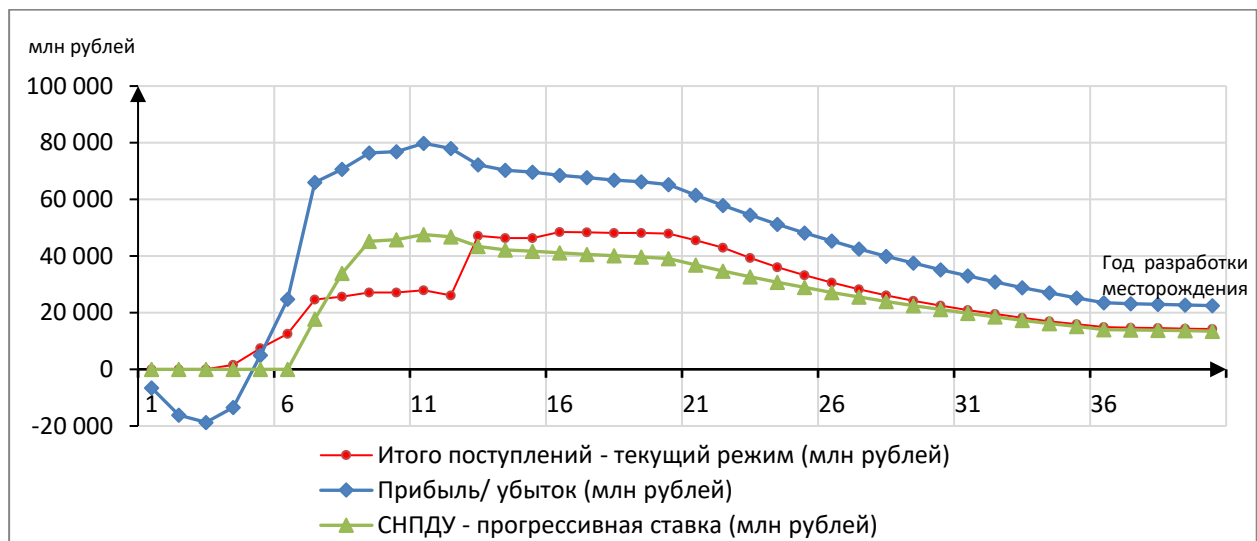


Рисунок 26 - Сравнение налогообложения добычи нефти в рамках текущего режима налогообложения и СНПДУ по прогрессивной ставке

Данные, представленные на рис. 27, свидетельствуют, что СНПДУ обеспечивает большие фискальные поступления за весь период разработки месторождения природного газа (40 лет), чем современная система налогообложения (на 2 162 млн рублей или на 46%). При этом в случае обложения добычи природного газа СНПДУ налог начинает поступать в более поздние периоды (с 5 года добычи), чем в случае обложения НДС (с 3 года

добычи). Данная особенность связана с особым механизмом расчета налоговой базы, который заключается в индексации осуществленных капитальных затрат, увеличивая таким образом период отсутствия фискальных поступлений.

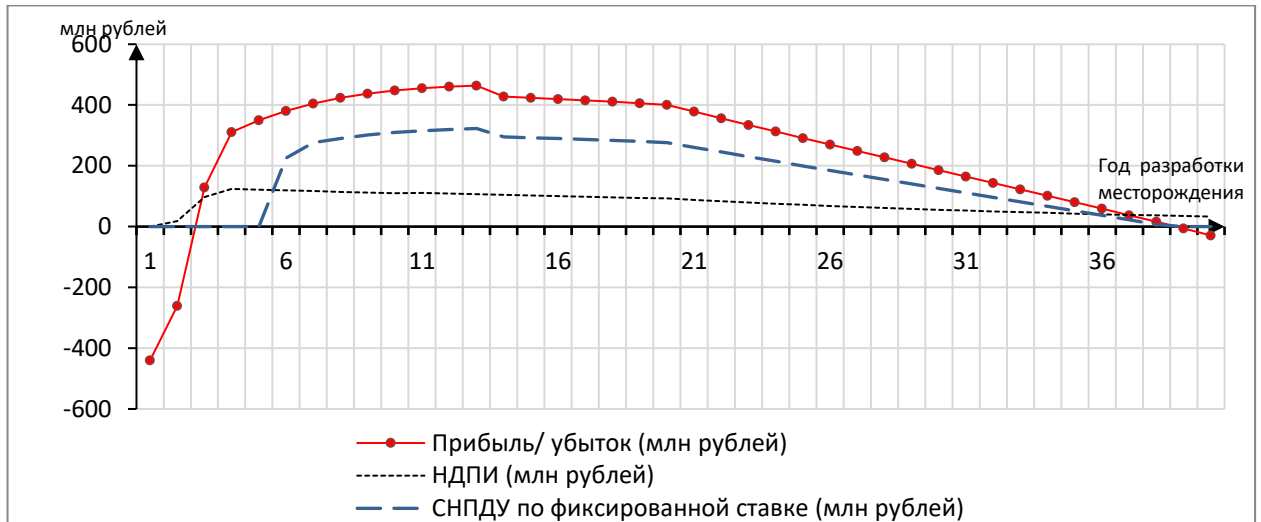


Рисунок 27 - Сравнение налогообложения добычи природного газа НДПИ и СНПДУ по фиксированной ставке

При этом дальнейшее налогообложение прибыли от добычи природного газа по единой ставке позволяет обеспечить наибольшие фискальные поступления в период стабилизации и роста добычи природного газа (с 5 по 16 годы разработки месторождения) на 46%.

Данные, представленные на рис. 28, свидетельствуют, что СНПДУ, взимаемый по прогрессивной ставке, также обеспечивает большие фискальные поступления за весь период разработки месторождения природного газа, чем современная система налогообложения (на 2 209 млн руб.).

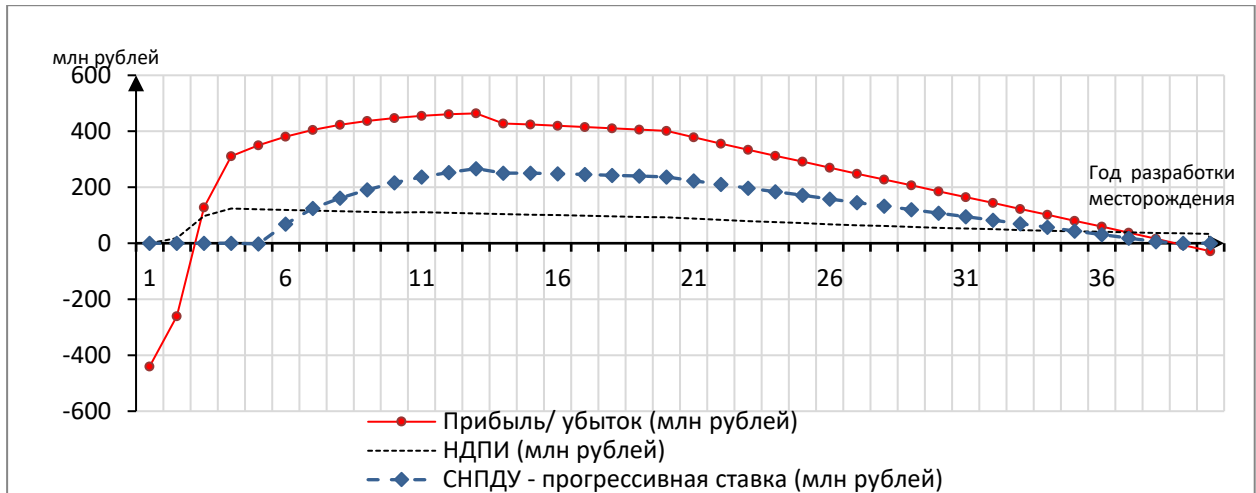


Рисунок 28 - Сравнение налогообложения добычи природного газа НДС и СНПДУ по прогрессивной ставке

Определим уровень фискальных поступлений по анализируемым режимам налогообложения. Для сравнительного анализа сумма фискальных поступлений в рамках действующего режима налогообложения принята за 100% (рис. 29).

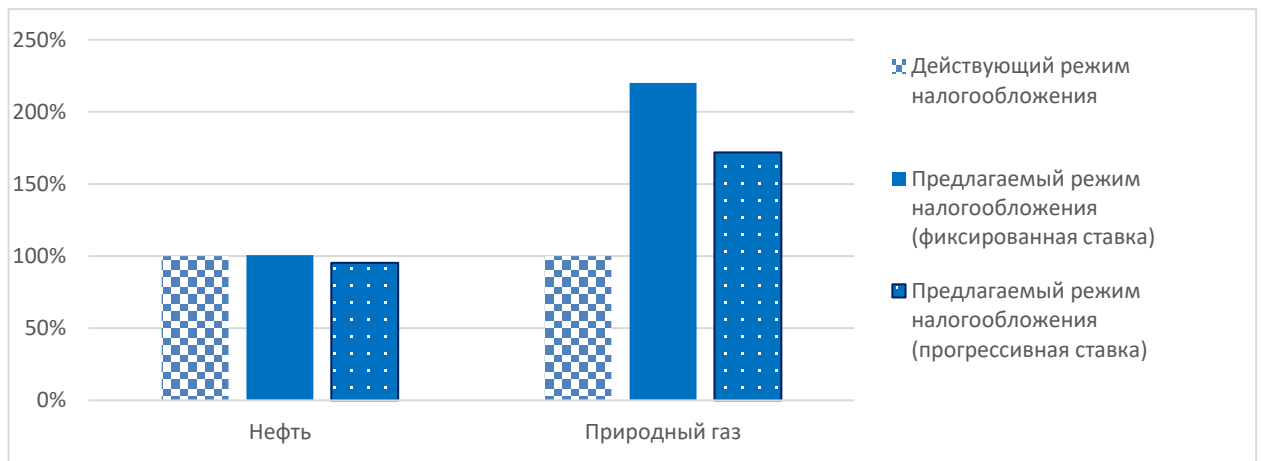


Рисунок 29 - Сравнение общей суммы поступлений в бюджет при различных режимах налогообложения

Согласно полученным данным, представленным на рис. 29 налогообложение добычи нефти СНПДУ по фиксированной ставке обеспечивают большие фискальные поступления (на 3%), чем в случае обложения добычи в рамках современной системы налогообложения. Однако СНПДУ равномерно распределяет налоговую нагрузку по стадиям проекта. При этом при налогообложении добычи природного газа СНПДУ обеспечивает значительно больший уровень фискальных изъятий, чем в рамках действующего режима

налогообложения (на 46%). Таким образом, в совокупности режим налогообложения добычи углеводородов, основанный на СНПДУ, дает больше фискальных поступлений на 3,3%.

Поскольку при разработке новых месторождений углеводородного сырья с особыми условиями добычи для обеспечения рентабельной добычи необходимо учитывать уровень прибыли добывающих компаний, определим режим налогообложения, при котором выше зависимость уровня фискальных изъятий от уровня прибыли. По нашим оценкам, величина СНПДУ за весь период разработки месторождения имеет наибольший по сравнению с НДС коэффициент корреляции с величиной прибыли, следовательно, лучше обеспечивается учет ставок налога от величины рентабельности (табл. 54).

Таблица 54 - Коэффициенты корреляции при разных режимах налогообложения

Налог	Добыча нефти	Добыча газа
1	2	3
СНПДУ (фиксированная ставка)	0,920	0,819
СНПДУ (прогрессивная ставка)	0,882	0,777
НДС и вывозные таможенные пошлины	0,733	0,710

Источник: расчеты автора

По результатам сравнения современной системы налогообложения и предлагаемых режимов налогообложения, основанных на налогообложении прибыли, было выявлено, что обложение добычи СНПДУ обеспечивает является наибольшие налоговые поступления за весь период разработки месторождения. Данный режим также является привлекательным и для инвестора поскольку:

1. СНПДУ не уплачивается до момента получения прибыли;
2. Расходы на амортизационные отчисления индексируются на 10%, освобождая средства для осуществления инвестиций и расширения геологической базы;

В результате сравнения современной российской системы налогообложения, основанной на НДС и вывозных таможенных пошлинах, с СНПДУ были выявлены следующие преимущества взимания СНПДУ по фиксированной ставке:

– единая ставка по сравнению со ступенчатой или скользящей ставкой позволяет избежать манипулирования налогоплательщиками своими расходами с целью уменьшения ставки налога ввиду отсутствия пороговых значений для изменения ставки;

– взимание СНПДУ по фиксированной ставке обеспечивает лучшую корреляцию с величиной прибыли добывающей компании, чем обложения НДС. Следовательно, обеспечивается пропорциональный рост (уменьшение) величины СНПДУ в зависимости от уровня прибыли;

– на основании данных проведенного математического моделирования определено, что взимание СНПДУ по фиксированной ставке обеспечивает большую сумму фискальных поступлений как при налогообложении добычи нефти (на 3%), так и при налогообложении добычи природного газа (на 46%);

– СНПДУ стимулирует нефтегазовые компании к более полной разработке месторождений и осуществлению дополнительных капитальных инвестиций для доразведки. Таким образом, обеспечивается более рациональное недропользование.

Учитывая исключительную важность нефтегазовой отрасли для российского бюджета, первоначально для анализа стимулирующего эффекта от внедрения в российскую систему налогообложения нового режима необходимо осуществить практическую реализацию данного режима налогообложения на пилотных месторождениях. Такими месторождениями могут по согласованию с нефтегазовыми компаниями и профильными министерствами (Минфин России, Минэнерго России) стать несколько новых месторождений, добыча на которых сопряжена с трудностями и которые расположены в сложных географико-климатических условиях, например, морские месторождения на континентальном шельфе в Арктике. В случае успешной реализации нового режима налогообложения на пилотных месторождениях он может быть распространен на все новые месторождения углеводородного сырья, эксплуатация которых не была начата до введения нового налога. Кроме того, поскольку ставка СНПДУ не зависит от уровня накопленной рентабельности или соотношения накопленных

доходов и расходов, в случае успешной апробации СНПДУ на новых месторождениях его возможно также применять и на месторождениях с высокой степенью выработанности для стимулирования их более полной разработки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенного диссертационного исследования сформулированы следующие выводы и предложения.

1. Ключевым понятием при налогообложении добычи углеводородного сырья является понятие ренты. Определение размера ренты и факторов, определяющих ее величину, является необходимым условием для формирования дифференцированной системы налогообложения. Определение размера горной ренты должно осуществляться за весь период разработки месторождения углеводородного сырья, включая период вывода объектов, используемых при добыче углеводородов, из эксплуатации. При этом, поскольку в начальной и завершающей стадии разработки месторождения углеводородного сырья размер ренты меньше, чем в период стабилизации добычи, система налогообложения должна обеспечивать разный уровень налоговой нагрузки исходя из стадий разработки месторождения. Так как размер ренты при добыче углеводородов зависит от уровня цен на углеводородное сырье; условий разработки месторождений углеводородного сырья, различия которых отражаются в величине расходов добывающей компании, и уровня рентабельности нефтегазовых компаний, то система налогообложения должна учитывать данные факторы. Учет данных факторов может быть обеспечен за счет изменения налоговой ставки в системах, основанных на обложении валового дохода, или при расчете налоговой базы в системах, основанных на обложении прибыли от добычи и реализации углеводородов.

2. Выбор метода дифференциации налогообложения добычи углеводородов зависит от объекта налогообложения. Наиболее полно факторы дифференциации учитываются в системах налогообложения, основанных на обложении прибыли от добычи и реализации углеводородного сырья, поскольку налоги с прибыли от добычи и реализации углеводородов позволяют автоматически учитывать различия в условиях разработки месторождений при определении размера фискальных изъятий за счет схожести алгоритма расчета

таких налогов с алгоритмом расчета горной ренты, образующейся при добыче углеводородного сырья. При этом налоговое администрирование систем налогообложения, основанных на обложении прибыли, сложнее и требует наличия развитого законодательства в области трансфертного ценообразования.

3. По результатам изучения зарубежного опыта налогообложения добычи углеводородного сырья на месторождениях, расположенных в схожих с Россией географико-климатических условиях, была выявлена трансформация объекта налогообложения и метода дифференциации при разработке месторождений с особыми условиями добычи (новые месторождения и месторождения с нетрадиционными запасами), которая заключается в переходе от налогообложения валового дохода к налогообложению прибыли от добычи и реализации углеводородов. Переход к налогообложению прибыли от добычи углеводородов в анализируемых странах обусловлен тем, что система налогообложения, основанная на обложении валового дохода, не позволяет учесть факторы, влияющие на размер ренты, которая образуется при добыче углеводородного сырья, при установлении размера налоговых изъятий при добыче углеводородов на месторождениях с особыми условиями добычи и, следовательно, не позволяет осуществить рентабельную разработку таких месторождений.

4. Налогообложение добычи углеводородов в России осуществляется при помощи НДС, который взимается с количества добытых углеводородов. В течение последних лет произошла трансформация расчета ставок НДС, которая выразилась в усилении дифференциации ставок в зависимости от условий разработки месторождений. Вместе с тем единый подход к обеспечению дифференцированного налогообложения добычи на разных месторождениях отсутствует. Дифференциация ставок НДС осуществляется обособленно для разных видов углеводородного сырья при помощи несвязанных между собой, иногда дублирующих друг друга способов (пониженные адвалорные ставки; понижающие коэффициенты; налоговые вычеты). В результате современная дифференциация ставок НДС при добыче разных видов углеводородного сырья

приводит к увеличению налоговой нагрузки на «новых» и выработанных месторождениях и в недостаточной степени облагает разработку месторождений, добыча на которых стабилизировалась. Также характерной особенностью является неравная налоговая нагрузка при добыче разных видов углеводородов.

Однако в результате установления схожих формульных алгоритмов дифференциации ставок НДС при добыче нефти, природного газа и стабильного газового конденсата существуют предпосылки для установления единой системы дифференциации ставок НДС, обеспечивающей максимальный учет условий разработки месторождений углеводородного сырья.

5. Современная российская система налогообложения добычи углеводородного сырья положительно зарекомендовала себя с фискальной стороны. В этой связи необходимо сохранить налогообложение, основанное на взимании НДС для месторождений, добыча на которых стабилизировалась, с целью поддержания существующего уровня фискальных поступлений от отрасли. Для обеспечения дифференцированного налогообложения добычи на таких месторождениях для всех видов углеводородного сырья необходимо создать единый алгоритм расчета ставки НДС с целью формирования единой системы учета условий добычи углеводородного сырья в долгосрочной перспективе. Ключевыми задачами при формировании единого алгоритма расчета ставок НДС для всех видов углеводородного сырья являются:

- инвентаризация существующих налоговых льгот и анализ их влияния на инвестиционную активность компаний;
- обеспечение максимального учета факторов дифференциации добычи углеводородного сырья (горно-геологические; географико-климатические; экономические);
- недопущение резкого увеличения ставок НДС в краткосрочные периоды;
- формирование единой системы предоставления льгот, устанавливающей льготное налогообложение с учетом особенностей добычи и расположения месторождения, а не индивидуально исходя из потребностей

определенного проекта или экономических показателей определенной нефтегазовой компании.

Создание единого алгоритма расчета ставок НДС для всех видов углеводородного сырья должно быть осуществлено с учетом факторов, влияющих на размер ренты, образующейся при добыче углеводородов и включающей базовую величину, обеспечивающую необходимый уровень рентабельности; коэффициенты, учитывающие уровень цен на соответствующий вид углеводородов, и коэффициенты, учитывающие условия добычи. Совершенствование дифференциации ставок НДС может быть осуществлено посредством замены адвалорных ставок и налоговых вычетов соответствующими понижающими коэффициентами; введения новых понижающих коэффициентов, учитывающих уровень инфляции и условия добычи на морских месторождениях.

6. Для успешной разработки месторождений в труднодоступных регионах система налогообложения должна учитывать условия добычи на них и обеспечивать рентабельную разработку. Ввод в эксплуатацию и разработка месторождений с особыми условиями добычи возможны только в случае установления режима налогообложения, основанного на обложении прибыли нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородного сырья, либо в рамках режима налогообложения, основанного на обложении валового дохода, с освобождением от налогообложения в течение первых лет разработки месторождения. При этом освобождение добычи от налогообложения в первые годы разработки сопряжено со следующими рисками. Во-первых, освобождение от налогообложения в первые периоды разработки месторождения может не соотноситься с реальной ситуацией, поскольку расчет периода действия льгот осуществляется исходя из плановых значений. В результате может возникнуть ситуация, при которой даже при высокой рентабельности компания может применять льготы. Во-вторых, дальнейшая разработка месторождений с особыми условиями добычи также может потребовать предоставления налоговых льгот (например, месторождения сланцевой нефти в США).

Следовательно, налогообложение добычи углеводородов на месторождениях с особыми условиями целесообразно осуществлять при помощи специального налога на прибыль от добычи и реализации углеводородов.

7. Налогообложение прибыли нефтегазовых компаний от добычи и реализации углеводородов может быть основано на взимании специального налога на прибыль от добычи углеводородов по прогрессивной (от 0% до 60%) или фиксированной ставке равной 58%. Данный налог будет взиматься вместо НДС на месторождениях, степень выработанности запасов которых по состоянию на 01.01.2017 года не превысила 1%.

Объектом налогообложения будет являться прибыль нефтегазовых компаний от добычи углеводородного сырья на месторождениях, которая определяется как разница между доходами от реализации добытого углеводородного сырья и операционными и капитальными расходами, связанными с добычей углеводородного сырья.

Налоговой базой будет являться денежное выражение прибыли от добычи и реализации углеводородов с учетом следующих особенностей:

- доходы, используемые при расчете налоговой базы, не должны быть ниже вменённого дохода, определенного исходя из расчетных цен реализации углеводородов, публикуемых ФНС;

- в ситуациях, когда добытые углеводороды не реализуются, а перерабатываются по давальческой схеме, при расчете налоговой базы будет использоваться вменённый доход, определенного исходя из расчетных цен реализации углеводородов, публикуемых ФНС;

- расходы, учитываемые для целей определения налоговой базы по СМПДУ, будут приниматься с учетом корректирующего коэффициента, определяющего предельный уровень расходов, принимаемых для целей налогообложения;

- капитальные расходы учитываются единовременно по мере их осуществления;

– для стимулирования осуществления геологоразведочных работ величина расходов на геологоразведку, учитываемых при расчете налоговой базы по СНПДУ, будет приниматься с коэффициентом 2.

Сумма специального налога с прибыли от добычи углеводородов определяется как соответствующая налоговой ставке процентная доля налоговой базы. В течение отчетного периода налогоплательщики также исчисляют и уплачивают суммы ежемесячных авансовых платежей.

Размер авансового платежа в отношении первых двух месяцев каждого квартала определяется как $1/3$ (одна третья) от суммы СНПДУ, уплаченного в предыдущем квартале. По итогам отчетного (налогового периода) осуществляется корректировка суммы СНПДУ, которая подлежит уплате в бюджет, и суммы ранее уплаченных авансовых платежей по СНПДУ.

По результатам анализа были выявлены следующие преимущества взимания СНПДУ по фиксированной ставке:

– единая ставка по сравнению с изменяющейся ставкой позволяет избежать манипулирования налогоплательщиком величиной расходов для применения более низкой ставки налога;

– государство начинает получать налоговые доходы в более ранние периоды разработки месторождения;

– стимулируется осуществление дополнительных инвестиций и более полная выработка запасов ввиду наличия особого механизма индексации капитальных затрат при расчете налоговой базы.

На основании проведенного математического моделирования установлено, что в случае обложения добычи углеводородов СНПДУ по фиксированной ставке фискальные поступления, получаемые государством, превышают совокупные фискальные поступления от обложения деятельности нефтегазовых компаний НДС и налогом на прибыль.

Учитывая исключительную важность нефтегазовой отрасли для российского бюджета апробацию нового налога следует осуществить в отношении нескольких месторождений. Такими месторождениями могут стать

новые месторождения, промышленная разработка которых еще не была начата и которые расположены в сложных географико-климатических условиях, например, морские месторождения на континентальном шельфе в Арктике. В случае успешной апробации нового режима налогообложения на проектных месторождениях его можно распространить на все месторождения углеводородного сырья, промышленная эксплуатация которых не была начата до вступления в силу нового режима налогообложения и которые расположены в сложных географико-климатических условиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конституция Российской Федерации (принята всенародным голосованием 12.12.1993) (ред. от 21.07.2014) [Электронный ресурс] // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс» (дата обращения: 17.08.2015 г.).
2. Декрет Совнаркома РСФСР от 30.04.1920 «О недрах земли» [Электронный ресурс] // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс» (дата обращения: (дата обращения: 24.11.2014 г.).
3. Постановление ВЦИК от 07.07.1923 «Положение о недрах земли и разработке их» [Электронный ресурс] // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс» (дата обращения: 24.11.2014 г.).
4. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть первая) от 31.07.1998 N 146-ФЗ (ред. от 29.12.2014) [Электронный ресурс] // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс» (дата обращения: 17.08.2015 г.).
5. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 29.12.2014) [Электронный ресурс] // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс» (дата обращения: 17.08.2015 г.).
6. Таможенный кодекс Таможенного союза (приложение к Договору о Таможенном кодексе Таможенного союза, принятому Решением Межгосударственного Совета ЕврАзЭС на уровне глав государств от 27.11.2009 N 17 (ред. от 10.10.2014) // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс» (дата обращения: 17.08.2015 г.).
7. Закон РФ от 21.05.1993 N 5003-1 (ред. от 24.11.2014) «О таможенном тарифе» // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс» (дата обращения: 17.08.2015 г.).
8. Закон Российской Федерации № 2395-1 от 21.02.1992 года «О недрах» [Электронный ресурс]. – СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 17.08.2015 г.).

9. Федеральный закон от 30.12.1995 N 225-ФЗ (ред. от 19.07.2011) «О соглашениях о разделе продукции» [Электронный ресурс]. – СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 17.08.2015 г.).

10. Постановление ВС РФ от 25.02.1993 N 4546-1 «Об утверждении Положения о Государственном внебюджетном фонде воспроизводства минерально - сырьевой базы Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 1.11.2014 г.).

11. Постановление Комитета цен при Министерстве экономики РФ от 18 мая 1992 г. № 4 «Об утверждении ставок отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы» [Электронный ресурс]. – СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 23.11.2014 г.).

12. Постановление Правительства РФ от 28 октября 1992 г. № 828 «Об утверждении Положения о порядке и условиях взимания платежей за право на пользование недрами, акваторией и участками морского дна» [Электронный ресурс]. – СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 17.08.2015 г.).

13. Постановление Правительства РФ от 3 ноября 1994 г. № 1212 «Об изменении предельного уровня регулярных платежей за право на добычу угля» [Электронный ресурс]. – СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 17.08.2015 г.).

14. Приказ ФНС России от 30.05.2007 N ММ-3-06/333@ [Электронный ресурс]. – СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 17.08.2015 г.).

15. Постановление ЦК КПСС, Совмина СССР от 04.10.1965 N 729 «О совершенствовании планирования и усилении экономического стимулирования промышленного производства» «Свод законов СССР», т. 5, с. 7, 1990 г.

16. Проект Федерального закона от 17.12.2008 N 342373-3 «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации, а также о внесении изменений в другие акты законодательства Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 24.11.2014 г.).

17. Федеральный закон от 30.12.1995 N 224-ФЗ «О ставках отчислений на воспроизводство минерально - сырьевой базы» [Электронный ресурс]. – СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 24.11.2014 г.).

18. Федеральный закон от 08.08.2001 N 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» [Электронный ресурс]. – СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 1.11.2014 г.).

19. Федеральный закон от 24.11.2014 N 366-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 17.08.2015 г.).

20. Агузарова Ф.С., Корнаева К.Т. Природные ресурсы Российской Федерации: налоговый аспект // Налоги и налогообложение. - 2015. - № 8. - С. 597-604.

21. Агузарова Л.А., Моргоева А.Х. Некоторые особенности налогообложения природопользования в Российской Федерации // Налоги и налогообложение. – 2016. – № 3. – С. 247 – 252.

22. Андрюшин С.А., Кимельман С.А. Горная рента: экономическая природа, факторы формирования и механизмы изъятия // Финансы. - 2004. - № 5. - С. 16-19.

23. Андрюшин С.А., Кимельман С.А. Экономика рентных отношений в условиях современной России // Вопросы экономики. – 2005. - № 2. – С. 83-94

24. Астахов А.С. Оценка фактора времени и его учет в экономике горной промышленности. – М.: ИГД, 1966. – 46 с.

25. Батурин Ю.Е. Методика дифференциации налога на добычу полезных ископаемых // Минеральные ресурсы России. - 2005. - № 1. - С. 58-61.

26. Белов Ю.П., Макаркин Ю.Н. Рентный механизм дифференциации налогообложения в недропользование // Минеральные ресурсы России. – 2005. – № 1. – С. 53-58.
27. Бушуев В.В., Конопляник А.А., Миркин Я.М. и др. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. – М.: ИД «Энергия», 2013. - 344 с.
28. Волконский В.А., Лифшиц В.Н., Смоляк С.А., Оценка природной ренты и ее роль в экономике России. – М.: Институт экономических стратегий, 2003. – С. 16-18.
29. Володомонов Н.В. Горная рента и принципы оценки месторождений. – М.: Metallurgizdat, 1959. – 80 с.
30. Временная типовая методика экономической оценки месторождений полезных ископаемых. ГКНТ СССР, Госкомцен СССР. - М.: 1979.- 40 с.
31. Выгон Г. Налогообложение нефтяной отрасли: от маневра к реформе // Нефтегазовая вертикаль. - 2013. - № 21. - С. 34-38.
32. Галаган А.А. Из истории налогообложения российской нефтяной промышленности в XIX – начале XX в. // Предвестие эры нефти. М. 2003. – 244 с.
33. Глазьев С.Ю. Благосостояние и справедливость: как победить бедность в богатой стране. - М.: Б.С.Г.- ПРЕСС, 2003. - 192 с.
34. Гофман К.Г. Экономическая оценка природных ресурсов в условиях социалистической экономики. – М.: Наука, 1977. - 205 с.
35. Гришин В.И., Слепов В.А., Рябухин С.Н., Дзарасов Р.С., Устюжанина Е.В., Быстров А.В., Акуленко Н.Б., Чалова А.Ю., Караваяева И.В. Федеральный бюджет Российской Федерации в условиях национальной и глобальной неопределенности // Федерализм. - 2015. - № 4 (80). - С. 147-170.
36. Грызунова Н.В. Экологоориентированное развитие предприятий в интересах налогового планирования: автореферат к диссертации ... доктора экономических наук, Москва, 2008. – С. 17-24
37. Губина О.В., Тоскунина В.Э. Особенности развития горнопромышленных территорий // Вестник Поморского государственного университета. - 2006. - №1 (9). - С. 4-11.

38. Данилов-Данильян В.И. Методологические аспекты исчисления и использования замыкающих затрат // Экономика и математические методы, - 1987. - т. 23, выпуск 3. - С. 134-138.
39. Ежов С.С. Регулирование экономических отношений между государством и пользователем недр в добыче нефти: автореферат к диссертации ... доктора экономических наук, Тюмень, 2007. – С. 18-20.
40. Зозуля В.В. Формирование системы налогообложения пользования возобновляемыми природными ресурсами: теория, методология, практика. Монография. - М.:Нано ТехноПрайд, 2010. - 136 с.
41. Зозуля В.В. Проблемы платности за пользование природными ресурсами. Сборник научных работ Харьковского национального экономического университета. - Харьков, 2010. - № 4(80). – С. 10-14.
42. Иршинская Л.И. На основе консенсуса: Росэнерго выработало проект дифференциации НДС для нефтедобычи // Нефть и капитал. - 2005. - № 10 – С. 38-40.
43. История Министерства финансов России. В 4 т. Том 2 / Авторский коллектив – М. ИНФРА-М, 2002. – 420 с.
44. Канторович А.Э. Экономический расчет наилучшего использования ресурсов. – М.: Издательство АН СССР, 1959. – 346 с.
45. Канторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Горная рента в нефтяной промышленности // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. - № 3. – С. 51-65
46. Кимельман С., Подольский Ю. Ниже оптимизма, выше пессимизма. Возможное развитие нефтяного комплекса России до 2030 года // Нефтегазовая вертикаль. - 2010. - № 6. - С. 14-18
47. Клубничкин М.К. С нового года нефтяники будут мечтать о дешевой нефти. // НефтьГазПраво – 2006. - № 6. – С. 37-39
48. Колчин С.П. Налоги в Российской Федерации. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2012. - 271 с.

49. Комаров М.А., Белов Ю.П. Реализация права собственности государства на недра через изъятие природной ренты // Вопросы экономики. – 2000. - № 8. - С. 71-83.
50. Комаров М.А., Белов Ю.П., Мокасырных О.С. Рентное налогообложение в недропользовании// Минеральные ресурсы России: экономика и управление. – 1998. - № 3. – С. 31-43.
51. Комиссарова Е.Н. Реформирование налоговой политики в нефтяной отрасли России // Финансовое право. - 2009. - N 11. – С. 51-63
52. Конопляник А.А. Американская сланцевая революция: последствия неотвратимы // «ЭКО». - 2014. - №5. - С. 111-126.
53. Конопляник А.А. Международные механизмы защиты иностранных инвестиций в ТЭК и расширенный/обновленный пакет ДЭХ и связанных с ним инструментов. // «Нефть, газ и право». – 2014. - №4. - С. 51-63.
54. Конопляник А.А. Пять факторов освоения шельфа. - «Нефть России». – 2014. - № 1. - С. 4-7.
55. Коржубаев. А. Рентный рычаг // Нефть России. – 2006. - № 11. – С. 79-82.
56. Крылова О.В. Освоение шельфовых нефтегазовых месторождений: обзор налоговых инструментов // Налоговая политика и практика. - 2008. - N 7. – С. 71-83.
57. Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Токарев А.Н., Шмат В.В. Региональные аспекты реформирования налоговой системы в нефтегазовом секторе России. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2001. – С. 81-93.
58. Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Подходы к дифференциации налогообложения в газовой промышленности. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2006. – 511 с.
59. Львов Д.С. Вернуть народу ренту. – М.: Изд-во Эксмо 2004. – 340 с.
60. Львов Д.С. Чья это рента? // Экономика и жизнь. – 2003. - № 9. - С. – 10-14.

61. Львов Д.С., Кимельман С.А., Пителин А.К. О проблеме рентного налогообложения. // Экономическая наука современной России. – 2004. - № 3. – С. 5 – 16.
62. Ложникова А.В Рента и рентная политика: трансформация в условиях модернизации экономики России: автореферат диссертации ...доктора экономических наук. – Томск: ТГУ, 2011. - 23 с.
63. Ложникова А.В. Образование и присвоение сверхприбыли в результате масштабной экономии на явных издержках, связанных с воспроизводством человеческого капитала в России // Вестник ТГУ: Серия «Экономика». – 2011 . - №3 (15). – С. 32-40.
64. Майзель Л.Л. Проблемы горной ренты и планирование дифференциальной рентабельности в угольной промышленности. – М.: ЦНИИЭИ-уголь, 1968. – 240 с.
65. Малышев Б.С. Рента: монография / Б.С. Малышев. Благовещенск. Изд. АмГУ, 2005. – 250 с.
66. Маркс К. Капитал. Критика политической экономии. Книга III. Процесс капиталистического производства, взятый в целом. М.: Политиздат, 1968. – 1080 с.
67. Маршавина Л.Я. Анищенко В.А. Налоговые методы стимулирования разработки месторождений углеводородного сырья в российской Арктике // Сборник научных трудов кафедр финансового факультета и финансово-учетного кластера РЭУ им. Г.В. Плеханова «Финансовые резервы экономического роста в России». – Москва, 2016. – С. – 132-144.
68. Маршалл А. Принципы политической экономии / М.: Издательство Прогресс, 1983. - 416 с.
69. Налогообложение минерально-сырьевого сектора экономики / Бобылев Ю.Н., Турунцева М.Ю. М.: Ин-т Гайдара, 2010. – 90 с.
70. Новиков В.Е., Дербенева Г.Ф. Финансово-экономические последствия выравнивания цен на нефть и нефтепродукты на внутреннем и внешних рынках России // Вестник экономической интеграции. – 2012. - №3. - С. 14-17.

71. Новиков В.Е., Ревин В.Н. Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты как инструмент структурной перестройки нефтяного экспорта и увеличения доходов бюджета // Вестник Российской таможенной академии. – 2012. - №2. - С. 23-29.

72. Новиков В.Е. Оценка последствий перехода к новой модели сырьевого сектора с целью обеспечения равномерного изъятия ренты и инновационного развития экономики // Вестник экономической интеграции. – 2012. - №2. - С. 41-43.

73. Орешкин М.С. Стабилизация нефтяного рынка выведет российскую экономику на трендовый рост // Финансы. – 2016. - № 1. - С. 20-22.

74. Оськин П. А. Фиксированные рентные платежи // Большая советская энциклопедия. — М.: Советская энциклопедия, 1978. – 1080 с.

75. Павлова Л.П., Понкратов В.В., Блошенко Т.А., Ефимов А.В., Юмаев М.М. Налогообложение недропользования в Российской Федерации: Монография. М.: Воентехиниздат, 2009. - 496 с.

76. Палювина А.С., Каширина М.В. Современные проблемы развития налогообложения нефтяного сектора в России // Налоги и налогообложение. – 2016. – № 2. – С. 170 - 178.

77. Пансков В.Г., Крылова О.В. Налоговые аспекты освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа России // Налоговый вестник. - 2008. - № 11. - С. 32-36.

78. Перчик А.И. Вопросы экономики проектирования и разработки нефтяных и газовых месторождений США. М.: ВНИИОЭНГ, 1974. - С. – 346.

79. Перчик А.И. Налогообложение нефтегазодобычи. Право. Экономика. – М.: 2004. - С. – 344.

80. Петраков Н.Я. Нефть: благо или проклятие России? // Вестник Российской академии наук. - 2006. - Т. 76. - № 4. - С. 291-295.

81. Пожарицкий К.Л. Основы оценки месторождений полезных ископаемых. - М., Изд. СОПС АН СССР, 1957. – С. 154.

82. Понкратов В.В. Совершенствование налогообложения добычи нефти в Российской Федерации // Вестник ИжГТУ. - 2010. - № 4. - С. 21-25.
83. Путин В.В. Минерально-сырьевые ресурсы в стратегии развития российской экономики // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2006. - N 3. - С. 5-7.
84. Разовский Ю.В. Горная рента. – М.: Экономика, 2000. – 221 с.
85. Разовский Ю.В., Булат С.А., Макаркин Ю.Н., Савельева Е.Ю. Новые виды горной ренты. // Горный журнал. Известия вузов, 2010. – № 1. – С. 20 – 27.
86. Разовский Ю.В., Булат С.А., Савельева Е.Ю. Оценка горной ренты. Монография. – М.: Из-во СГУ (Современный гуманитарный университет), 2009. – 131 с.
87. Рат Й. Соглашения о разделе продукции: анализ правового регулирования отношений в сфере реализации в Российской Федерации. Волтерс Клувер, 2008. – 68 с.
88. Рикардо Д. Сочинения. Т. I. Начала политической экономии и налогового обложения. – М.: Госполитиздат, 1955. – 360 с.
89. Романчишин Г.А., Гусейнов Ч.С. Освоение ресурсов шельфа - прерогатива государства. // Бурение и нефть. – 2007. - № 7-8. – С. 64-67.
90. Слепов В.А. Федеральный бюджет на 2014–2016 гг. в условиях финансовой турбулентности // Вестник Российского экономического университета им. Г.В. Плеханова. - 2013. - № 11 (65). - С. 11-16.
91. Смертин К.Б., Блажевич Е.В. Влияние изменений в налоговой системе на экономическую эффективность разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2007. - N 4. - С. 104 - 105.
92. Смирнов А. Проблемы регулирования нефтегазового комплекса России // Общество и экономика. - 2003. - № 10. – С. 138-140.
93. Смит А. Исследование о природе и причинах богатства народов. – М.: Соцэкгиз, 1962. – 684 с.
94. Струмилин С.Г. История черной металлургии в СССР // Акад. наук СССР. Т. 1. – М.: Акад. наук СССР, 1954. – 535 с.

95. Татаркин А.И., Тоскунина В.Э. Рентные отношения в недропользовании // Экономика Северо-Запада: проблемы и перспективы развития. – 2003. - №3. – С. 17-22.

96. Татаркин А.И., Тоскунина В.Э. Рентные отношения в недропользовании // Экономика Северо-Запада: проблемы и перспективы развития. – 2003. - №3. – С. 20-22.

97. Токарев А.Н. Налогообложение нефтегазового сектора Российской Федерации: роль регионов // Международный бухгалтерский учет. - 2013. - № 5. – С. 35-38.

98. Токарев А.Н. Возможности перехода нефтяной промышленности России на траекторию инновационного развития. // Сибирская финансовая школа. - 2011. - № 2. - С. 167-174.

99. Тоскунина В.Э. Программно-функциональный подход к освоению нефтегазовых ресурсов новых регионов: автореферат к диссертации. ...доктора экономических наук. - СПб.: СПГГИ им. Г.В. Плеханова, - 2007. – 45 с.

100. Тоскунина В.Э. Освоение ресурсов углеводородного сырья и проблемы развития добывающих регионов // Проблемы региональной экономики. -2006. - №1-2, - С.145-158.

101. Тоскунина В.Э. Эволюционный подход к формированию программы развития нового нефтегазового региона // Экономика региона. – 2006. - №2 (6). - С. 37–48.

102. Умаев А.А. Процессы капиталистического развития в сельском хозяйстве Азербайджана в конце XIX – начала XX вв. Баку: Тахсил, 2002, - С. 528-530.

103. Фадлалла А.Р. Инновационный подход к исчислению и распределению природной ренты (на примере нефтяного комплекса РФ): автореферат к диссертации ... кандидата экономических наук. - М.: МГИУ, 2012. - 37 с.

104. Фатеев А. До последней капли нефти // Нефть России. - 2012. - N 2. - С. 21 -25.

105. Федоренко Н. П., Гофман К. Г., Попов П., Социалистическое природопользование: Экономические и социальные аспекты - М. Экономика, 1980. - 215 с.

106. Фефелов В.С. Анализ методов определения платы за недра на горных предприятиях // Известия вузов. Горный журнал. – 1993. - №3. – С. 69-74.

107. Фридман Д., Ордуэй Н. Анализ и оценка приносящей доход недвижимости. – М.: Дело, 1997. – 480 с.

108. Хазанов Л.Г. Эволюция теории горной ренты. // Горный информационно-аналитический бюллетень. (научно-технический журнал) Mining informational and analytical bulletin (scientific and technical journal). - 2005. - № 11. - С.335-338.

109. Халимов Э.М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. - № 11. - С.35-38.

110. Хаммер У. Основы нефтегазового законодательства Норвегии. // Энергетическое право. – 2012. - № 2. - С. - 115-143.

111. Чернявский С.В. Структура цены и место рентных доходов в ней (расчет падения рентабельности от добычи нефти до ее продажи) // Экономика и управление: проблемы, решения. – 2012. - №12. – С. - 15-19.

112. Шкатов В.К. Дифференциальная земельная рента в добывающей промышленности и рациональное использование природных богатств // Учет природного и географического факторов в ценообразовании. – М.: Наука, 1964. – 150 с.

113. Шкатов В.К., Шкрабова Г.А. Анализ практики применения фиксированных (рентных) платежей и пути ее совершенствования. - В сб.: Рентные платежи в СССР. М., 1974. - С. 111-140.

114. Шувалова Е.Б., Никитин И.С. К вопросу о природной ренте // Экономика, статистика и информатика. Вестник УМО. – 2011. – № 2. – С. 137–143.

115. Шувалова Е.Б., Левицкая Е.Ю. Трансформация налоговой системы в области специальных налоговых режимов // Экономика, статистика и информатика. Вестник УМО. – 2014. - № 4. – С. 122-128.
116. Шувалова Е.Б., Юрченкова Н.В. Особенности налогового контроля по консолидированной группе налогоплательщиков // Экономика, статистика и информатика. Вестник УМО. –2014. - № 6-2. – С. 370-374.
117. Яковец Ю.В. Рента, антирента, квазирента в глобально-цивилизационном измерении. – М.: Академкнига, 2003. – 240 с.
118. Adam St., Browne J. - A Survey of the UK Tax System. The institute for Fiscal Studies, Briefing note. - 2006. - No. 9. - P. 20-24.
119. Butcher, B. D. Alaska's Oil and Gas Fiscal Regime: A Closer Look from a Global Perspective. Alaska: Alaska Department of Revenue. 2012. - P. 49-62.
120. David, M.R. Upstream Oil and Gas Agreements. London: Sweet & Maxwell, 2006. - P. 67-76.
121. Dizard J. Familiar echoes in shale gas boom // Financial Times. – 2012. – P. 88-99.
122. Freebairn, J., & Quiggin, J. Special Taxation of the Mining Industry. Economic Papers: A journal of applied economics and policy, 2010. – P. 384-396.
123. Hossain, K. Law and Policy in Petroleum Development. Changing Relations between Transnationals and Governments. London: Pinter. - 2009. - P. 43-46.
124. Johnston, D. (1994). International Petroleum Fiscal Regimes and Production Sharing Contracts. Tulsa, Oklahoma: PennWell, 1994. - P. 17-25.
125. Jonston, D. Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts, Penn Well Books, 1994, - 120 P.
126. Kirsten Bindemann. Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis // Oxford Institute For Energy Studies, 2009. - P. 37-45.
127. Mikesell, R.F.. Petroleum Company Operations & Agreements in the Developing Countries. Washington DC: Resources for the Future, 2004. - P. 47-55.
128. Svalheim, S. (2004). Marginal Field Development - a Norwegian Perspective. The 3rd PPM Seminar Chiang Mai, September 22nd 2004- P. 79-82.

129. Global Oil and Gas Tax Guide 2015. Ernst & Young, 2015. – URL: <http://www.ey.com/GL/en/Services/Tax/Global-oil-and-gas-tax-guide---Country-list> (дата обращения – 17.08.2015 г.).

130. Measures to Revitalize the Russian Oil Sector: Tax and Related Reforms. – URL: <http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/> (дата обращения – 24.11.2014 г.).

131. Norwegian Petroleum Directorate – URL: http://www.npd.no/English/Emner/Ressursforvaltning/Promotering/whynorway_tax_system (дата обращения – 24.11.2014 г.).

132. Oil Taxation Manual. HM Revenue & Customs. – URL: <http://www.hmre.gov.uk> (дата обращения – 24.11.2014 г.).

133. Revenue Sources Book 2014 Spring. – URL: <http://www.tax.alaska.gov/programs/documentviewer/viewer.aspx?1048r> (дата обращения – 24.11.2014 г.).

134. Smith, J. L. (2013). Issues in extractive resource taxation: A review of research methods and models. *Resources Policy*, 38(3), 320-331. <http://dx.doi.org/10.1016/j.resourpol.2013.06.004> (дата обращения – 24.11.2014 г.).

Приложение 1.

Способы налогообложения добычи углеводородного сырья в разных странах

№	Страна	СРП	Роялти	Налогообложение прибыли от добычи и реализации специальным налогом
1	2	3	4	5
1	Алжир	X		
2	Ангола	X	X	
3	Аргентина	X	X	
4	Австралия			X
5	Азербайджан	X		
6	Бахрейн			X
7	Бенин	X		
8	Бразилия		X	X
9	Камерун	X		
10	Канада			X
11	Чад	X		
12	Чили			X
13	Китай	X		
14	Колумбия		X	X
15	Кот-д'Ивуар	X		
16	Кипр	X		
17	Демократическая Республика Конго	X	X	
18	Дания			X
19	Эквадор	X		
20	Египет	X		
21	Экваториальная Гвинея	X		
22	Габон	X	X	
23	Гана	X		
24	Гренландия	X		
25	Исландия			X
26	Индия	X		
27	Индонезия	X		
28	Ирак	X		
29	Ирландия			X
30	Израиль			X
31	Италия		X	
32	Казахстан	X	X	X
33	Кения	X		
34	Кувейт			X
35	Ливия	X		

№	Страна	СРП	Роялти	Налогообложение прибыли от добычи и реализации специальным налогом
1	2	3	4	5
36	Малайзия	X		
37	Мавритания	X		
38	Мексика		X	
39	Марокко			X
40	Мозамбик	X	X	
41	Намибия		X	X
42	Новая Зеландия			X
43	Нигерия	X	X	X
44	Норвегия			X
45	Оман	X		
46	Пакистан	X		X
47	Папуа-Новая Гвинея		X	X
48	Перу	X		
49	Филиппины	X		
50	Польша			X
51	Катар	X	X	X
52	Республика Конго	X		
53	Румыния		X	
54	Россия	X	X	
55	Саудовская Аравия		X	
56	Сенегал	X	X	
57	Сингапур			X
58	Южная Африка		X	
59	Южный Судан	X		
60	Испания			X
61	Сирия	X	X	
62	Танзания	X		
63	Таиланд	X	X	
64	Нидерланды		X	X
65	Тринидад и Тобаго	X	X	
66	Уганда	X		
67	Украина	X		
68	Объединенные Арабские Эмираты		X	X
69	Соединенное Королевство			X
70	Соединенные Штаты Америки		X	
71	Уругвай			X
72	Узбекистан	X	X	X
73	Венесуэла		X	
74	Вьетнам	X		

Расчет налоговой нагрузки по крупнейшим нефтегазовым компаниям России

Таблица 2.1. - Данные о выручке крупнейших нефтегазовых компаний России, млрд руб.

Компания	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ОАО «Газпром нефть»	1 053	1 413	1 497	1 472	1 408	1 468
ОАО «НК «Роснефть»	1 915	2 702	3 089	4 694	5 440	5 071
ОАО «Лукойл»	3 279	4 176	4 426	4 489	5 504	5 749
ОАО «Татнефть»	400	508	513	539	392	462
ОАО «Башнефть»	486	532	489	517	637	611
ОАО «Сургутнефтегаз»	591	754	815	814	862	978
ОАО «Газпром»	3 661	4 735	5 450	5 993	5 589	6 073
ОАО «Новатэк»	118	176	210	298	355	472

Таблица 2.2. - Данные о сумме уплачиваемых крупнейшими нефтегазовыми компаниями России налогов, млрд руб.

Компания	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ОАО «Газпром нефть»	409	556	591	554	625	519
ОАО «НК «Роснефть»	898	1 374	1 677	2 487	2 878	2 306
ОАО «Лукойл»	943	1 201	1 251	1 241	1 377	1 197
ОАО «Татнефть»	223	304	293	300	301	302
ОАО «Башнефть»	199	227	191	218	289	226
ОАО «Сургутнефтегаз»	211	310	323	343	370	398
ОАО «Газпром»	1 116	1 512	1 666	1 746	2 062	1 946
ОАО «Новатэк»	21	34	33	49	29	36

Таблица 2.3. - Данные о прибыли крупнейших нефтегазовых компаний России, млрд руб.

Компания	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ОАО «Газпром нефть»	95	160	176	177	126	116
ОАО «НК «Роснефть»	301	331	363	545	478	460
ОАО «Лукойл»	281	323	343	244	484	389
ОАО «Татнефть»	38	55	67	64	82	85
ОАО «Башнефть»	46	53	57	46	56	76
ОАО «Сургутнефтегаз»	129	233	160	256	177	234
ОАО «Газпром»	968	1 307	1 224	1 139	306	925
ОАО «Новатэк»	40	119	69	109	52	92

Таблица 2.4. - Данные о величине налоговой нагрузки крупнейших нефтегазовых компаний России (в % к выручке)

Компания	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ОАО «Газпром нефть»	39	39	39	38	44	35
ОАО «НК «Роснефть»	47	51	54	53	53	45
ОАО «Лукойл»	29	29	28	28	25	21
ОАО «Татнефть»	56	60	57	56	77	65
ОАО «Башнефть»	41	43	39	42	45	37
ОАО «Сургутнефтегаз»	36	41	40	42	43	41
ОАО «Газпром»	30	32	31	21	37	32
ОАО «Новатэк»	18	19	16	10	8	8

Таблица 2.5. - Данные о рентабельности крупнейших нефтегазовых компаний России (в % к выручке)

Компания	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ОАО «Газпром нефть»	7	15	12	12	9	8
ОАО «НК «Роснефть»	16	12	12	12	9	9
ОАО «Лукойл»	9	8	8	6	9	7
ОАО «Татнефть»	15	17	19	18	21	18
ОАО «Башнефть»	13	11	11	8	9	12
ОАО «Сургутнефтегаз»	22	31	20	31	21	24
ОАО «Газпром»	27	28	26	22	5	15
ОАО «Новатэк»	34	68	33	37	15	19

Приложение 3.

Таблица 3.1 - Модель для определения зависимости уровня налоговой нагрузки и рентабельности от льгот по НДС при добыче нефти (1 – 10 год разработки)

Год разработки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Календарный год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (млн рублей)	6 000	8 480	10 112	13 101	15 054	25 296	49 890	51 969	55 082	55 014
Стоимость нефти (рублей за 1 тонну)	10 000	10 600	11 236	11 910	12 625	13 382	14 185	15 036	15 938	16 895
Количество нефти (млн тонн)	0,600	0,800	0,900	1,100	1,192	1,890	3,517	3,456	3,456	3,256
Капитальные затраты (млн руб.)	8 484	8 237	7 997	7 764	7 538	7 318	7 105	6 898	6 697	6 502
Операционные затраты (млн рублей)	560	1 197	1 587	1 345	1 663	2 102	2 577	2 921	3 386	3 821
НДС (млн рублей)	5 493	7 746	9 106	11 629	13 169	21 808	42 383	43 501	45 425	44 694
НДС (со льготами) (млн рублей)	2 152	3 035	3 568	4 556	5 160	8 545	16 606	17 041	17 795	17 509
Затраты (без льгот) (млн рублей)	14 537	17 180	18 690	20 737	22 370	31 229	52 066	53 320	55 508	55 018
Затраты (с льготами) (млн рублей)	11 196	12 469	13 152	13 665	14 361	17 966	26 289	26 861	27 879	27 832
Валовая прибыль (без льгот) (млн рублей)	-8 537	-8 700	-8 577	-7 636	-7 317	-5 933	-2 175	-1 351	-427	-4
Валовая прибыль (с льготами) (млн рублей)	-5 196	-3 989	-3 039	-564	692	7 330	23 602	25 108	27 203	27 182
Степень выработанности, %	0,99	2,32	3,81	5,64	7,61	10,7	16,5	22,3	28,0	33,4
Цена нефти «Urals» (долл. США за 1 тонну)	80,0	82,4	84,0	85,7	87,4	89,2	91,0	92,8	94,7	96,5
Обменный курс (RUB/USD)	40	41	42	42	43	44	45	46	47	48
Ккан	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Кц	10	11	11	12	12	13	13	14	14	15
Кв	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Кдв	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Дм (рублей за 1 тонну)	5 568	5 889	6 153	6 429	6 717	7 017	7 329	7 656	7 995	8 349
Налоговая нагрузка (с льготами), %	37	37	36	35	36	45	51	51	51	51
Налоговая нагрузка (без льгот), %	93	92	91	89	88	86	85	84	83	81
Валовая рентабельность (без льгот), %	-142	-103	-85	-58	-49	-23	-4	-3	-1	0
Валовая рентабельность (с льготами), %	-87	-47	-30	-4	5	29	47	48	49	49

Таблица 3.2 - Модель для определения зависимости уровня налоговой нагрузки и рентабельности от льгот по НДС при добыче нефти
(11 – 20 год разработки)

Год разработки	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Календарный год	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Выручка (млн рублей)	56 791	53 106	49 832	49 051	49 127	48 947	48 914	48 889	49 010	48 865
Стоимость нефти (рублей за 1 тонну)	17 908	18 983	20 122	21 329	22 609	23 966	25 404	26 928	28 543	30 256
Количество нефти (млн тонн)	3,171	2,798	2,477	2,300	2,173	2,042	1,925	1,816	1,717	1,615
Капитальные затраты (млн руб.)	6 313	205	192	192	192	192	192	192	192	192
Операционные затраты (млн рублей)	4 053	4 037	4 239	4 451	4 674	4 907	5 153	5 410	5 681	5 965
НДС (млн рублей)	45 448	41 860	38 686	37 501	36 986	36 285	35 702	35 132	34 671	34 029
НДС (со льготами) (млн рублей)	17 804	16 399	15 155	14 691	14 489	14 214	13 986	13 762	13 582	13 330
Затраты (без льгот) (млн рублей)	55 815	46 103	43 118	42 145	41 852	41 384	41 047	40 734	40 544	40 186
Затраты (с льготами) (млн рублей)	28 171	20 641	19 586	19 334	19 355	19 313	19 330	19 364	19 454	19 487
Валовая прибыль (без льгот) (млн рублей)	976	7 003	6 715	6 907	7 275	7 562	7 867	8 155	8 466	8 680
Валовая прибыль (с льготами) (млн рублей)	28 620	32 465	30 246	29 717	29 772	29 633	29 584	29 525	29 555	29 378
Степень выработанность, %	38,6	43,3	47,4	51,2	54,8	58,2	61,4	64,4	67,2	69,9
Цена нефти "Urals" (долл. США за 1 тонну)	98,5	100,4	102,5	104,5	106,6	108,7	110,9	113,1	115,4	117,7
Обменный курс (RUB/USD)	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58
Ккан	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Кц	16	16	17	18	19	19	20	21	22	23
Кв	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Кдв	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	1	1	1	1
Дм (рублей за 1 тонну)	8 717	9 101	9 502	9 919	10 354	10 807	11 278	11 770	12 282	12 816
Налоговая нагрузка (с льготами), %	51	54	54	53	53	52	52	51	51	50
Налоговая нагрузка (без льгот), %	81	84	83	82	81	80	79	78	77	76
Валовая рентабельность (без льгот), %	2	13	13	14	15	15	16	17	17	18
Валовая рентабельность (с льготами), %	50	61	61	61	61	61	60	60	60	60

Таблица 3.4 - Модель для определения зависимости уровня налоговой нагрузки и рентабельности от льгот по НДС при добыче нефти
(31 – 40 год разработки)

Год разработки	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Календарный год	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
Выручка (млн рублей)	48 794	46 550	44 409	42 366	40 417	38 558	36 784	35 092	33 478	31 938
Стоимость нефти (рублей за 1 тонну)	57 435	60 881	64 534	68 406	72 510	76 861	81 473	86 361	91 543	97 035
Количество нефти (млн тонн)	0,850	0,765	0,688	0,619	0,557	0,502	0,451	0,406	0,366	0,329
Капитальные затраты (млн руб)	927	1205	1566	2036	2647	3441	4473	5815	7560	9828
Операционные затраты (млн рублей)	10 202	10 712	11 248	11 810	12 401	13 021	13 672	14 355	15 073	15 827
НДС (млн рублей)	28 464	26 712	25 067	23 522	22 071	20 709	19 430	18 229	17 102	16 044
НДС (со льготами) (млн рублей)	11 151	10 464	9 820	9 215	8 646	8 113	7 612	7 141	6 700	6 285
Затраты (без льгот) (млн рублей)	39 593	38 629	37 881	37 368	37 119	37 171	37 575	38 400	39 735	41 698
Затраты (с льготами) (млн рублей)	22 279	22 381	22 634	23 061	23 694	24 574	25 757	27 312	29 332	31 939
Валовая прибыль (без льгот) (млн рублей)	9 202	7 921	6 528	4 998	3 298	1 387	-791	-3 308	-6 257	-9 760
Валовая прибыль (с льготами) (млн рублей)	26 515	24 169	21 775	19 305	16 723	13 984	11 028	7 780	4 146	-1
Степень выработанность, %	92,2	93,5	94,6	95,7	96,6	97,4	98,2	98,8	99,5	100
Цена нефти "Urals" (долл. США за 1 тонну)	146,3	149,3	152,2	155,3	158,4	161,6	164,8	168,1	171,4	174,9
Обменный курс (RUB/USD)	72	74	75	77	78	80	82	83	85	87
Ккан	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Кц	36	38	40	41	43	45	47	49	51	53
Кв	0,57	0,53	0,49	0,45	0,42	0,39	0,36	0,34	0,32	0,30
Кдв	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Дм (рублей за 1 тонну)	20 379	21 250	22 157	23 102	24 085	25 110	26 177	27 288	28 445	29 649
Налоговая нагрузка (с льготами), %	44	42	41	39	37	35	32	29	25	20
Налоговая нагрузка (без льгот), %	66	64	62	60	58	55	53	52	52	51
Валовая рентабельность (без льгот), %	19	17	15	12	8	4	-2	-9	-19	-31
Валовая рентабельность (с льготами), %	54	52	49	46	41	36	30	22	12	0

Таблица 3.5 - Модель для определения зависимости уровня налоговой нагрузки и рентабельности от льгот по НДС при добыче природного газа (1 – 10 год разработки)

Год разработки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Календарный год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (млн рублей)	104	578	875	928	983	1 042	1 105	1 171	865	907
Стоимость нефти (рублей за 1 тыс. м3)	4 000	4 240	4 494	4 764	5 050	5 353	5 674	6 015	6 375	6 758
Количество нефти (млрд рублей)	0,026	0,136	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195	0,136	0,134
Капитальные затраты (млн рублей)	52	588	111	100	90	81	73	66	59	53
Операционные затраты (млн рублей)	80,00	84,00	88,20	92,61	97,24	102,10	107,21	112,57	118,20	124,11
НДС (млн рублей)	19	106	152	152	152	152	152	152	106	105
НДС (со льготами) (млн рублей)	2	11	15	15	15	15	15	15	11	10
Затраты (без льгот по НДС) (млн рублей)	151	778	351	344	339	335	332	330	283	282
Затраты (с льготами по НДС) (млн рублей)	134	683	215	208	203	198	195	193	188	188
Валовая прибыль (без льгот по НДС) (млн рублей)	-47	-200	524	583	644	707	773	841	582	625
Валовая прибыль (с льготами по НДС) (млн рублей)	-30	-105	660	720	781	844	909	978	677	719
Степень выработанность, %	1,08	6,76	14,87	22,99	31,10	39,21	47,33	55,44	61,10	66,69
Кр	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Кв	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Налоговая нагрузка (с льготами), %	3	2	31	31	32	32	33	33	31	31
Налоговая нагрузка (без льгот), %	20	19	40	40	40	40	40	40	38	38
Валовая рентабельность (без льгот), %	-45	-35	60	63	66	68	70	72	67	69
Валовая рентабельность (с льготами), %	-29	-18	75	78	79	81	82	83	78	79

Таблица 3.6 - Модель для определения зависимости уровня налоговой нагрузки и рентабельности от льгот по НДС при добыче природного газа (11 – 20 год разработки)

Год разработки	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Календарный год	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Выручка (млн рублей)	863	818	732	675	638	618	611	504	416	345
Стоимость нефти (рублей за 1 тыс. м3)	7 163	7 593	8 049	8 532	9 044	9 586	10 161	10 771	11 417	12 102
Количество нефти (млрд рублей)	0,121	0,108	0,091	0,079	0,071	0,064	0,060	0,047	0,036	0,028
Капитальные затраты (млн рублей)	48	43	39	35	31	28	25	23	21	19
Операционные затраты (млн рублей)	130,31	136,83	143,67	150,85	158,39	166,31	174,63	183,36	192,53	182,90
НДС (млн рублей)	94	84	71	62	55	50	47	36	28	22
НДС (со льготами) (млн рублей)	9	7	5	4	3	3	2	2	1	11
Затраты (без льгот по НДС) (млн рублей)	272	264	253	247	245	245	247	243	242	224
Затраты (с льготами по НДС) (млн рублей)	187	187	188	190	193	197	202	208	215	213
Валовая прибыль (без льгот по НДС) (млн рублей)	591	554	479	427	393	373	364	261	175	121
Валовая прибыль (с льготами по НДС) (млн рублей)	676	631	545	485	445	421	408	296	202	132
Степень выработанность, %	71,71	76,20	79,99	83,29	86,23	88,91	91,42	93,37	94,89	96,08
Кр	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1
Кв	0,96	0,84	0,75	0,67	0,59	0,53	0,5	0,5	0,5	0,5
Налоговая нагрузка (с льготами), %	31	30	29	28	27	26	26	23	19	18
Налоговая нагрузка (без льгот), %	37	36	35	33	32	31	30	27	23	20
Валовая рентабельность (без льгот), %	68	68	65	63	62	60	60	52	42	35
Валовая рентабельность (с льготами), %	78	77	74	72	70	68	67	59	48	38

Таблица 3.7 - Модель для определения зависимости уровня налоговой нагрузки и рентабельности от льгот по НДС при добыче природного газа (21 – 30 год разработки)

Год разработки	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Календарный год	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Выручка (млн рублей)	286	237	197	164	136	114	95	79	66	55
Стоимость нефти (рублей за 1 тыс. м3)	12 829	13 598	14 414	15 279	16 196	17 167	18 198	19 289	20 447	21 674
Количество нефти (млрд рублей)	0,022	0,017	0,014	0,011	0,008	0,007	0,005	0,004	0,003	0,003
Капитальные затраты (млн рублей)	17	15	14	12	11	10	9	8	7	6
Операционные затраты	164,61	148,15	133,34	120,00	108,00	97,20	87,48	78,73	70,86	63,77
НДС (млн рублей)	17	14	11	8	7	5	4	3	3	2
НДС (со льготами) (млн рублей)	9	7	5	4	3	3	2	2	1	1
Затраты (без льгот по НДС) (млн рублей)	199	177	158	141	126	112	100	90	81	72
Затраты (с льготами по НДС) (млн рублей)	190	170	152	136	122	110	98	88	79	71
Валовая прибыль (без льгот по НДС) (млн рублей)	87	60	39	23	11	1	-6	-11	-15	-17
Валовая прибыль (с льготами по НДС) (млн рублей)	96	67	45	27	14	4	-4	-9	-13	-16
Степень выработанность, %	97,00	97,73	98,30	98,75	99,10	99,37	99,59	99,76	99,89	100,00
Кр	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Кв	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Налоговая нагрузка (с льготами), %	16	14	11	9	6	4	2	2	2	2
Налоговая нагрузка (без льгот), %	18	15	13	11	8	5	4	4	4	4
Валовая рентабельность (без льгот), %	30	25	20	14	8	1	-6	-14	-22	-31
Валовая рентабельность (с льготами), %	34	28	23	17	10	3	-4	-12	-20	-30

Приложение 4.

Таблица 4.1. - Соответствие размера предполагаемой адвалорной ставки НДС к текущему уровню фискальных изъятий

Мировая цена на нефть для расчета НДС (долл. США за баррель)	Ставка НДС (рублей за тонну)	Цена нефти (рублей за тонну)	Пересчет специфической ставки НДС в адвалорную, %
1	2	3	4
40	2 934,87	8 672,40	34
50	4 108,81	10 366,00	40
60	5 282,76	12 059,60	44
70	6 456,70	13 753,20	47
80	7 630,65	15 446,80	49
90	8 804,60	17 140,40	51
100	9 978,54	18 834,00	53
110	11 152,49	20 527,60	54
120	12 326,44	22 221,20	55
130	13 500,38	23 914,80	56
140	14 674,33	25 608,40	57
150	15 848,28	27 302,00	58
160	17 022,22	28 995,60	59
170	18 196,17	30 689,20	59
180	19 370,11	32 382,80	60
190	20 544,06	34 076,40	60
200	21 718,01	35 770,00	61

Таблица 4.2. - Данные, необходимые для исчисления НДС по нефти

Месяц	Мировые цены на нефть марки «Юралс» (долл. США за баррель)	Курс долл. США к рублю РФ
Январь	106,73	33,46
Февраль	107,72	35,22
Март	106,76	36,21
Апрель	106,7	35,66
Май	107,71	34,93
Июнь	109,05	34,4
Июль	105,15	34,63
Август	100,78	36,11
Сентябрь	95,62	37,87
Октябрь	86,35	40,77
Ноябрь	78,32	45,91
Декабрь	60,9	55,53
В среднем	97,64	38,39

Таблица 5.1. - Алгоритм расчета коэффициентов по НДСИ

Код фф.	Наименование коэффициента	Краткое описание порядка расчета коэффициента
1	2	3
K_p	Коэффициент, учитывающий динамику цен на соответствующий вид углеводородного сырья	$K_{pH}=0,5 \times [(C_{внеш}) \times P/261] + 0,5 \times [(C_{внут})/261]$ $K_{pГ}=0,7 \times [(C_{внеш}) \times P/261] + 0,3 \times [(C_{внут})/261] \times K_{ГКК}$
$K_{нг}$	Коэффициент, учитывающий мультипликационный эффект от коэффициентов, применяемых ко всем видам углеводородного сырья	$K_{нг} = K_B \times K_3 \times K_{дв} \times K_{кан} \times K_{нк} \times K_{нв} \times K_D \times K_L$
K_B	Коэффициент, характеризующий выработанность	$K_{вн}=3,8 - 3,5 \times (N/V)$ $K_{вГ}=(2,75-2,5) \times C_{вГ}$
K_3	Коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр	$K_{3н}=0,125 \times V_3 + 0,375$ $K_{3Г}=0,1 \times V_{Г3}$
$K_{дв}$	Коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья	$K_{вн}=3,8 - 3,5 \times (N_{дв}/V_{дв})$ $K_{вГ}=(2,75-2,5) \times C_{вГдв}$
$K_{кан}$	Коэффициент, характеризующий территорию участка недр	$K_{Г} \Rightarrow 0.9 / 0.7 / 0.3 / 0$
$K_{нв}$	Коэффициент, характеризующий добычу углеводородного сырья на месторождения в Татарстане и Башкортостане	$K_{нв} = 0,9$
$K_{ГМ}$	Коэффициент, характеризующий глубину расположения морского месторождения углеводородного сырья	$100 < d < 200 \Rightarrow 0.8$ $200 < d \Rightarrow 0.5$
$K_{дм}$	Коэффициент, характеризующий расстояния морского месторождения до суши	$1000 < L < 2000 \Rightarrow 0.8$ $2000 < L \Rightarrow 0.5$
K_s	Коэффициент, учитывающий мультипликационный эффект от специфических коэффициентов, применяемых к определенному виду углеводородного сырья	$K_s = K_o$ $K_s = K_k$
K_o	Коэффициент, учитывающий мультипликационный эффект от специфических коэффициентов	$K_o = K_d \times K_{svo}$
K_{svo}	Коэффициент, характеризующий добычу сверхвязкой нефти	$K_{svo} = 0$
K_g	Коэффициент, учитывающий мультипликационный эффект от специфических коэффициентов, применяемых только в отношении природного газа	$K_g = K_{Г3} \times K_{ac} \times K_{орз} \times K_{км} \times O_{Г} \times O_{в}$

Коз фф.	Наименование коэффициента	Краткое описание порядка расчета коэффициента
1	2	3
К_{гз}	Коэффициент, характеризующий глубину залегания залежи углеводородного сырья	$GЗ < 1700 \Rightarrow 1$ $1700 < GЗ < 3300 \Rightarrow 0,64$ $GЗ > 3300 \Rightarrow 0,5$
К_{ас}	Коэффициент, характеризующий принадлежность участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья, к региональной системе газоснабжения	$K_{ас}=0,1 / 1$
К_{орз}	Коэффициент, характеризующий особенности разработки отдельных залежей участка недр	$K_{орз}=0,053 \times n + 0,157$ n – номер года
О_г	Коэффициент, определяемый как отношение количества газа горючего природного, добываемого ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами	Минимальное значение – (-1). Максимальное значение – 4.
О_в	Коэффициент, характеризующий долю реализация природного газа, реализуемого потребителям в России	Минимальное значение – 0,35. Максимальное значение – 1.
К_ш	Коэффициент, характеризующий добычу углеводородного сырья на морском или шельфовом месторождении.	Минимальное значение – 0,05. Максимальное значение – 1.

где,

К_р – коэффициент, учитывающий динамику цен на соответствующий вид углеводородного сырья;

Ц_{внеш} – среднее значение мировых цен за налоговый период в отношении соответствующего вида углеводородного сырья

Р – средний курс российского рубля к долл. США за налоговый период

Ц_{внут} – среднее значение внутренних цен за налоговый период в отношении соответствующего вида углеводородного сырья

П – размер таможенной пошлины

К_{гкк} – корректирующий коэффициент для газового конденсата

К_в – коэффициент выработанности;

К_з – коэффициент запасов;

К_{дв} – коэффициент выработанности по конкретной залежи углеводородного сырья;

К_{кан} – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств углеводородного сырья.

К_г – коэффициент, характеризующий территорию участка недр с учетом размеров месторождения;

$K_{нк}$ - коэффициент, характеризующий начальный период разработки месторождений углеводородного сырья;
 $K_{гм}$ – коэффициент, характеризующий глубину расположения морского месторождения углеводородного сырья;
 $K_{рм}$ - коэффициент, характеризующий расстояние морского месторождения до суши.

$K_{вн}$ – коэффициент, характеризующий выработанность для месторождений нефти
 N – сумма накопленной добычи нефти
 V – начальные извлекаемые запасы нефти

$K_{вг}$ – коэффициент, характеризующий выработанность для месторождений природного газа и газового конденсата
 $C_{вг}$ – степень выработанности запасов природного газа

$K_{зн}$ – коэффициент, характеризующий размер запасов для нефти
 V_3 – начальные извлекаемые запасы нефти (млн. т)
 $K_{зг}$ – коэффициент, характеризующий размер запасов для нефти
 $V_{гз}$ - начальные извлекаемые запасы природного газа/ природного газового конденсата (тыс. м³ / млн. т)

$K_{вн}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья
 $N_{дв}$ – сумма накопленной добычи нефти по конкретной залежи углеводородного сырья
 $V_{дв}$ – начальные извлекаемые запасы нефти

$K_{вг}$ – коэффициент, характеризующий выработанность для месторождений природного газа и газового конденсата по конкретной залежи углеводородного сырья
 $C_{вгдв}$ – степень выработанности запасов природного газа степень выработанности запасов природного газа

$K_{г}$ - коэффициент, характеризующий территорию участка недр

$K_{нв}$ - Коэффициент, характеризующий добычу углеводородного сырья на месторождения в Татарстане и Башкирии

$K_{ш}$ – коэффициент, характеризующий добычу углеводородного сырья на морском или шельфовом месторождении.

$K_{д}$ – коэффициент, характеризующий глубину расположения морского месторождения углеводородного сырья;
 D – глубина морского месторождения углеводородного сырья (м)

K_{L} - коэффициент, характеризующий расстояние морского месторождения до суши.

L - Расстояние морского месторождения до суши

K₀ - коэффициент, учитывающий мультипликационный эффект от специфических коэффициентов, применяемых только в отношении нефти;

K_д – коэффициент, характеризующий сложности добычи нефти;

K_{sv0} – коэффициент, характеризующий добычу сверхвязкой нефти.

K_{гз} – коэффициент, характеризующий глубину залегания залежи углеводородного сырья

ГЗ – глубина залегания

K_{ас} – коэффициент, характеризующий принадлежность участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья, к региональной системе газоснабжения;

K_{орз} – коэффициент, характеризующий особенности разработки отдельных залежей участка недр;

K_{км} - корректирующий коэффициент при добыче газового конденсата;

O_г - коэффициент, определяемый как отношение количества газа горючего природного, добываемого ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами

O_в - коэффициент, характеризующий долю реализация природного газа, реализуемого потребителям в России

Приложение 6.

Таблица 6.1. - Модель налогообложения добычи нефти (1-10 год разработки)

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Календарный год	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Добыча нефти (млн тонн)	0,006	0,006	0,006	0,263	1,192	1,890	3,517	3,456	3,456	3,256
Цена нефти "Urals" (долл. США за 1 тонну)	50,0	51,5	53,0	54,6	56,3	58,0	59,7	61,5	63,3	65,2
Обменный курс (RUB/USD)	60	61	62	64	65	66	68	69	70	72
Выручка (млн рублей)	93	102	111	5 100	24 248	40 289	78 573	80 939	84 840	83 805
Операционные затраты (млн рублей)	560	588	617	648	680	714	750	787	827	868
Капитальные затраты (млн рублей)	6 041	15 700	18 211	17 952	18 544	14 835	11 868	9 495	7 596	6 077
НДПИ (млн рублей)	14	15	16	757	3 650	6 143	12 129	12 645	13 409	13 393
Итого поступлений - текущий режим (млн рублей)	14	15	16	757	3 650	6 143	12 129	12 645	13 409	13 393
Прибыль/ убыток (млн рублей)	-6 507	-16 186	-18 717	-13 499	5 024	24 739	65 955	70 657	76 417	76 861
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	-7 111	-24 867	-45 405	-60 699	-57 530	-34 274	30 495	69 708	75 658	76 253
Ставка СНПДУ, %	0	0	0	0	0	0	58	58	58	58
СНПДУ - фиксированная ставка (млн рублей)	0	0	0	0	0	0	17 687	40 431	43 881	44 227
Значение показателя накопленной рентабельности, %	-98	-99,1	-99,3	-91,0	-62,7	-26,4	37,9	94,5	148,6	198,5
Ставка СНПДУ (прогрессивная), %	0	0	0	0	0	0	27	49	60	60
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	-7 111	-10645	-9 893	-5 401	8 571	23 256	64 769	69 708	75 658	76 253
СНПДУ - прогрессивная ставка (млн рублей)	-	-	-	-	-	-	17 797	33 863	45 228	45 752

Таблица 6.2. - Модель налогообложения добычи нефти (11-20 год разработки)

Год	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Календарный год	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Добыча нефти (млн тонн)	3,171	2,798	2,477	2,300	2,173	2,042	1,925	1,816	1,717	1,615
Цена нефти "Urals" (долл. США за 1 тонну)	67,2	69,2	71,3	73,4	75,6	77,9	80,2	82,6	85,1	87,7
Обменный курс (RUB/USD)	73	75	76	78	79	81	82	84	86	87
Выручка (млн рублей)	85 567	79 145	73 464	71 534	70 877	69 864	69 077	68 313	67 761	66 854
Операционные затраты (млн рублей)	911	957	1 005	1 055	1 108	1 163	1 221	1 283	1 347	1 414
Капитальные затраты (млн рублей)	4 861	205	192	192	192	192	192	192	192	192
НДПИ (млн рублей)	13 822	12 918	34 830	34 243	34 246	36 526	36 429	36 330	36 330	36 125
Итого поступлений - текущий режим (млн рублей)	13 822	12 918	34 830	34 243	34 246	36 526	36 429	36 330	36 330	36 125
Прибыль/ убыток (млн рублей)	79 795	77 983	72 267	70 287	69 577	68 509	67 663	66 838	66 223	65 248
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	79 308	77 963	72 248	70 267	69 558	68 490	67 644	66 819	66 204	65 229
Ставка СНПДУ, %	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
СНПДУ - фиксированная ставка (млн рублей)	45 999	45 218	41 904	40 755	40 343	39 724	39 234	38 755	38 398	37 833
Значение показателя накопленной рентабельности, %	247,6	301,2	349,7	395,9	440,6	483,6	525,1	564,9	603,3	640,0
Ставка СНПДУ (прогрессивная), %	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	79 308	77 963	72 248	70 267	69 558	68 490	67 644	66 819	66 204	65 229
СНПДУ - прогрессивная ставка (млн рублей)	47 585	46 778	43 349	42 160	41 735	41 094	40 586	40 091	39 722	39 137

Таблица 6.3. - Модель налогообложения добычи нефти (21-30 год разработки)

Год	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Календарный год	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Добыча нефти (млн тонн)	1,454	1,308	1,177	1,060	0,954	0,858	0,772	0,695	0,626	0,563
Цена нефти "Urals" (долл. США за 1 тонну)	90,3	93,0	95,8	98,7	101,6	104,7	107,8	111,1	114,4	117,8
Обменный курс (RUB/USD)	89	91	93	95	97	98	100	102	104	107
Выручка (млн рублей)	63 114	59 586	56 257	53 116	50 153	47 357	44 718	42 228	39 879	37 661
Операционные затраты (млн рублей)	1 485	1 559	1 637	1 719	1 805	1 895	1 990	2 089	2 194	2 303
Капитальные затраты (млн рублей)	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192
НДПИ (млн рублей)	34 363	32 331	29 243	26 518	24 108	21 972	20 074	18 385	16 876	15 526
Итого поступлений - текущий режим (млн рублей)	34 363	32 331	29 243	26 518	24 108	21 972	20 074	18 385	16 876	15 526
Прибыль/ убыток (млн рублей)	61 437	57 835	54 428	51 206	48 156	45 270	42 537	39 947	37 493	35 166
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	61 418	57 816	54 409	51 186	48 137	45 251	42 518	39 928	37 474	35 146
Ставка СНПДУ, %	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
СНПДУ - фиксированная ставка (млн рублей)	35 623	33 533	31 557	29 688	27 920	26 246	24 660	23 158	21 735	20 385
Значение показателя накопленной рентабельности, %	673,1	702,9	729,4	752,9	773,5	791,4	806,8	819,7	830,2	838,6
Ставка СНПДУ (прогрессивная), %	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	61 418	57 816	54 409	51 186	48 137	45 251	42 518	39 928	37 474	35 146

Таблица 6.4. - Модель налогообложения добычи нефти (31-40 год разработки)

Год	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Календарный год	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056
Добыча нефти (млн тонн)	0,507	0,456	0,411	0,369	0,333	0,299	0,284	0,270	0,257	0,244
Цена нефти "Urals" (долл. США за 1 тонну)	121,4	125,0	128,8	132,6	136,6	140,7	144,9	149,3	153,7	158,4
Обменный курс (RUB/USD)	109	111	113	115	118	120	122	125	127	130
Выручка (млн рублей)	35 568	33 592	31 727	29 966	28 304	26 735	26 657	26 580	26 503	26 428
Операционные затраты (млн рублей)	2 418	2 539	2 666	2 800	2 940	3 087	3 241	3 403	3 573	3 752
Капитальные затраты (млн рублей)	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192
НДПИ (млн рублей)	14 315	13 225	12 242	11 353	10 546	9 813	9 642	9 480	9 325	9 176
Итого поступлений - текущий режим (млн рублей)	14 315	13 225	12 242	11 353	10 546	9 813	9 642	9 480	9 325	9 176
Прибыль/ убыток (млн рублей)	32 957	30 861	28 869	26 975	25 173	23 457	23 224	22 985	22 738	22 484
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	32 938	30 841	28 849	26 956	25 154	23 438	23 205	22 966	22 719	22 465
Ставка СНПДУ, %	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
СНПДУ - фиксированная ставка (млн рублей)	19 104	17 888	16 733	15 634	14 589	13 594	13 459	13 320	13 177	13 030
Значение показателя накопленной рентабельности, %	845,0	849,4	851,9	852,7	851,9	849,6	846,5	842,7	838,2	833,0
Ставка СНПДУ (прогрессивная), %	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	32 938	30 841	28 849	26 956	25 154	23 438	23 205	22 966	22 719	22 465
СНПДУ - прогрессивная ставка (млн рублей)	19 763	18 505	17 310	16 173	15 092	14 063	13 923	13 779	13 632	13 479

Приложение 7.

Таблица 7.1. - Модель налогообложения добычи природного газа (1-10 год разработки)

Номер года	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Календарный год	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Добыча природного газа (млрд м3)	0,000	0,026	0,136	0,175	0,171	0,168	0,164	0,161	0,158	0,155
Цена природного газа (рублей за 1000 м3)	3051,0	3112,0	3174,3	3237,7	3302,5	3368,6	3435,9	3504,6	3574,7	3646,2
Выручка (млн рублей)	0	81	433	566	565	565	565	565	564	564
Операционные затраты (млн рублей)	40	42	44	46	49	51	54	56	59	62
Капитальные затраты (млн рублей)	400	300	260	208	166	133	106	85	68	55
НДПИ (млн рублей)	0,0	18,4	96,8	124,0	121,5	119,1	116,7	114,4	112,1	109,9
Итого поступлений - текущий режим (млн рублей)	0,0	18,4	96,8	124,0	121,5	119,1	116,7	114,4	112,1	109,9
Прибыль/ убыток (млн рублей)	-440	-261	128	311	350	381	405	423	437	448
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	-480	-771	-669	-378	-45	323	394	415	430	442
Ставка СНПДУ (фиксированная), %	0	0	0	0	0	58	58	58	58	58
СНПДУ - фиксированная ставка (млн рублей)	0	0	0	0	0	187	229	241	250	256
Значение показателя накопленной рентабельности, %	-100	-90	-53	-20	6	27	46	64	80	96
Ставка СНПДУ (прогрессивная), %	0	0	0	0	5	21	32	39	44	49
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	-480,0	-771,2	-668,7	-378,2	-44,5	323,1	394,2	414,7	430,4	442,2
СНПДУ - прогрессивная ставка (млн рублей)	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,4	68,7	124,3	161,2	191,3	216,0

Таблица 7.2. - Модель налогообложения добычи природного газа (11-20 год разработки)

Номер года	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Календарный год	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Добыча природного газа (млрд м3)	0,152	0,149	0,146	0,143	0,140	0,137	0,134	0,132	0,129	0,126
Цена природного газа (рублей за 1000 м3)	3719,2	3793,5	3869,4	3946,8	4025,7	4106,2	4188,4	4272,1	4357,6	4444,7
Выручка (млн рублей)	564	564	564	563	563	563	563	562	562	562
Операционные затраты (млн рублей)	65	68	72	75	79	83	87	92	96	101
Капитальные затраты (млн рублей)	44	35	28	60	60	60	60	60	60	60
НДПИ (млн рублей)	110,9	108,7	106,5	104,4	102,3	100,2	98,2	96,3	94,4	92,5
Итого поступлений - текущий режим (млн рублей)	110,9	108,7	106,5	104,4	102,3	100,2	98,2	96,3	94,4	92,5
Прибыль/ убыток (млн рублей)	455	460	464	428	424	420	415	411	406	401
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	451	457	461	422	418	414	409	405	400	395
Ставка СНПДУ (фиксированная), %	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
СНПДУ - фиксированная ставка (млн рублей)	262	265	267	245	242	240	237	235	232	229
Значение показателя накопленной рентабельности, %	110	124	137	146	154	160	166	171	175	178
Ставка СНПДУ (прогрессивная), %	52	55	58	59	60	60	60	60	60	60
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	450,9	457,0	461,0	421,9	417,9	413,7	409,3	404,8	399,9	394,9
СНПДУ - прогрессивная ставка (млн рублей)	236,4	253,1	266,6	250,4	250,8	248,2	245,6	242,9	240,0	236,9

Таблица 7.3. - Модель налогообложения добычи природного газа (21-30 год разработки)

Номер года	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Календарный год	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Добыча природного газа (млрд м3)	0,120	0,114	0,108	0,103	0,098	0,093	0,088	0,084	0,080	0,076
Цена природного газа (рублей за 1000 м3)	4533,6	4624,3	4716,8	4811,1	4907,3	5005,5	5105,6	5207,7	5311,9	5418,1
Выручка (млн рублей)	545	528	511	495	480	465	451	437	423	410
Операционные затраты (млн рублей)	106	111	117	123	129	135	142	149	157	165
Капитальные затраты (млн рублей)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
НДПИ (млн рублей)	87,8	83,4	79,3	75,3	71,5	68,0	64,6	61,3	58,3	55,4
Итого поступлений - текущий режим (млн рублей)	87,8	83,4	79,3	75,3	71,5	68,0	64,6	61,3	58,3	55,4
Прибыль/ убыток (млн рублей)	378	356	334	313	291	270	249	227	206	186
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	372	350	328	307	285	264	243	221	200	180
Ставка СНПДУ (фиксированная), %	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
СНПДУ - фиксированная ставка (млн рублей)	216	203	190	178	165	153	141	128	116	104
Значение показателя накопленной рентабельности, %	180	181	182	181	180	178	176	173	170	167
Ставка СНПДУ (прогрессивная), %	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	372,4	350,2	328,3	306,6	285,1	263,8	242,6	221,5	200,5	179,5
СНПДУ - прогрессивная ставка (млн рублей)	223,5	210,1	197,0	184,0	171,1	158,3	145,6	132,9	120,3	107,7

Таблица 7.4. - Модель налогообложения добычи природного газа (31-40 год разработки)

Год	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Календарный год	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056
Добыча природного газа (млрд м3)	0,072	0,068	0,065	0,062	0,059	0,056	0,053	0,050	0,048	0,045
Цена природного газа (рублей за 1000 м3)	5526,5	5637,0	5749,7	5864,7	5982,0	6101,7	6223,7	6348,2	6475,1	6604,6
Выручка (млн рублей)	397	385	373	362	350	340	329	319	309	299
Операционные затраты (млн рублей)	173	182	191	200	210	221	232	243	255	268
Капитальные затраты (млн рублей)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
НДПИ (млн рублей)	52,6	50,0	47,5	45,1	42,8	40,7	38,7	36,7	34,9	33,1
Итого поступлений - текущий режим (млн рублей)	52,6	50,0	47,5	45,1	42,8	40,7	38,7	36,7	34,9	33,1
Прибыль/ убыток (млн рублей)	165	144	123	101	80	59	37	16	-6	-29
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	159	138	117	95	74	53	31	10	-12	-47
Ставка СНПДУ (фиксированная), %	58	58	58	58	58	58	58	58	0	0
СНПДУ - фиксированная ставка (млн рублей)	92	80	68	55	43	31	18	6	0	0
Значение показателя накопленной рентабельности, %	163	159	154	150	145	140	135	130	125	119
Ставка СНПДУ (прогрессивная), %	60	60	60	60	59	58	57	57	56	54
Налоговая база СНПДУ (млн рублей)	158,6	137,6	116,6	95,5	74,3	52,9	31,4	9,6	-12,5	-47,3
СНПДУ - прогрессивная ставка (млн рублей)	95,1	82,6	70,0	57,3	44,0	30,9	18,0	5,4	0,0	0,0