

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«БАЙКАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ» (ФГБОУ ВО «БГУ»)

На правах рукописи

ТРОФИМОВ СЕРГЕЙ ЕВГЕНЬЕВИЧ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ КАК СПОСОБ ПОДДЕРЖКИ
ЭКОНОМИЧЕСКИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Специальность 08.00.05

«Экономика и управление народным хозяйством (экономика, организация и
управление предприятиями, отраслями, комплексами: промышленность)»

Диссертация

на соискание ученой степени

кандидата экономических наук

Научный руководитель:
доктор экономических наук,
профессор И.С. Кородюк

Иркутск 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В СИСТЕМЕ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ	13
1.1. Сущность и модели государственного регулирования экономики	13
1.2. Методы, формы и инструменты механизма государственного регулирования экономики	28
1.3. Специфика механизма государственного регулирования нефтегазового комплекса России	45
2. ИССЛЕДОВАНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	65
2.1. Анализ динамики развития российского нефтегазового комплекса	65
2.2. Исследование недропользования арктического и континентального шельфа	82
2.3. Государственное регулирование нефтегазового комплекса в целях поддержания энергетической безопасности	100
3. РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	117
3.1. Эконометрическое моделирование динамического ряда цены на нефть как фактора экономической устойчивости нефтегазового комплекса	117
3.2. Методические рекомендации по повышению эффективности функционирования механизма государственного регулирования нефтегазового комплекса России	138
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	157
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	163
ПРИЛОЖЕНИЯ	185

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Государственное регулирование является одним из важнейших элементов механизма функционирования производства. В зависимости от национальных особенностей, модели управления, фазы экономического цикла, текущего состояния хозяйственной деятельности, политической ситуации в стране и в мире и других факторов степень вмешательства государства во внутренние рыночные процессы может варьироваться от их полной либерализации до абсолютной административно-командной монополии во всех отраслях. Современные условия российского производства диктуют необходимость разработки индивидуального подхода к вопросу размера государственного участия в различных секторах хозяйствования, использования разнообразных инструментов регулирования, моделей развития и передовой практики зарубежных государств, прежде всего в нефтегазовом комплексе (НГК), выступающем структурообразующим звеном российской экономики.

Обвальное падение цены на нефть во втором полугодии 2014 – первой половине 2016 г., экономический кризис, а также санкционная политика США и ряда европейских стран в отношении России остро поставили перед Правительством РФ вопрос о необходимости совершенствования механизма государственного регулирования НГК, который на современном этапе имеет ряд недостатков. Это монополизация производства и низкий уровень внутриотраслевой конкуренции; научно-техническое и технологическое отставание от уровня нефтедобывающих стран с развитой рыночной экономикой; низкий коэффициент извлечения углеводородного сырья; недостаточная гибкость налогового регулирования и др.

Особого внимания заслуживает национальная политика недропользования на континентальном шельфе: ряд крупных месторождений минерально-сырьевой базы, открытых еще во времена СССР, близки к истощению, а прирост запасов нефти и газа происходит в основном за счет открытия небольших месторождений и перевода части запасов из категории перспективных в категорию извлекаемых. К тому же ухудшение нефтяной конъюнктуры на мировом рынке вывело за черту

рентабельности большинство арктических проектов: себестоимость бурения одной скважины на шельфе может в десятки и даже в сотни раз превосходить аналогичные затраты, связанные с бурением скважины в Сибири. Поэтому на современном этапе в условиях бюджетного дефицита и относительно низких мировых цен на энергоносители актуальным становится вопрос временной заморозки добычи на некоторых арктических месторождениях и освоения ряда труднодоступных нефтегазоносных территорий Сибири и Дальнего Востока.

Повышение качества государственного регулирования НГК невозможно без разработки научно обоснованных национальных программ, согласованности действий между отдельными ведомствами, без прагматизма в заключении международных нефтегазовых контрактов, жесткого отстаивания национальных энергетических интересов на международной арене, эффективного прогнозирования динамики цен на углеводородное сырье на мировом рынке и др. Таким образом, государственное регулирование способно сыграть ключевую роль в экономически устойчивом развитии НГК Российской Федерации.

Степень научной разработанности проблемы. Теоретико-методологическим вопросам государственного регулирования и развития нефтегазовой отрасли уделено значительное внимание в фундаментальных исследованиях ведущих отечественных и зарубежных экономистов.

Проблемы теории и практики государственного регулирования широко представлены в работах Л. И. Абалкина, А. Г. Аганбегяна, Л. Вальраса, С. Ю. Глазьева, Р. С. Гринберга, Дж. К. Гэлбрейта, С. Г. Капканщикова, Дж. М. Кейнса, П. Крагмена, В. И. Кушлина, А. Б. Лаффера, Р. Э. Лукаса, Г. Н. Макаровой, Р. А. Манделла, К. Маркса, Дж. С. Милля, Дж. Ф. Мута, Д. Д. Сакса, В. И. Самарухи, П. Э. Самуэльсона, Т. Сарджента, К. Симса, А. Смита, Дж. Ю. Стиглица, А. П. Суходолова, М. Фелдстайна, Г. Г. Фетисова, М. Фридмена, М. Хамфриса, Н. П. Шмелева и др.

Наиболее весомый вклад в разработку вопросов развития нефтегазового комплекса внесли В. Ю. Алекперов, Н. М. Байков, В. Л. Богданов, В. И. Богоявленский, О. Б. Брагинский, В. В. Бушуев, Н. А. Волынская, Н. И. Воропай, С. Ю. Глазьев, Е. Т. Гурвич, Г. В. Давыдова, А. Н. Дмитриевский, Д. Ергин, Е. В. Жаркова, С. З.

Жизнин, А. А. Конопляник, А. Э. Конторович, А. Г. Коржубаев, И. С. Кородюк, В. В. Кулешов, Н. П. Лавёров, Ф. Д. Ларичкин, А. А. Макаров, В. И. Павленко, И. А. Садчиков, Б. Г. Санеев, Н. А. Симония, Дж. Ю. Стиглиц, А. А. Стрельцов, Е. А. Телегина, В. В. Тетельмин, Г. Г. Фетисов, А. Е. Череповицын, Л. В. Эдер и др.

Несмотря на повышенный интерес ученых к проблемам государственного регулирования экономики, в т.ч. в нефтегазовом секторе, многие вопросы, связанные с его методами, формами и инструментами, спецификой регулирования НГК и недропользования на арктическом шельфе в России, с влиянием глобализационных факторов на состояние и перспективы развития отечественного НГК, изучены недостаточно. В условиях ухудшения конъюнктуры на мировом энергетическом рынке возникла необходимость в проведении альтернативного исследования механизма государственного регулирования отечественного НГК в новых реалиях, что предопределило выбор и актуальность темы диссертационной работы.

Рабочая гипотеза исследования состоит в том, что механизм государственного регулирования отечественного НГК требует его совершенствования с учетом специфики современного этапа развития рыночных отношений. Своевременное и прагматичное применение как традиционного, так и нового регулирующего инструментария в отношении НГК позволит не только повысить эффективность функционирования энергетического сектора России, но и придать положительную динамику основным макроэкономическим показателям и уровню жизни населения страны.

Цель диссертационного исследования состоит в обосновании теоретических положений и разработке методических и практических рекомендаций по совершенствованию механизма государственного регулирования нефтегазового комплекса, направленного на поддержку его экономически устойчивого развития, в условиях экономической и политической нестабильности. Для достижения поставленной цели потребовалось решение следующего комплекса **задач**:

- провести анализ моделей государственного регулирования экономики с выделением авторского подхода к определению данной категории;
- с позиции системно-функционального подхода провести разграничение

методов, форм и инструментов государственного регулирования экономики и показать специфику их проявления в регулировании НГК России;

– проанализировать современное состояние НГК России и определить его место в глобальном энергетическом пространстве;

– раскрыть геоэкономические и геополитические факторы, влияющие на развитие национального нефтегазового сектора страны, изучить передовой зарубежный опыт государственного регулирования НГК в контексте его экономической устойчивости и энергетической безопасности;

– провести математическое моделирование динамического ряда цены на нефть, рассчитанной по корзине ОПЕК, с определением прогноза ее динамики на пять лет;

– разработать методические и практические рекомендации, направленные на совершенствование механизма государственного регулирования отечественного нефтегазового сектора и его экономически устойчивое развитие.

Объектом исследования выступает нефтегазовый комплекс Российской Федерации как важнейший структурообразующий элемент национальной экономики.

Предметом исследования является совокупность теоретических, методических и практических вопросов государственного регулирования нефтегазового комплекса.

Область исследования. Основные научные положения диссертации соответствуют следующим пунктам паспорта ВАК Минобрнауки РФ по специальности 08.00.05. «Экономика и управление народным хозяйством»: 1.1.1. Разработка новых и адаптация существующих методов, механизмов и инструментов функционирования экономики, организации и управления хозяйственными образованиями в промышленности; 1.1.2. Формирование механизмов устойчивого развития экономики промышленных отраслей, комплексов, предприятий; 1.1.18. Проблемы повышения энергетической безопасности и экономически устойчивого развития ТЭК. Энергоэффективность.

Теоретическую базу диссертационного исследования составили фундаментальные труды ведущих российских и зарубежных ученых, занимающихся проб-

лемами государственного регулирования хозяйственной деятельности и экономически устойчивого развития НГК. В работе использованы прогнозные оценки экспертов, касающиеся развития отечественного топливно-энергетического сектора.

Общенаучную методологическую основу исследования составили системно-функциональный, комплексный, логический и диалектический подходы. Для решения поставленных задач использовались методы анализа, синтеза, агрегирования, конкретизации, обобщения и сравнения, экстраполяции, научного прогнозирования, содержательной интерпретации выводов, научной абстракции, логического моделирования социально-экономических процессов и их элементов с учетом исторических и современных аспектов функционирования нефтегазового комплекса Российской Федерации. Это достигается на основе сочетания мезо-, макро- и мегаанализа исследуемого круга проблем, связанных с функционированием НГК, обеспечения единства теоретического и эмпирического уровней обобщения изучаемых явлений.

Информационной базой научной работы послужили официальные нормативно-правовые документы органов государственной власти Российской Федерации, затрагивающие вопросы развития топливно-энергетического сектора, статистические данные Федеральной службы государственной статистики, аналитические материалы Российской академии наук, Всемирного банка, ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть», ВР, IEA, EY, ОПЕС, Platts и иных отечественных и зарубежных аналитических сборников, материалы периодической печати, собственные исследования и расчеты автора.

Наиболее существенные научные результаты, полученные автором, состоят в следующем:

– в результате проведенного анализа моделей государственного регулирования экономики сделан вывод о неоднородности национальных итогов идентичной экономической политики, проводимой отдельными странами на различных этапах развития. Несмотря на то что ведущими учеными в разное время предлагались меры, зачастую диаметрально противоположные, от полной либерализации рынка до тотальной государственной монополии всех предприятий, в современ-

ных условиях развития общества подход к вопросу государственного регулирования экономики обычно основывается на синтезе альтернативных теоретических моделей. Ключевыми факторами в реализации механизма государственного регулирования экономики являются социально-экономическое состояние страны и внешнеполитические вызовы;

– проведено разграничение категорий «методы государственного регулирования экономики», «формы государственного регулирования экономики» и «инструменты государственного регулирования экономики». Доказана необходимость в новых реалиях совершенствования механизма государственного регулирования НГК как структурообразующего элемента национальной экономики;

– проанализировано современное состояние НГК России, показаны его место и роль в структуре национальной и мировой экономики. Выявлены значение и особенности государственного регулирования недропользования российского арктического шельфа, являющегося важнейшим стратегическим регионом и фактором энергетической безопасности отечественной экономики;

– проведено эконометрическое исследование временного ряда цены на нефть. Научно обоснован авторский прогнозный горизонт изменения динамики цены на нефть, рассчитанной по корзине ОПЕК, на пять лет с использованием различных подходов к анализу временных рядов;

– предложена и обоснована методика расчета рента как инструмента государственного регулирования, позволяющего повысить эффективность использования нефтегазовых месторождений. На основе проведенного исследования предложены направления совершенствования механизма государственного регулирования энергетического сектора, реализация которых позволит обеспечить решение стратегических задач, стоящих перед российским НГК.

Достоверность и обоснованность научных положений, выводов и рекомендаций, предложенных в диссертационном исследовании, достигается за счет тщательной методологической проработки современных экономических исследований по изучаемой проблеме, анализа государственных нормативно-правовых актов и их применения в области совершенствования регулирования нефтегазово-

го сектора на макроэкономическом уровне. Проведенный анализ позволил установить «слабые места» в механизме государственного регулирования НГК, показать их негативное влияние на энергетический сектор страны, а также предложить варианты решения существующих проблем.

Научная новизна диссертации состоит в научном обосновании и разработке рекомендаций по повышению эффективности государственного регулирования НГК на современном этапе развития национального производства. К основным положениям научной новизны относятся:

– уточнены и дополнены теоретические положения о сущности механизма государственного регулирования экономики. С позиции системно-функционального подхода проведено разграничение категорий «государственное регулирование экономики», «методы государственного регулирования экономики», «формы государственного регулирования экономики», «инструменты государственного регулирования экономики» и сформулированы их авторские определения, что позволило сформировать механизм государственного регулирования НГК и провести его анализ;

– предложены методические рекомендации по построению прогноза цены на нефть, рассчитанной по корзине ОПЕК, с определением прогнозного горизонта цены на пять лет, основанные в отличие от других подходов к прогнозированию цены на нефть (Всемирный банк, МВФ, ОПЕК, ЕС, IEA и др.) на использовании анализа динамического ряда;

– аргументированы предложения по совершенствованию механизма государственного регулирования НГК за счет введения рентакс, определены теоретико-методические подходы, разработан экономический алгоритм его применения и предложена методика расчета рентакс как инструмента государственного регулирования НГК, способствующего повышению эффективности недропользования;

– в развитие методологического и прикладного аспектов исследования разработаны методические рекомендации по совершенствованию механизма государственного регулирования как способа поддержки энергетического сектора, отличительной особенностью которых является их функциональное структурирование на экономический, институциональный и экологический блоки, направленные

на экономически устойчивое развитие НГК.

Теоретическая и практическая значимость диссертационного исследования. Теоретическая значимость исследования заключается в совершенствовании понятийного аппарата государственного регулирования экономики, дополнении и развитии научных представлений о механизме функционирования НГК, а также в обосновании необходимости его реформирования на современном этапе.

Практическая значимость исследования состоит в том, что его отдельные положения могут быть использованы при формировании государственных и региональных программ экономически устойчивого развития НГК в процессе совершенствования механизма государственного регулирования энергетического сектора России.

Основные теоретические положения, научные идеи и выводы диссертационного исследования могут использоваться при преподавании учебных курсов «Государственное регулирование экономики», «Экономика нефтегазового комплекса» и других дисциплин, связанных с нефтегазовым сектором, а также в научно-исследовательских работах по проблемам повышения эффективности механизма государственного регулирования отечественного НГК.

Апробация результатов исследования. Основные положения диссертационной работы докладывались на международных, всероссийских и межрегиональных научно-практических конференциях: «Проблемы развития транспорта и связи в регионе» (Иркутск, 2013 г.), «Современная мировая экономика: проблемы взаимодействия и развития стран и регионов» (Иркутск, 2014 г.), «Проблемные вопросы развития транспортного комплекса региона» (Иркутск, 2014 г.), «Экономическая безопасность: стратегия взаимодействия государства и бизнеса» (Иркутск, 2014 г.), «Российская экономика в современных условиях» (Иркутск, 2015 г.), 26-я научная конференция аспирантов и их руководителей в рамках дней науки БГУЭП (Иркутск, 2015 г.), «Совершенствование экономической и управленческой деятельности экономических систем» (Иркутск, 2015 г.), «Публичное управление и территориальное развитие: новые вызовы и перспективы» (Иркутск, 2015 г.), «Актуальные вопросы экономического развития ТЭК и транспортной логистики региона» (Иркутск, 2015 г.), «Актуальные тенденции развития мировой

экономики» (Иркутск, 2016 г.), «Проблемы и перспективы развития транспорта Восточно-Сибирского региона» (Иркутск, 2016 г.).

Теоретические и практические материалы диссертации используются при подготовке бакалавров и магистров по профилю «Экономика нефтегазового комплекса» при преподавании учебных дисциплин «Государственное регулирование экономики», «Планирование на предприятиях нефтегазового комплекса», «Экономика и организация производства в нефтегазовом секторе» на кафедре экономики и управления бизнесом ФГБОУ ВО «Байкальский государственный университет».

Результаты исследования использованы Комитетом по законодательству о природопользовании, экологии и сельском хозяйстве Законодательного Собрания Иркутской области при проведении экспертизы проектов нормативно-правовых актов в сфере государственного регулирования недропользования и оценки их влияния на устойчивое развитие Иркутской области в рамках реализации компетенции Иркутской области по соответствующему предмету совместного ведения Российской Федерации и субъектов Российской Федерации, а также применялись ООО «Иркутская нефтяная компания» при разработке экономических моделей развития компании на 2017 – 2020 гг.

Результаты диссертационного исследования, основные положения и выводы опубликованы в 19 научных работах общим объемом 7,88 п.л., в т.ч. авторских 7,43 п.л., включая 6 статей в научных журналах, рецензируемых ВАК Минобрнауки РФ, общим объемом 2,52 п.л., в т.ч. авторских 2,32 п.л.

Структура диссертации. Работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованной литературы, состоящего из 248 источников, и восьми приложений. Диссертация содержит 184 страницы основного текста, включающего в себя 18 таблиц и 20 рисунков, и 8 приложений, изложенных на 27 страницах, состоящих из 11 таблиц и 1 рисунка.

Во **введении** обоснована актуальность темы диссертационного исследования, установлена степень научной разработанности проблемы, сформулированы рабочая гипотеза, цель и задачи исследования, отмечены объект и предмет диссертационной работы, ее теоретическая и информационная базы, а также общена-

учная методологическая основа, сформулированы наиболее существенные научные результаты, выносимые на защиту, научная новизна, теоретическая и практическая значимость исследования.

В первой главе **«Теоретические основы государственного регулирования нефтегазового комплекса в системе рыночных отношений»** проанализированы модели государственного регулирования экономики, предложен авторский подход к определению данной категории. Особое внимание в теоретическом плане уделено методам, формам и инструментам централизованного воздействия на хозяйствующих субъектов. Показана специфика и эволюция государственного регулирования НГК Российской Федерации.

Во второй главе **«Исследование функционирования нефтегазового комплекса»** дана общая характеристика НГК России, проанализированы динамика развития и основные показатели функционирования отечественного нефтегазового сектора экономики, показаны его место и роль в глобальной энергетической системе. Особый упор сделан на изучении вопросов государственного регулирования недропользования арктического шельфа, имеющего исключительно важное стратегическое значение для экономики России в XXI в. Здесь же в контексте энергетической безопасности проанализирована практика государственного регулирования нефтегазовой отрасли стран с развитой рыночной структурой.

В третьей главе **«Разработка рекомендаций по государственной поддержке экономически устойчивого развития нефтегазового комплекса»** проведено эконометрическое исследование динамического ряда изменения цены на нефть, рассчитанной по корзине ОПЕК, дана оценка его пригодности с учетом воздействия неэкономических факторов. Выявлены существующие недостатки механизма государственного регулирования отечественного нефтегазового сектора экономики, а также разработаны конкретные методические рекомендации по его совершенствованию на современном этапе.

В заключении сформулированы основные выводы по результатам исследования в соответствии с поставленной целью и задачами.

В приложения вынесены вспомогательные и аналитические материалы, раскрывающие отдельные положения диссертационного исследования.

1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В СИСТЕМЕ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ

1.1. СУЩНОСТЬ И МОДЕЛИ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭКОНОМИКИ

Государственное регулирование экономики в своей эволюции прошло длительный исторический путь. Анализ вариативности участия государства в процессе производства показывает, что оно находилось в пределах, начиная от крайней степени дерегулирования разнообразных отраслей, включая НГК, а также экономики в целом и заканчивая полной государственной монополией производства всех видов продукции. При этом в различных странах одна и та же экономическая политика государственного регулирования далеко не всегда приводила к одинаковым результатам, где-то обеспечивая серьезные успехи и процветание, где-то приводя к провалам и даже краху общественного воспроизводства.

Следует отметить, что среди ученых нет единства во взглядах на сущность государственного регулирования экономики. Так «Большой экономический словарь» трактует данную категорию как «воздействие государства на деятельность хозяйствующих субъектов и рыночную конъюнктуру с целью обеспечения нормальных условий для функционирования рыночного механизма, решения экологических и социальных проблем»¹. На наш взгляд, государственное регулирование экономики должно быть направлено не только на «обеспечение нормальных условий для функционирования рыночного механизма», но и на устранение или смягчение недостатков, присущих ему.

Расплывчатое определение государственного регулирования экономики дал Л. Г. Ходов. Он понимает его как «целенаправленный процесс, обеспечивающий поддержание или изменение экономических явлений и их связей»². Из этого определения, во-первых, сложно понять, о каких экономических явлениях и связях

¹ См.: Большой экономический словарь / под ред. А. Н. Азрилияна. – 7-е изд., доп. и перераб. – М.: Ин-т новой экономики, 2012. – 1472 с.

² См.: Ходов Л. Г. Государственное регулирование национальной экономики / Л. Г. Ходов. – М.: Экономистъ, 2005. – 618 с.

идет речь, поскольку далеко не все из них нуждаются в централизованном регулировании, во-вторых, неясно кто и с помощью какого инструментария планирует это «поддержание или изменение».

Интересную трактовку предлагают Н. А. Михальченкова и Т. М. Сметанина, которые связывают государственное регулирование с системой «типовых мер законодательного, исполнительного и контролирующего характера, осуществляемых правомочными государственными учреждениями и общественными организациями в целях стабилизации и приспособления существующей социально-экономической системы к изменяющимся условиям»¹. Однако, с нашей точки зрения, учитывая масштабы территории России, многообразие природно-климатических зон, плотность населения, инфраструктурное обеспечение и другие факторы, нельзя применять одинаковые « типовые меры », особенно законодательного характера, например, к предприятиям нефтегазовой промышленности, расположенным на Крайнем Севере и в Южном федеральном округе. В этом случае относительное равенство условий функционирования предприятий достигается в первую очередь за счет дифференцированного подхода к участникам хозяйственной деятельности.

В. П. Орешин определяет государственное регулирование экономики как «деятельность органов государственной власти по воздействию на процесс общественного воспроизводства в целях достижения общественно полезных результатов»². Примерно аналогичной точки зрения придерживается Е. П. Губин, который трактует данную категорию как «деятельность (воздействие) государства в лице его органов, направленную на упорядочение отношений в рыночной экономике и предпринимательстве, которая базируется на определенном образом сформулированной и закреплённой государственной экономической политике»³. Следует подчеркнуть, что «общественно полезные результаты» или «упорядочение отношений» в условиях рынка могут касаться не только экономической составляющей, но и социальных, политических, религиозных, международных и других аспектов

¹ Михальченкова Н. А. Государственное регулирование экономики: учебное пособие / Н. А. Михальченкова, Т. М. Сметанина. – Сыктывкар: КРАГСиУ, 2004. – С. 35.

² Орешин В. П. Государственное регулирование национальной экономики / В. П. Орешин. – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 1999. – С. 12.

³ Губин Е. П. Правовые проблемы государственного регулирования рыночной экономики и предпринимательства: дис. ... д-ра юрид. наук: 12.00.03 / Е. П. Губин. – М., 2005. – С. 96.

общественной жизни.

Будучи сложной категорией и способом воздействия на хозяйственную практику на микро-, мезо- и макроуровнях, с нашей точки зрения, государственное регулирование экономики должно рассматриваться в качестве дополнительного институционального средства к рыночному механизму, который в чистом виде уже не может решить всех производственных задач, стоящих перед страной. Исходя из сказанного, на наш взгляд, государственное регулирование экономики представляет собой деятельность государственных институтов, направленную на принятие, реализацию и контроль за выполнением нормативных актов, осуществляемых посредством специфических методов, форм и инструментов воздействия на структуру производства с целью устранения или смягчения недостатков рыночного механизма и поиска источников устойчивого развития экономики на различных уровнях хозяйствования.

Проблемы государственного регулирования экономики, в т.ч. в отраслевом разрезе, привлекают пристальное внимание ученых на протяжении длительного времени. В историко-экономическом аспекте можно выделить различные модели государственного регулирования экономики. В эпоху первоначального накопления капитала европейские государства регулировали торговлю, экспортно-импортные операции, ценообразование и некоторые другие области. Политика меркантилизма признавала государственное регулирование в качестве неотъемлемого условия подъема экономики и выхода промышленности и торговли на принципиально новый уровень, что позволило в дальнейшем сформировать основы протекционизма.

Импортирование дешевых ресурсов и всемерное поощрение экспорта готовой продукции, по мнению меркантилистов, обеспечивает национальный подъем государства. Один из видных представителей данного направления экономической мысли Т. Ман видел благополучие своей страны в активной внешней торговле: «Мы должны постоянно соблюдать следующее правило: продавать иностранцам ежегодно на большую сумму, чем мы покупаем у них»¹. При соблюдении дан-

¹ Ман Т. Богатство Англии во внешней торговле или баланс нашей внешней торговли как регулятор нашего богатства // Мировая экономическая мысль. Сквозь призму веков: в 5 т. Т. I: От зари цивилизации до капитализма / отв. ред. Г. Г. Фетисов. – М.: Мысль, 2004. – С. 153.

ного правила во внешнеэкономической деятельности страна имеет возможность ежегодно обогащаться на величину разницы между экспортом и импортом, которая «будет ввозиться к нам в виде денег, так как та часть наших товаров, за которую мы не получим в обмен товары же, будет по необходимости ввезена в виде денег»¹.

Подобная экономическая стратегия содействовала централизации и усилению государственных институтов власти. В условиях отсутствия регулирования финансовых потоков оптимальным решением явилось стимулирование инфляционных ожиданий, за счет которого происходил приток золота и снижение ставки процента. Это побуждало население увеличивать инвестирование, а не сберегать накопленные денежные ресурсы, что, в конечном итоге, привело к процветанию ряда европейских экономик.

Однако значительно усилившийся класс крупных промышленных собственников столкнулся с существенными проблемами при освоении новых рынков. Как следствие, основной моделью государственного развития на ранних этапах функционирования капитализма становится набирающее силу учение классической политической экономии, предполагающее функционирование саморегулируемого рыночного механизма. Дж. М. Кейнс в числе причин возникновения принципа невмешательства государства в экономическую жизнь общества в XVIII – XIX вв. считал коррупцию, индивидуализм политических философов, а также несостоятельность людей, управлявших обществом. «Почти все, что делалось государством в восемнадцатом веке, было или казалось вредным или неудачным»². По его мнению, материальный прогресс, связанный с частной инициативой, дал благоприятную почву для утверждения о том, что «деятельность государства должна быть строго ограничена, а экономическая жизнь оставлена, насколько это возможно, вне регулирования и отдана на откуп здравому смыслу отдельных граждан, руководствующихся стремлением преуспеть в обществе»³.

Ведущие представители классического направления – А. Смит, Д. Рикардо и

¹ Там же.

² Кейнс Дж. М. Конец *laissez-faire* / Дж. М. Кейнс // Общая теория занятости, процента и денег. Избранное. – М.: Эксмо, 2007. – С. 370.

³ Там же. С. 370 – 371.

другие экономисты – определяющую роль в развитии рынка отводили предпринимательству и конкуренции. В частности, А. Смит в работе «Исследование о природе и причинах богатства народов» под «невидимой рукой» понимал рыночный механизм, уравнивающий предложение и спрос. Устойчивость экономического роста государства зависит от совокупности производителей, направляемых данной «рукой», обеспечивающих выполнение экономических задач за счет саморегулирования рынка¹.

Представители классической школы отрицательно относились к политике протекционизма, регулированию отдельных сфер экономики, ценообразования и заработной платы. По их мнению, государству для развития необходимо свои усилия направить на поддержку крупных торговых, промышленных и финансовых компаний, которые производят товары и услуги, гарантируют занятость населения, способствуют улучшению инфраструктуры, обеспечивают поступления в государственный бюджет в объеме, необходимом для реализации макроэкономических функций. К ним относятся необходимые обществу, но выгодные частному капиталу лишь косвенным образом: обеспечение обороноспособности страны и безопасности граждан, охрана жизни и здоровья человека, защита прав собственности, здравоохранение, образование, судебная система и др. С точки зрения представителей классического направления в условиях рыночных отношений во главу угла ставится свобода предпринимательства и конкуренции, а минимизация государственного регулирования экономики способствует эффективному функционированию рыночного механизма и существенно снижает его деформацию.

Дальнейший рост промышленного производства и постоянное усложнение хозяйственных связей между товаропроизводителями привели к утрате актуальности идей классической экономической теории о саморегулируемости рыночного механизма. Использование только одного рыночного механизма функционирования рынка стало причиной многочисленных нарушений равновесия между спросом и предложением. Разбалансированность воспроизводственного процесса и необходимость его регулирования была показана в работах представителей марк-

¹ См.: Смит А. Исследование о природе и причинах богатства народов / А. Смит. – М.: Эксмо, 2007. – С. 443.

систской, маржиналистской и, впоследствии, кейнсианской школ.

Возникшая во второй половине XIX в. марксистская модель государственного регулирования отстаивала принципы директивной экономики, которые широко использовались в советский период, в т.ч. в нефтегазовой промышленности. Чтобы избежать экономических потрясений, К. Маркс предложил регулировать структуру совокупного общественного продукта, т.е. установить определенные пропорции между I и II подразделениями общественного воспроизводства (производством средств производства и производством предметов потребления)¹. Он считал, что поддержание макроэкономической пропорциональности возможно только при непосредственном государственном участии.

По мнению некоторых ученых, плановая экономика имела определенные преимущества по сравнению с капиталистической². В частности, она обладала большей устойчивостью по отношению к кризисным явлениям и регулировала практически все направления внутренней экономической политики:

- планирование деятельности предприятий по выпуску товарной продукции, исходя из совокупного спроса населения;
- стимулирование научно-технического прогресса путем инвестирования части произведенного ВВП в средства производства;
- возведение торговых барьеров вплоть до полной закрытости национальной экономики или ее отдельных отраслей на внутреннем рынке;
- регулирование трудовых отношений, в частности режима труда и отдыха, заработной платы и продолжительности рабочего дня;
- значительные вложения в факторосберегающие инновации и др.

Для представителей маржиналистского течения экономической мысли – У. С. Джевонса, К. Менгера, Л. Вальраса – также был характерен отход от основных принципов классического направления. Сведенная впоследствии к предпочтениям,

¹ См.: Маркс К. Капитал. Критика политической экономии. Т. 2. Процесс обращения капитала / К. Маркс. – М.: Политиздат, 1978. – С. 556 – 596.

² См.: Абалкин Л. И. «Капитал» К. Маркса и политическая экономия социализма / Л. И. Абалкин. – М.: Мысль, 1967. – 215 с. ; Аганбегян А. Г. Интенсификация и эффективность социалистического производства / А. Г. Аганбегян [и др.]. – М.: Наука, 1988. – 407 с. ; Гэлбрейт Дж. К. Капитализм, социализм, сосуществование (в соавторстве с С. М. Меньшиковым) / Дж. К. Гэлбрейт // Новое индустриальное общество. Избранное. – М.: Эксмо, 2008. – С. 1037 – 1189. ; Шмелев Н. П. В поисках здравого смысла. Двадцать лет российских экономических реформ / Н. П. Шмелев. – М.: Весь мир, 2009. – 514 с.

теория предельной полезности связывала ценообразование в структуре рыночного механизма с редкостью производственных ресурсов, из которых изготовлен тот или иной товар. В частности, наиболее известный из маржиналистов швейцарский экономист Л. Вальрас видел условия устойчивости рынка в прямой зависимости между изменением цены и величиной избыточного спроса на основе свободной рыночной конкуренции¹.

Маржиналисты считали, что значительные сбережения, обеспечивающие стабильность функционирования компаний, могут не только являться сдерживающим фактором экономического роста, но и привести к спаду производства, снижению занятости и другим негативным последствиям. Для того чтобы сбережения превращались в инвестиции, необходима четко выстроенная денежно-кредитная система в сочетании с другими элементами экономической политики.

В конце XIX – начале XX в. в странах с развитой рыночной экономикой стремительно происходил процесс отраслевой и межотраслевой централизации производства (в т.ч. в нефтегазовой промышленности), негативными проявлениями которого являлись монополизм, колоссальный рост безработицы, значительное усложнение хозяйственных связей, увеличение рисков неэффективности управления в крупных компаниях и др. Все это привело к самому глубокому экономическому кризису капитализма – Великой депрессии 1929 – 1933 гг., которая поставила под сомнение главный тезис классической политической экономии о саморегулировании рынка как ключевом факторе процветания государства.

Причиной снижения авторитета модели саморегулирования рынка также явились серьезные макроэкономические достижения стран, которые предприняли активное вмешательство в хозяйственную деятельность. Успехи СССР, а также США в период правления Ф. Рузвельта, использовавшего элементы планирования, показали несостоятельность классической концепции развития производства в 30-е гг. XX в. С теоретической точки зрения большую роль в этом сыграла кейнсианская модель регулирования экономики.

Дж. М. Кейнс в своей работе «Общая теория занятости, процента и денег»

¹ См.: Вальрас Л. Элементы чистой политической экономии или Теория общественного богатства / Л. Вальрас. – М.: Изограф, 2000. – 448 с.

отмечал необходимость активного государственного вмешательства в экономические процессы, ставящего своей целью поступательное развитие страны за счет стимулирования совокупного спроса. Он писал: «Наиболее важные пункты государственной «Повестки дня» должны быть связаны не с теми функциями, которые индивиды уже выполняют самостоятельно, а с теми, которые находятся вне сферы их деятельности и которые не может выполнять никто, кроме государства. Важно, чтобы правительство не выполняло, лучше или хуже, тех функций, которые и так выполняют индивиды, оно должно делать то, что сейчас не делается вообще»¹.

По мнению основоположника современной макроэкономической теории, масштабное государственное регулирование нивелирует сбои рыночного механизма, исчерпавшего свои возможности уже к началу XX в. Мягкое денежно-кредитное, бюджетное и налоговое централизованное вмешательство благоприятствует экономической стабилизации. Это особенно важно в условиях кризисных потрясений, так как уровень инвестиционной активности предприятий зависит от ставки процента и размеров их прибылей. «Для поддержания любого данного уровня занятости необходимы текущие инвестиции, поглощающие превышение совокупной продукции над тем, что общество желает потреблять при данном уровне занятости. ... Величина текущих инвестиций зависит от того, что мы будем называть побуждением инвестировать, а побуждение инвестировать, в свою очередь, зависит от отношения между графиком предельной эффективности капитала и комплексом норм процента по займам с разными сроками погашения и разной степенью риска»². Совокупный спрос определяет динамику рыночной конъюнктуры как в краткосрочном, так и в долгосрочном периодах, причем во втором случае наращивание именно инвестиционного, а не только потребительского спроса позволит добиться существенного роста национальной экономики.

В отличие от классической модели, в кейнсианской ведущая роль отводится государственным расходам, а бюджетное и налоговое регулирование способствуют достижению основных макроэкономических показателей. Наращивание соци-

¹ Кейнс Дж. М. Конец *laissez-faire* / Дж. М. Кейнс // Общая теория занятости, процента и денег. Избранное. – М.: Эксмо, 2007. – С. 382.

² Кейнс Дж. М. Общая теория занятости, процента и денег / Дж. М. Кейнс // Общая теория занятости, процента и денег. Избранное. – М.: Эксмо, 2007. – С. 61.

альных расходов обеспечило странам устойчивое развитие, способствовало формированию высокой налоговой культуры и повышению социально-экономической безопасности. В частности, проводимая в США политика «Нового курса» Ф. Рузвельта, предполагавшая централизованное вмешательство в экономические процессы, не рассматривалась частными компаниями, а тем более населением в качестве посягательства на их экономическую свободу, так как стихийное саморегулирование показало свою неспособность противостоять состоянию стагнации.

Особой популярностью среди развитых рыночных экономик кейнсианская модель регулирования пользовалась в 1950 – 1970-е гг., когда правительства ведущих стран проводили курс на наращивание производства за счет активной инвестиционной политики и связанного с нею роста государственных расходов. Благодаря антициклическому регулированию укреплялась экономическая мощь государства, значительно увеличились реальные доходы и уровень занятости населения. К тому же рост благосостояния граждан положительным образом сказался на покупательной способности: существенно повысились темпы приобретения населением движимого и недвижимого имущества.

Однако постоянно возрастающие ставки налогообложения, которые требовались для выполнения крупных социально-экономических проектов, не содействовали дальнейшему росту экономики. Значительно возросший уровень налоговой нагрузки уже не оказывал оздоровительного эффекта, а постоянно увеличивающиеся государственные расходы не способствовали положительной динамике капиталовложений и, как следствие, перераспределение ВВП вошло в противоречие с темпами экономического роста, став серьезным бременем для хозяйствующих субъектов.

Если в период расцвета кейнсианской политики задача денежно-кредитного регулирования сводилась к контролю над процентными ставками, обеспечивающему максимальную занятость, то в 1970-е гг., в условиях изменившихся макроэкономических реалий, данная модель оказалась непригодной. В ведущих мировых экономиках и некоторых развивающихся странах началась стагнация производства. Этот процесс сопровождался постоянными требованиями работников об

увеличении заработной платы, что наряду со значительным ростом бюджетного дефицита и интенсивным расширением количества банковских кредитных операций способствовало существенному увеличению темпов инфляции. В изменившихся реалиях кейнсианство оказалось не в состоянии решить проблему снижения инфляционных издержек при одновременном увеличении занятости.

Начавшийся в 70-е гг. XX в. в ряде стран экономический кризис, а также рост внешнего и внутреннего государственного долга показали приемлемость кейнсианской модели лишь в условиях динамичного увеличения производительности труда, а именно превышения темпов роста ВВП над темпами правительственных расходов, что заставило многие правительства искать альтернативные подходы к государственному регулированию. В наибольшей степени кризис затронул страны, политика которых предусматривала агрессивные налоговые инструменты и сопровождалась крупными социальными гарантиями и инвестиционными программами, например, Францию и ФРГ. Государства же, выбравшие в качестве экономической стратегии регулирование совокупного спроса, такие как Япония, пострадали в значительно меньшей степени.

В 80-е гг. XX в. в условиях формирования информационного уклада, связанного с микроэлектроникой и компьютеризацией экономических процессов, и революционных изменений, коснувшихся сферы производства и прежде всего военно-промышленного комплекса, государству стало жизненно необходимо вкладывать значительные средства в науку с целью сохранения конкурентоспособности на мировом рынке. Расходы на социальную политику, имевшие весомый удельный вес в структуре бюджета и явившиеся локомотивом экономического развития при более низких темпах роста производительности труда, оказались неподъемными при хроническом бюджетном дефиците.

Как результат, в обществе вновь сформировалась идея саморегулируемости рынка в качестве ведущей модели развития. Государства стали направлять усилия на поиск методов борьбы с уклонением от уплаты налогов, на повышение налоговой дисциплины и вывод экономики из теневого сектора. Данные цели послужили побудительным мотивом для политических лидеров поставить сбалансированность

бюджета в качестве основной задачи внутренней экономической политики¹. На смену кейнсианской модели регулирования в изменившихся кризисных условиях пришла неоклассическая модель.

Ее сторонники рассматривали просчеты правительства и центрального банка как основную причину экономических потрясений, чрезмерного роста инфляции и снижения уровня занятости. Фундаментальной базой данной модели являлось положение об ограниченном государственном вмешательстве в хозяйственную жизнь общества. Задачи государства сводились к представительским функциям, обеспечению притока иностранного капитала, повышению обороноспособности страны и др.

По мнению неоклассиков, саморегулирование рынка способно практически без посторонней поддержки привести экономику в равновесное состояние, исправить даже значительные структурные диспропорции. В качестве объектов серьезной критики по-прежнему выступают бюджетный дефицит, растущий уровень внешнего и внутреннего государственного долга, а также высокая степень неэффективности использования средств налогоплательщиков. Ключевым звеном на пути выхода из состояния кризиса представители неоклассического направления считали финансы домохозяйств, которые в совокупности с капиталовложениями предприятий и государственными инвестициями могли выступать в качестве регулятора экономического процесса. Результатом такого регулирования явилось снижение налоговых ставок, что способствовало увеличению производительного и потребительского спроса.

Популярными и доказавшими свою эффективность способами в борьбе с инфляцией и растущим бюджетным дефицитом явились приватизация и значительное сокращение социальных расходов, как было, например, в Великобритании в эпоху правления М. Тэтчер². Если объективные доводы в пользу снижения социальной нагрузки первоначально рассматривались как не заслуживающие доверия

¹ См.: Трофимов С. Е. Историко-экономические аспекты государственного регулирования экономики / С. Е. Трофимов // Известия ИГЭА (БГУЭП) (Электронный журнал). – 2014. – № 6. Режим доступа: <http://eizvestia.isea.ru/reader/article.aspx?id=19797>.

² См.: Замятин Л. М. Горби и Мэгги. Записки посла о двух известных политиках – Михаиле Горбачеве и Маргарет Тэтчер / Л. М. Замятин. – М.: ПИК ВИНТИ, 1995. – 184 с. ; Перегудов С. П. Тэтчер и тэтчеризм / С. П. Перегудов. – М.: Наука, 1996. – 301 с. ; Тэтчер М. Искусство управления государством: Стратегии для меняющегося мира / М. Тэтчер. – М.: Альпина Паблишер, 2012. – 504 с.

у населения и способствовали потере политиками предвыборных очков, то затем прямая необходимость отмены ряда социальных проектов была встречена если не с одобрением, то с пониманием. В особенности это касалось ликвидации или, на крайний случай, серьезного сокращения пособия по безработице. С точки зрения сторонников теории экономики предложения – одного из ответвлений неоклассического подхода, вопрос поддержки неработающего экономически активного населения выглядел по меньшей мере спорно в период восстановления экономики, развития предпринимательства, укрепления частного сектора и появления значительного количества новых рабочих мест. По мнению ведущих представителей данного направления, такой фактически «налог на безделье» являлся одним из противодействующих факторов на пути к экономическому росту и способствовал увеличению безработицы¹.

В основе неоклассической модели лежало положение о минимальном регулирующем воздействии, обеспечивающем значительный мультипликативный эффект на протяжении продолжительного прогнозного горизонта. Получившим наибольшую известность направлением данной модели стала чикагская школа монетаризма, основателем которой является американский экономист Милтон Фридмен. В качестве инструмента регулирования была выбрана денежно-кредитная система государства, что нашло отражение в экономической политике российского правительства, в т.ч. в энергетическом секторе, в 90-е гг. XX в.

Монетаризм приобрел мировое признание в 70-е гг. XX в., когда кейнсианское бюджетно-налоговое регулирование не только не приводило к каким-либо значимым результатам, но и, наоборот, усугубляло ситуацию. В своих работах М. Фридмен призывал строить государственную экономическую политику на основе тщательного анализа происходящих событий. Особое внимание он уделял здоровому предпринимательству и свободной конкуренции, которые приводят в равновесие рыночную систему. Причиной всех экономических проблем рассмат-

¹ См.: Feldstein M. Inflation, Income Taxes and the Rate of Interest: A Theoretical Analysis / M. Feldstein // *American Economic Review*. – 1976. – Vol. 66. – № 5. – Pp. 809 – 829. ; Laffer A. B. An Equilibrium Rational Macroeconomic Framework / A. B Laffer // *Economic Issues of the Eighties* / In Kamrany N. M., Day R. H. (Eds.). – Baltimore: John Hopkins University Press, 1979. – Pp. 44 – 57. ; Mundell R.A. The Future of the International Financial System / R.A. Mundell // *Bretton-Woods revisited* / In Acheson A., Chant J., Prachowny M. (Eds.). – Toronto, 1972. – Pp. 91 – 104.

ривалось чрезмерное государственное регулирование, не дающее рынку стабилизировать стихийно развивающиеся процессы.

По мнению создателя современной теории денег, в период стагфляции жизненно важно полностью контролировать деятельность центрального банка в вопросе эмиссии денежных знаков, так как все принципиальные экономические вопросы необходимо решать за счет средств бюджета. В качестве эффективного способа снижения инфляции М. Фридмен предлагал ограничить количество денег, находящихся в обращении, что в краткосрочной перспективе приостановит рост цен¹. Грамотная денежно-кредитная политика приведет к стабилизации экономики, обеспечит благоприятный инвестиционный климат и стимулирование инноваций. По мнению монетаристов, рыночной системе присуща устойчивость, поэтому экономическая деятельность должна осуществляться за счет саморегулирования².

Основоположник теории рациональных ожиданий Дж. Ф. Мут считал государственное вмешательство в рыночные процессы, в т.ч. в виде монетарной политики, полностью излишним³. Его последователи Р. Лукас, К. Симс и Т. Сарджент были убеждены в том, что увеличение центральным банком предложения денег не обеспечит улучшения реальных экономических показателей и попросту является бесполезным механизмом, так как субъекты рыночной системы обладают всей необходимой и достаточной информацией в своей области. Даже элементарный анализ стратегии экономического развития государства приведет к невозможности ее исполнения, поскольку основной целью деятельности предприятий является максимизация прибыли⁴.

¹ См.: Фридмен М. Если бы деньги заговорили... / М. Фридмен. – М.: Дело, 1998. – 160 с. ; Фридмен М. Капитализм и свобода / М. Фридмен. – М.: Новое издательство, 2006. – 240 с. ; Friedman M. The Quantity Theory of Money: A Restatement / M. Friedman // Studies in the Quantity Theory of Money / In Friedman M. (Ed.). – Chicago: University of Chicago Press, 1956. – Pp. 3 – 21.

² См.: Friedman M. The Role of Monetary Policy / M. Friedman // American Economic Review. – 1968. – № 58. – Pp. 1 – 17. ; Friedman M. Money and Economic Development: The Horowitz Lectures of 1972 / M. Friedman. – New York: Praeger, 1973. – 67 p.

³ См.: Muth J. F. Rational Expectations and the Theory of Price Movements / J. F. Muth // Econometrica. – 1961. – Vol. 29. – № 3. – Pp. 315 – 335.

⁴ См.: Lukas R. E. Expectations and the Neutrality of Money / R. E. Lukas // Journal of Economic Theory. – 1972. – Vol. 4. – № 2. – Pp. 103 – 124. ; Lukas R. E. Understanding Business Cycles / R. E. Lukas // Studies in Business-Cycle Theory / In Lukas R. E. (Ed.). – Cambridge: MIT Press, 1977. – Pp. 215 – 239. ; Sims C. A. A Simple Model for Study of the Determination of the Price Level and the Interaction of Monetary and Fiscal Policy / C. A. Sims // Journal of Economic Theory. – 1994. – Vol. 4. – № 3. – Pp. 381 – 399. ; Sims C. A. Fiscal Aspects of Central Bank Independence [Electronic resource] / C. A. Sims. – Princeton, New Jersey: Princeton University, 2003. – Access mode: <http://sims.princeton.edu/yftp/Munich/CBInd.pdf> (Address data: 5 Jan. 2015). ; Sargent T. J. Business Cycle Modeling Without Pretending to Have Too

Главное отличие от монетаризма третьего течения неоклассической модели – теории экономики предложения – заключается в выборе бюджетно-налогового регулирования в качестве способа реализации экономической политики. Увеличение объемов производства и реальных доходов населения предполагает наличие дефицита бюджета на начальном этапе, которое компенсируется впоследствии. Кроме того, с точки зрения основателей теории А. Лаффера и Р. Манделла, снижение степени регулирования товаропроизводителей и понижение налоговых ставок обеспечивает последующий значительный мультипликативный эффект¹.

Как показал мировой опыт, применение различных течений неоклассической модели государственного регулирования, подразумевающих свободу предпринимательства, далеко не во всех случаях эффективно. В странах с сырьевой экономикой, к которым, с определенной долей условности, относится и Россия, это может послужить причиной стагнации и невозможности внедрения новейших технологий в специализированные отрасли, в т.ч. добывающие углеводородное сырье. В данных реалиях для развития собственного производства на определенный период целесообразно установить ряд протекционистских мер, выполняющих функцию своеобразного барьера, защищающего от иностранной конкуренции. Однако если этот период окажется продолжительным, то недополученные доходы могут значительно превысить реальные поступления в бюджет от отечественных товаропроизводителей.

Первой из развитых стран, применивших неоклассическую модель, стали США в 1980-е гг. Следствием проводимой монетарной политики за первые шесть лет правления администрации Р. Рейгана явилось сокращение расходов бюджета и «увеличение долга федерального правительства в неизменных ценах, приблизительно равное сумме реального долга, накопленного в течение первых двухсот лет существования страны, включая долговые обязательства по финансированию учас-

Much a Priori Theory / T. J. Sargent, C. A. Sims // *New Methods of Business Cycle Research: Proceedings from a Conference* / In Sims C. A. (Ed.). – Minneapolis: Federal Reserve Bank of Minneapolis, 1977. – Pp. 45 – 109.

¹ Laffer A. B. *Monetary Policy and the Balance of Payments* / A. B. Laffer // *Journal of Money, Credit and Banking*. – 1972. – Vol. 4. – № 1. – Pp. 13 – 22. ; Laffer A. B. *The Economics of the Tax Revolt* / A. B. Laffer, J. P. Seymour. – San Diego: Harcourt Brace Jovanovich, 1979. – 138 p. ; Mundell R. A. *Monetary Theory: Inflation, Interest and Growth in the World Economy* / R. A. Mundell. – Pacific Palisades, California: Goodyear, 1971. – 189 p.

тия во Второй мировой войне»¹. Если по итогам 1981 г. государственный долг США составлял 31,3% ВВП, то после 1986 г. – 47,4% ВВП². Результатом данной политики явились повышение процентной ставки и дефицит наличных денежных средств.

С 90-х гг. XX в. часть европейских государств также стали использовать неоклассические методы регулирования. Дефицит платежных средств в мировом масштабе привел к сильнейшему падению котировок акций на финансовых рынках, снижению цен на энергоносители и товары, потребляемые Европой и США. Воплощенная на практике данная модель вылилась в кризисы на развивающихся рынках Таиланда, Южной Кореи, Индонезии, Бразилии и российский дефолт августа 1998 г.

В начале XXI в. развитые страны стимулируют экономику посредством синтеза классических и кейнсианских методов, применяемых к конкретным условиям. Ключевая роль здесь отводится эффективности принятия решений, направленных на развитие высокотехнологичных секторов экономики, проведение энергосберегающей политики и обеспечение энергобезопасности страны, повышение качества человеческого капитала и уровня жизни. В таких условиях капитализация крупнейших компаний в значительной мере связана с нематериальными активами, эффективностью их структуры, уровнем квалификации сотрудников и внедрением инноваций в массовое производство. По мнению С. Ю. Глазьева, выход из финансово-экономического кризиса 2008 – 2009 гг. сопровождался постепенным переходом к постиндустриальному обществу и в своей основе предполагал становление нового технологического уклада³.

Выбор между той или иной концепцией государственного регулирования в большей степени предопределяется социально-экономическим состоянием общества и внешними факторами. Необходимость в устойчивом развитии России, значи-

¹ Стиглиц Дж. Ю. Экономика государственного сектора / Дж. Ю. Стиглиц. – М.: МГУ: ИНФРА-М, 1997. – С. 59.

² По итогам 2012 г. совокупный государственный долг США впервые превысил уровень ВВП и составил 100,8%, а по итогам 2015 г. увеличился до 103,8%. В феврале 2017 г. его размер составил 20,0 трлн долл. Federal Debt: Total Public Debt as Percent of Gross Domestic Product [Electronic resource] // Economic Research. Federal Reserve Bank of St. Louis. – Access mode: <https://fred.stlouisfed.org/series/GFDEGDQ188S> (Address data: 20 Jan. 2017). ; Financial audit: Bureau of the Fiscal Service's Fiscal Years 2015 and 2014 Schedules of Federal Debt [Electronic resource] // U.S. Government Accountability Office. – Access mode: <http://www.gao.gov/assets/680/674652.pdf> (Address data: 5 Nov. 2016).

³ См.: Глазьев С. Ю. Мировой экономический кризис как процесс смены технологических укладов / С. Ю. Глазьев // Вопросы экономики. – 2009. – № 3. – С. 32. ; Глазьев С. Ю. О неотложных мерах по укреплению экономической безопасности России и выводу российской экономики на траекторию опережающего развития. Доклад / С. Ю. Глазьев. – М.: Ин-т экономических стратегий, Русский биографический ин-т, 2015. – 60 с.

тельная роль в котором отводится эффективному функционированию НГК, вынуждает правительство искать пути оптимизации централизованного воздействия на хозяйственную деятельность на микро-, мезо- и макроуровнях не только на базе новых или синтеза альтернативных теоретических моделей, но и за счет поиска нового инструментария механизма государственного регулирования экономики.

1.2. МЕТОДЫ, ФОРМЫ И ИНСТРУМЕНТЫ МЕХАНИЗМА ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЭКОНОМИКИ

Государственное регулирование является неотъемлемой составной частью нормального функционирования рыночной экономики. Переход к рынку, проходивший в России в условиях «шоковой терапии», сопровождался не только катастрофическим спадом деловой активности, но и резким снижением доходов основной части населения страны. Так, в 1998 г. после официального объявления дефолта в России объем ВВП по сравнению с 1989 г. сократился на 44,2%¹, а за чертой бедности в 2000 г. оказалось 41,9 млн человек или 28,9% населения страны².

Сложившаяся экономическая ситуация привела к полному отказу от монетарной модели, пересмотру концептуальных взглядов на роль и значение государственного регулирования экономики, а также ее отдельных отраслей в РФ. Современный конкурентный рынок не является идеальным и не может выступать в качестве саморегулирующейся системы, как считали многие отечественные экономисты в 90-е гг. XX в., стоявшие на неоклассических позициях³. А значит, в определенной степени необходимо централизованное вмешательство в хозяйственную деятельность для обеспечения устойчивого развития производства.

Первоначально концепция устойчивого развития сводилась к проблемам ограниченности полезных ископаемых и сохранения окружающей среды. В 70-е гг. XX в. в рамках данной концепции, получившей к тому времени всемирное при-

¹ Российский статистический ежегодник, 2000: стат. сб. / под ред. В. Л. Соколина. – М.: Госкомстат России, 2000. – С. 249.

² Российский статистический ежегодник, 2003: стат. сб. / под ред. В. Л. Соколина. – М.: Госкомстат России, 2003. – С. 169.

³ См., например: Гайдар Е. Т. Гибель империи. Уроки для современной России / Е. Т. Гайдар. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: РОССПЭН, 2006. – 448 с.; Ясин Е. Г. Функции государства в рыночной экономике / Е. Г. Ясин // Вопросы экономики. – 1997. – № 6. – С. 13 – 22.

знание, начали формироваться международные институты, обозначенные, в частности, в докладе Римского клуба «Пределы роста»¹.

В научной литературе представлен широкий спектр определений категории «устойчивое развитие». Приведем некоторые из них (табл. 1.2.1).

Таблица 1.2.1

Определения категории «устойчивое развитие»

№	Определение категории	Автор определения
1	Способ преодоления главной для современной цивилизации экологической угрозы, существовавшей в виде некой теоретически обоснованной опасности, осознаваемой сравнительно узким кругом ученых и политиков и связанной с перенаселением, с невозможным расходом природных ресурсов и с загрязнением окружающей среды	Конференция ООН по окружающей среде и развитию. Рио-де-Жанейро, 1992
2	Такая модель развития общества, при которой удовлетворяются основные жизненные потребности как нынешнего, так и всех последующих поколений	Академик, вице-президент РАН, председатель СО РАН В. А. Коптюг
3	Управление совокупным капиталом общества в интересах сохранения и приумножения человеческих возможностей	Всемирный банк
4	Процесс, ориентированный на постоянное сохранение динамического равновесия посредством целенаправленного использования имеющегося потенциала и условий внешней среды	Канд. экон. наук А. В. Цвикилевич

Источник: Бегун Т. В. Устойчивое развитие: определение, концепция и факторы в контексте моногородов / Т. В. Бегун // Экономика, управление, финансы (II): материалы междунар. заоч. науч. конф., г. Пермь, дек. 2012 г. – Пермь: Меркурий, 2012. – С. 158, 161.

Не вдаваясь в дискуссии по данному вопросу, в диссертации основной упор мы сделали на экономически устойчивом развитии, под которым мы понимаем процесс сбалансированного социально-экономического развития государства, приводящий к положительной динамике производства и качественным изменениям уровня жизни населения. Это достигается за счет эффективного распределения природных богатств, внедрения достижений научно-технического прогресса, повышения инвестиционной привлекательности, строительства инфраструктурных объектов и др.

Относительно экономически устойчивое развитие России в начале XXI в. было достигнуто преимущественно за счет высоких цен на энергоносители и другие

¹ Meadows D. H. The Limits to Growth / D. H. Meadows, D. L. Meadows, J. Randers, W. W. Behrens III. – New York: Universe Books, 1972. – 205 p.

полезные ископаемые на мировых рынках. На современном этапе локомотивом экспортной валютной выручки в страну, даже в условиях обвального падения цены на нефть в 2014 – 2016 гг., продолжают оставаться предприятия и корпорации, деятельность которых связана с добычей, первичной переработкой и транспортировкой природных ресурсов, прежде всего нефти и газа. Значительный производственный, научно-технический и человеческий потенциал страны, наряду с огромной территорией и уникальными природными ресурсами, определили масштабы отечественной экономики. Именно поэтому встает вопрос о необходимости дальнейшего совершенствования механизма государственного регулирования экономики, прежде всего в стратегически важных отраслях, к которым относится и НГК.

Государственное регулирование экономики, в т.ч. и нефтегазового комплекса, с позиции системно-функционального подхода осуществляется посредством методов, форм и инструментов воздействия на хозяйствующие субъекты. Следует подчеркнуть, что среди ученых нет единства во взглядах на сущность этих категорий и их классификацию. Мало того, они часто смешиваются, внося путаницу в категориальный аппарат. Так, Е. П. Губин под методами государственного регулирования понимает «определенную совокупность способов, приемов, операций, направленных на решение конкретных задач и достижение поставленных целей. Метод отвечает на вопрос о том, как государство регулирует экономические и предпринимательские отношения»¹. Все методы он делит на морально-этические, социально-политические, экономические, административные и правовые методы².

По мнению Ю. А. Тихомирова, методы и способы государственного регулирования классифицируются в соответствии с характером и степенью воздействия на объекты регулирования:

- методы, способы общенормативного регулирования;
- программно-установочные способы;
- легализующие средства;
- способы нормативно-количественного измерения;
- способы поддержания уровня деятельности и ее стимулирование;

¹ Губин Е. П. Правовые проблемы государственного регулирования рыночной экономики и предпринимательства: дис. ... д-ра юрид. наук: 12.00.03 / Е. П. Губин. – М., 2005. – С. 83.

² Там же.

– контрольно-учетные и «запретные» способы¹.

И. С. Пакулина отождествляет понятия форм и методов государственного регулирования экономики и рекомендует их следующую систему:

- прямое и косвенное воздействие;
- директивное и рекомендательное (индикативное) воздействие;
- частное и комплексное воздействие;
- текущее и перспективное (стратегическое) воздействие².

На наш взгляд, в работах М. Г. Светунькова наблюдается терминологическая путаница в отношении форм и инструментов государственного регулирования. Данный автор к инструментам регулирования относит:

- государственное экономическое прогнозирование;
- государственное экономическое программирование;
- бюджетно-налоговую систему;
- денежно-кредитную политику;
- валютную политику;
- таможенную политику³.

Мы считаем, что методы государственного регулирования следует рассматривать с точки зрения возможности конкретного централизованного влияния на экономические процессы, которых может быть два: прямые (административные) и косвенные (экономические).

Исходя из сказанного, под методами государственного регулирования мы понимаем способы прямого (административного) или косвенного (экономического) воздействия на хозяйствующие субъекты с целью создания условий для устойчивого развития национального производства, повышения эффективности функционирования экономики и уровня жизни населения. Однако данная классификация содержит в себе определенную долю условности, так как многие элементы регулирования в той или иной степени относятся как к прямым (администра-

¹ Тихомиров Ю. А. Публично-правовое регулирование: динамика сфер и методов / Ю. А. Тихомиров // Журнал российского права. – 2001. – № 5. – С. 12.

² Пакулина И. С. Государственное регулирование развития социальной сферы: приоритеты и экономические механизмы: монография / И. С. Пакулина. – Орел: Изд-во Орловского филиала РАНХиГС, 2014. – С. 20 – 22.

³ Светуньков М. Г. Теория государственного регулирования предпринимательскими сетями / М. Г. Светуньков. – Ульяновск: Изд. ИП Василькина М.Н., 2011. – С. 8.

тивными), так и к косвенным (экономическим) методам.

Прямые методы, получившие широкое распространение в условиях административно-командной системы, исповедующей марксистскую модель государственного регулирования экономики, предполагают жесткое вмешательство государства в действия хозяйствующих субъектов. При административном регулировании обычно используются меры принудительного характера, различные запретительные или разрешительные предписания, благодаря которым часто создаются монопольные, более комфортные или даже «тепличные» условия для ведения производственной деятельности и привлечения инвестиций.

Однако было бы ошибочно считать прямые методы атрибутом только административно-командной экономики. Они применяются, хотя и в значительно меньшей степени, и в условиях рыночных отношений. Например, в России предусмотрен жесткий механизм централизованного изъятия дополнительных нефтегазовых доходов в пользу федерального бюджета, Резервного фонда и Фонда национального благосостояния или бюджетное финансирование строительства нефтегазовых трубопроводов, часто являющихся региональными монополистами в логистической цепочке поставок углеводородного сырья.

Значение прямых методов особенно возрастает в период кризисных явлений, требующих кардинальных мер по оздоровлению экономической ситуации в стране. При стабильной экономической ситуации значение прямых методов административного воздействия на предпринимательский сектор снижается за исключением экологической и социальной сфер.

Косвенные методы характерны для рыночных отношений и направлены на экономическое побуждение предприятий действовать в соответствии с государственными интересами. Их основная функция сводится к устранению или смягчению недостатков рыночного механизма, повышению эффективности производства и стимулированию предпринимательской активности без прямого административного вмешательства в деятельность хозяйствующих субъектов. Государство посредством экономической мотивации создает условия, в которых участники рынка действуют в соответствии с общенациональными задачами. Косвенным методам

регулирующего присущ определенный временной разрыв между принятым государственным решением и соответствующей реакцией экономического сектора. Так, в России применяется понижающий коэффициент к ставке налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для малых и истощенных месторождений, что в определенной степени стимулирует предприятия в процессе добычи углеводородного сырья повышать нефтеотдачу пластов.

В отличие от методов государственного регулирования, разграничение по формам носит менее условный характер, несмотря на тесную взаимосвязь отдельных из них. На наш взгляд, формы государственного регулирования представляют собой ключевые направления централизованной экономической политики по различным сферам воздействия на хозяйствующих субъектов на микро-, мезо- и макроуровнях. Их можно классифицировать следующим образом:

- антициклическое регулирование;
- бюджетное регулирование;
- налоговое регулирование;
- денежно-кредитное регулирование;
- антиинфляционное регулирование;
- финансовое регулирование;
- валютное регулирование;
- государственное регулирование экономического роста;
- государственное регулирование социальной сферы, включая регулирование условий труда, его оплаты и трудовых отношений;
- государственное регулирование отраслей экономики, в т.ч. НГК;
- государственное регулирование научно-технической политики;
- государственное регулирование в области ценообразования (антимонопольное регулирование);
- государственное регулирование природопользования, экологии, охраны и восстановления окружающей среды;
- государственное регулирование внешнеэкономической деятельности;
- государственное лицензирование;

- таможенно-тарифное регулирование;
- формирование государственных заказов, различных целевых программ и пр.

Под инструментами государственного регулирования понимается нормативно-правовая база, представляющая собой конкретные административные и экономические рычаги, с помощью которых оказывается непосредственное или опосредованное централизованное воздействие на хозяйствующие субъекты, и заставляющая их в принудительном порядке или добровольно функционировать в соответствии с общенациональными интересами. Так, например, в качестве инструментов денежно-кредитной политики выступают не только ставка рефинансирования Центрального банка или объем денежной массы, но и в определенной степени «привязка» российского рубля к мировым ценам на нефть, а таможенно-тарифное регулирование связано со специфическими инструментами, к которым относятся квоты, таможенные пошлины, в т.ч. на вывозимое углеводородное сырье¹.

Взаимосвязь методов, форм и инструментов государственного регулирования экономики представлена на рис. 1.2.1.

Следует подчеркнуть важность всех форм государственного регулирования, как отдельных отраслей, так и экономики в целом, которые между собой тесно переплетены и взаимосвязаны. Однако значение каждой из форм может существенно возрастать или уменьшаться в зависимости от конкретных макроэкономических целей. На современном этапе, на наш взгляд, решающее влияние на уровень государственного регулирования национального рынка оказывают прежде всего совокупность инструментов антициклического регулирования, бюджетной, налоговой, финансовой, валютной, денежно-кредитной, антиинфляционной политики, а также государственное регулирование экономического роста и социальной сферы.

Антициклическое регулирование осуществляется в направлении противодействия экономическим колебаниям за счет распределения и перераспределения государственного бюджета, изменения денежной массы, налоговых ставок, реализации инвестиционных проектов и других инструментов бюджетной, налоговой и денежно-кредитной политики. Таким образом, данная форма регулирования сгла-

¹ См.: Трофимов С.Е. Проблемы совершенствования механизма государственного регулирования нефтегазового комплекса / С.Е. Трофимов // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 11 (ч.4). – С. 992.

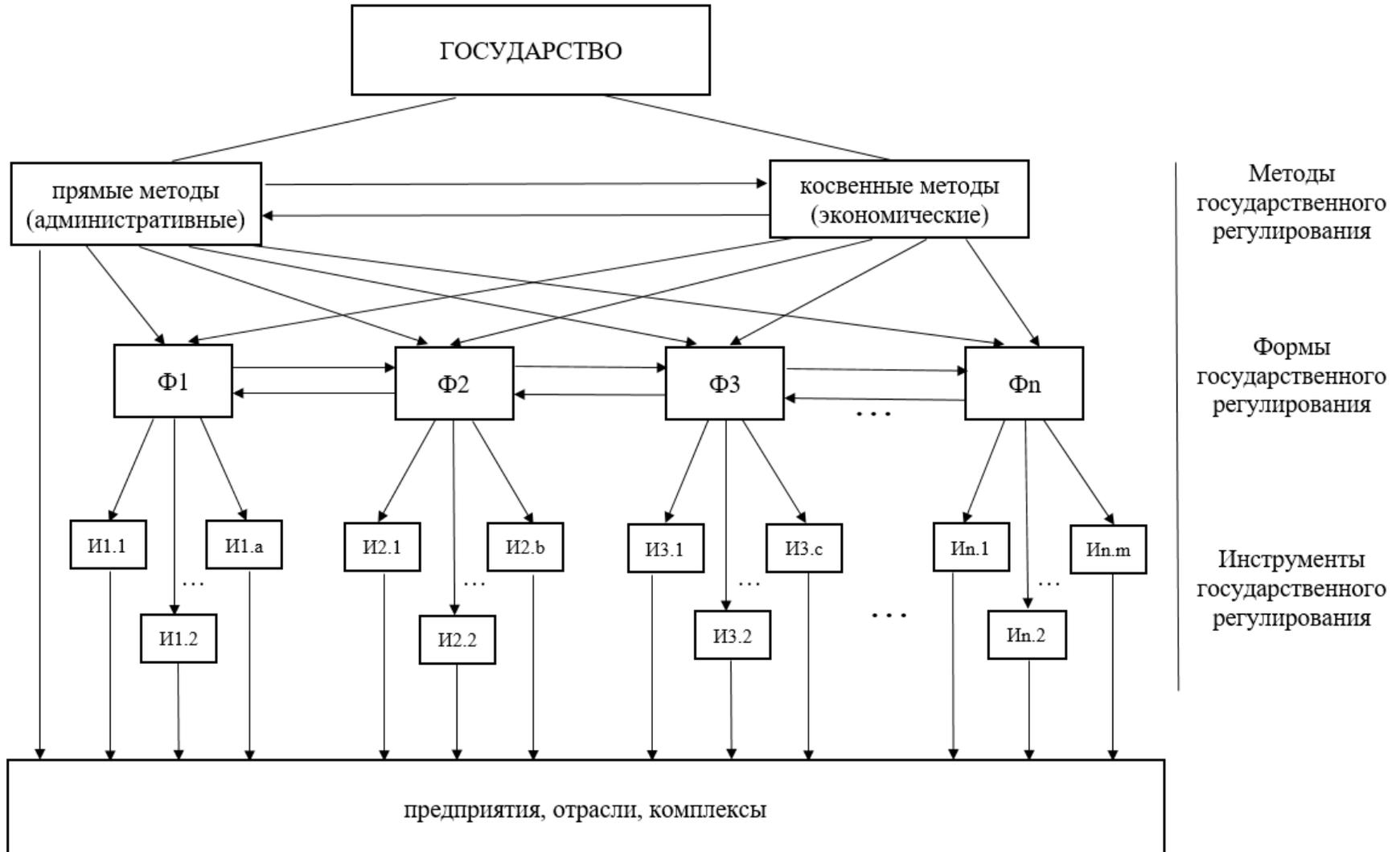


Рис. 1.2.1. Взаимосвязь методов, форм и инструментов государственного регулирования экономики

где n – общее количество форм государственного регулирования экономики;

$a, b, c \dots m$ – общее количество инструментов государственного регулирования экономики для соответствующих форм государственного регулирования экономики $\Phi_1, \Phi_2, \Phi_3, \dots \Phi_n$.

Источник: составлено автором.

живает амплитуды колебания циклов и способствует стабилизации экономики.

Антициклическое регулирование состоит из политики экспансии, используемой на фазах кризиса и депрессии, и политики рестрикции, проводимой на фазах оживления и подъема. Для смягчения влияния негативных факторов в условиях экономического спада или застоя применяется преимущественно бюджетно-налоговая политика. Она предполагает использование различных инструментов, в т.ч. предоставление государством краткосрочных и долгосрочных льготных кредитных ресурсов на развитие производства, уменьшение налоговых ставок и др. Так, например, в РФ кредитование по льготным процентным ставкам может осуществляться, за счет как государственных источников, так и средств частного бизнеса при освоении предприятиями НГК стратегически значимых углеводородных месторождений.

При восходящей рыночной конъюнктуре, часто сопровождаемой повышением уровня цен, а в отдельных случаях ростом производственных издержек, правительство обычно осуществляет рестрикционные денежно-кредитные и бюджетно-налоговые меры, которые приводят к сбалансированности бюджета и уменьшению последующих негативных конъюнктурных колебаний. Первые из них предполагают повышение ставок процента и сокращение денежной массы. Вторые же заключаются, главным образом, в снижении расходной части бюджета, увеличении налоговых ставок, что замедляет темпы роста ВВП. Однако в этих условиях может активизироваться развитие теневого сектора. Так, по данным Департамента экономической безопасности МВД РФ, НГК является лидером в теневом секторе среди всех отраслей по экономическим преступлениям, ущерб от которых составляет миллиарды рублей, а сама налоговая преступность в отечественном НГК характеризуется высокой степенью организованности и коррумпированности¹.

В условиях постановки цели экономически устойчивого развития отрасли (НГК) или страны в целом налоговые и денежно-кредитные инструменты правительства и центрального банка обычно направлены на повышение инвестиционной активности субъектов хозяйственной деятельности. Решающее предпочтение при

¹ См.: Алабердеев Р. Р. Налоговая преступность в нефтегазовом комплексе России / Р. Р. Алабердеев // Journal of Economic Regulation (Вопросы регулирования экономики). – 2011. – Т. 2. – № 1. – С. 29 – 46.

этом отдается разумному сочетанию мягких и жестких бюджетно-налоговых и денежно-кредитных мер, индивидуальных для конкретных экономических ситуаций или отдельных отраслей. Следует подчеркнуть, что универсального для всех стран оптимального варианта антициклического регулирования производства не существует.

Сознательное управление инструментами бюджетной и налоговой политики наглядно демонстрирует результативность государственного регулирования. В случае если такие социально-экономические показатели, как, например, национальный доход, ВВП на душу населения, номинальные и реальные доходы граждан, возрастают, а уровни инфляции и безработицы снижаются, изменение фискальных инструментов носит оправданный характер. Напротив, при отрицательной динамике данных индикаторов, возникают вопросы к качеству государственного регулирования экономики, к уровню компетенции управленческого персонала и, возможно, даже оппортунистичности соответствующих институтов.

Значение антициклического регулирования существенно возрастает при экономическом спаде. Отдельные протекционистские меры в отношении российских товаропроизводителей благоприятным образом сказываются не только на хозяйственной деятельности, но и в целом на общественном развитии. В частности, ответные шаги на западные санкции дали мощный импульс для развития отечественного аграрного производства. Сказанное в определенной степени относится и к НГК: обострение энергетических отношений между ЕС и РФ привело к диверсификации отечественных транспортных поставок за счет активизации «восточного» нефтегазового направления.

Особенно важно проведение антициклической политики в районах Сибири и Дальнего Востока, чрезвычайно богатых природными ресурсами, в т.ч. углеводородным сырьем. Строительство в труднодоступных районах трубопроводов, дорог, подъездных путей, аэродромов, портов, причалов, жилья и других объектов производственной и социальной инфраструктуры, требующих значительного количества человеческого труда, в дальнейшем позволит повысить не только макроэкономические показатели, но и эффективность всего общественного производст-

ва. Так, например, добывающие компании напрямую участвуют в строительстве инфраструктурных объектов в ЯНАО и Сахалинской области, а «Газпром» – при прокладке магистрального газопровода «Сила Сибири».

Бюджетное регулирование приобретает особую актуальность в России в связи с высокой доходной частью федерального бюджета, формируемой еще недавно на 45 – 50% из нефтегазовых доходов¹. Такая ситуация, по существу, привела к высказываниям о нефтяной зависимости отечественной экономики, преодолеть которые можно только изменив всю структуру производства. В 2015 – 2016 гг. в условиях экономического кризиса изменилась структура бюджетных доходов: доля ненефтегазовых доходов составила почти 60%. Как отмечает Председатель Правительства РФ Д. А. Медведев: «Это уже совсем другая экономическая модель, которая демонстрирует, что она может быть стабильной без рентных сверхдоходов»².

Инструментарий бюджетного регулирования служит основным элементом воздействия государственных институтов на состояние и структуру экономики. Проведенная в 2000-х гг. бюджетная реформа была направлена на совершенствование бюджетного механизма, технологий и методов его формирования, распределения и использования, развитие конкурентной среды. Она призвана повысить результативность бюджетных расходов, увеличить количество налоговых поступлений, модернизировать производственно-хозяйственный комплекс России. В условиях объявленных западными странами санкций в отношении наукоемких и капиталоемких производств, в т.ч. и НГК, эффективная бюджетная политика играет важную роль в обеспечении экономической устойчивости национального производства.

Финансовое регулирование напрямую связано с бюджетным и служит целям, вытекающим из социально-экономической политики страны. Одними из направлений финансового регулирования являются взаимоотношения с международными финансовыми организациями, в частности с МВФ и Всемирным банком,

¹ Коржубаев А. Г. Инновационное развитие нефтегазового комплекса России: проблемы, условия, перспективы / А. Г. Коржубаев // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 2. – С. 27.

² Медведев Д. А. Социально-экономическое развитие России: обретение новой динамики / Д. А. Медведев // Вопросы экономики. – 2016. – № 10. – С. 9.

использование финансовых инструментов в межбюджетных отношениях и практике формирования доходов физических и юридических лиц посредством воздействия на денежные и материальные потоки.

Важным условием достижения экономически устойчивого роста является научно обоснованная налоговая политика, одной из функций которой является стимулирование развития реального сектора и модернизация производства. Налоговая политика, как и бюджетная, играет определяющую роль в системе государственного регулирования. В структуре доходной части бюджета различных государств наибольший удельный вес традиционно имеют налоговые доходы, среди которых нефтегазовые доходы в России занимают лидирующее положение.

Налогообложение физических и юридических лиц выступает надежным инструментом государственного регулирования экономики. За счет налоговых изменений создаются условия для стимулирования предпринимательской инициативы, развития инновационных технологий, повышения социальных показателей, необходимых для расширенного воспроизводства трудовых ресурсов. Эффективная налоговая система ускоряет темпы экономического роста, повышает конкурентоспособность национальных товаропроизводителей, содействует переходу на качественно новый уровень социальных услуг. В силу высокой зависимости России от экспорта углеводородных ресурсов предприятия НГК являются одним из важнейших налоговых доноров государственного бюджета в реализации программы формирования отечественной социально ориентированной рыночной экономики.

Цель валютного регулирования заключается в обеспечении реализации единой государственной валютной политики, а также устойчивости российского рубля и в достижении стабильности внутреннего валютного рынка как фактора, способствующего развитию национальной экономики и международного экономического сотрудничества. В широком смысле валютное регулирование представляет собой совокупность законодательных и нормативно-правовых ограничений на проведение валютных операций, т.е. регулирование государственными органами валютного и финансового рынков.

Валютное регулирование призвано повысить роль и значение российского рубля на мировых финансовых рынках, уменьшить давление инфляционной составляющей в структуре валютных курсов, а также, при условии отмены санкционной политики, способствовать импорту высокотехнологичной продукции для развития отечественного производства. Особенно важна данная форма регулирования является для экспортоориентированных отраслей, к которым относится в т.ч. и отечественный НГК, являющийся одним из главных источников валютных поступлений в Россию.

Валютное регулирование органически связано с денежно-кредитной политикой страны. Реформирование денежно-кредитной системы оказывает значительное влияние на все стороны общественной жизни. Мировая практика может привести массу примеров, подтверждающих справедливость этого утверждения. К сожалению, одним из самых ярких и показательных из них служат последствия ошибочного применения денежно-кредитного механизма, осуществляемого в рамках монетарной модели государственного регулирования отечественной экономики в 1990-е гг., усиленного обвальным падением мировых цен на нефть, что явилось одной из причин дефолта в Российской Федерации.

Денежно-кредитное регулирование осуществляется Центральным банком на основе комплексного анализа экономических процессов. Целью денежно-кредитной политики Банка России на 2017 г. и период 2018 – 2019 гг. является обеспечение ценовой и финансовой стабильности как важнейших условий устойчивого экономического роста и социального благополучия, достигаемых за счет замедления инфляции и сохранения ее на уровне около 4%, а также стимулирования сбережений домашних хозяйств, их защиты от инфляционного обесценения и создания условий для трансформации сбережений в инвестиции¹.

Основными инструментами денежно-кредитного регулирования служат: ставка рефинансирования и ключевая ставка Центрального банка; нормативы обязательных резервов, депонируемых в Центральном банке; изменение объема денежной массы в обращении посредством денежной эмиссии и выпуска ценных бу-

¹ Основные направления единой государственной денежно-кредитной политики на 2017 год и период 2018 и 2019 годов [Электронный ресурс]: Центральный банк Российской Федерации. – Режим доступа: [http://www.cbr.ru/publ/ondkp/on_2017\(2018-2019\).pdf](http://www.cbr.ru/publ/ondkp/on_2017(2018-2019).pdf) (дата обращения: 20 нояб. 2016). – С. 3.

маг от имени Центрального банка; прямые количественные денежные ограничения и др. Например, Банк России в целях недопущения всплеска инфляции и прекращения дальнейшего обесценения рубля был вынужден за короткий промежуток времени поднять ключевую ставку с 8% в августе-сентябре 2014 г. до 17% в период с 16 декабря 2014 г. по 2 февраля 2015 г.¹ Данное решение привело, с одной стороны, к укреплению национальной валюты и оздоровлению ситуации на рынке товаров и услуг, с другой – снижению деловой активности, в т.ч. в энергетическом секторе, особенно в арктической зоне. Это обусловлено в первую очередь падением мировых цен на углеводородное сырье и увеличением издержек производства в отраслях НГК, зачастую использующих приобретенные ранее в кредит импортное оборудование и технологии, за которые приходится рассчитываться валютой.

Успешное проведение денежно-кредитной политики связано с антиинфляционным регулированием, направленным на выявление источников возникновения и преодоление неконтролируемого роста цен. Для стимулирования производственной активности в кризисных условиях, прежде всего в реальном секторе, к которому относится и НГК, особое внимание следует уделять снижению инфляции до умеренного уровня. В соответствии с кейнсианской концепцией умеренная ползучая инфляция способна оказывать положительное воздействие на экономику: происходит в определенной степени выравнивание уровня цен, население повышает потребительский спрос, а также начинает инвестировать свои накопления, что приводит к увеличению занятости.

Различные модели государственного регулирования по-разному влияют на снижение инфляционных темпов. В первую очередь это зависит от типа экономики, степени ее развития, конкретных мер по стимулированию спроса или предложения. В одних случаях требуется применение таких инструментов, как сокращение денежных средств, находящихся в обращении и на депозитах, в других – стимулирование роста производственной активности, в-третьих – сокращение правительственных расходов и увеличение налоговых поступлений в бюджет, в-чет-

¹ Процентные ставки по операциям банка России [Электронный ресурс]: Центральный банк Российской Федерации. – Режим доступа: http://www.cbr.ru/DKP/print.aspx?file=standart_system/rates_table_14.htm&pid=dkp&sid=ITM_49976 (дата обращения: 23 апр. 2016).

вертых – снижение издержек ведущих промышленных предприятий.

В начале XXI в. российская экономика столкнулась с рядом нерешенных проблем. К ним относятся: завышение цен и тарифов на товары и услуги естественных монополий, прежде всего в нефтегазовом комплексе; недофинансирование отдельных инвестиционных программ, в т.ч. в реальном секторе экономики и социальной сфере и др. Преодоление указанных недостатков является ключевой задачей государственного регулирования экономики.

Значительная роль в решении этих проблем отводится антимонопольным службам. Данные органы государственного регулирования осуществляют административный контроль в отношении слияния компаний или обоснованности увеличения цен и тарифов, что приводит к усилению конкуренции и служит катализатором ускорения темпов экономического роста. Антимонопольные органы являются одним из рычагов, регулирующих развитие естественных монополий, способствуя и контролируя заключение и выполнение выгодных международных контрактов, в частности в топливно-энергетическом секторе, обеспечивающих определенные конкурентные преимущества национальным нефтегазовым компаниям на мировом рынке.

Однако, по мнению некоторых ученых, в современной российской действительности отмечается достаточно слабое регулирование деятельности естественных монополий и крупных предприятий, которые через завышение цен и тарифов на внутреннем рынке диктуют свои условия потребителям¹. Данную проблему в рамках антимонопольных программ применительно в частности к нефтегазовой сфере необходимо решать, в первую очередь, путем усиления конкуренции за счет развития малого и среднего бизнеса, что не только приводит к более полному удовлетворению потребностей населения в качественных товарах и услугах, но и замедляет инфляционные процессы. В настоящее время на правительственном уровне рассматривается вопрос о создании единого регулятора естественных монополий².

¹ См.: Чукалова С. Н. Государственное регулирование естественных монополий (административно-правовой аспект): дис. ... канд. юрид. наук: 12.00.14 / С. Н. Чукалова. – М., 2013. – 239 с.

² Минэкономразвития попросило увеличить свои полномочия для регулирования естественных монополий [Электронный ресурс]: ЗАО «Интерфакс». – Режим доступа: <http://www.interfax.ru/business/447579> (дата обращения: 1 июля 2015).

В современной экономике с учетом конкретной специфики ее функционирования научно обоснованное использование различных методов, форм и инструментов государственного регулирования эффективно способствует экономическому росту, который является одним из стратегических российских приоритетов. Он регулируется как с помощью прямых, так и косвенных методов воздействия на хозяйствующие субъекты. Результатом подобной политики обычно выступает формирование нового технологического уклада, развитие инновационных производств, ускорение научно-технического прогресса и, в некоторых случаях, структурная перестройка экономики.

Экономический рост напрямую связан с использованием новейших достижений науки и техники, современных инновационных продуктов при повсеместном развитии наукоемких производств с высокой добавленной стоимостью, обеспечивающих качественно новое поступательное развитие национального хозяйства. Так, государственное регулирование научно-технической политики повышает эффективность функционирования всех отраслей экономики, в т.ч. и НГК, способствуя открытию новых месторождений нефти и газа, повышению коэффициента нефтеотдачи пластов на действующих месторождениях, удешевлению себестоимости добычи и транспортировки углеводородного сырья, внедрению новейших экологозащитных технологий, что позволяет вести добычу в экстремальных природно-климатических условиях и др.

Очевидно, что экономическая политика разных стран может существенно отличаться одна от другой, так как общие макроэкономические проблемы сочетаются с индивидуальной внутренней спецификой, политической обстановкой и конкретной фазой цикла. Рост ВВП и других макроэкономических показателей, выдвинутый в качестве главных целевых ориентиров, определяет вектор развития социальной сферы. Основными направлениями ее государственного регулирования являются: централизованное регулирование рынка труда, заработной платы, социальной защиты граждан, миграции населения, развития социальной инфраструктуры и др. Общий спектр взаимоотношений, приходящийся на данную форму регулирования, является одним из центральных в социально-экономической политике любого государства и непосредственно или опосредованно затрагивает

все отрасли экономики, в т.ч. и нефтегазовый комплекс.

Многообразие форм и инструментов государственного регулирования, а также масштаб хозяйственных проблем, которые они затрагивают, не позволяют в полной мере рассмотреть специфику практического экономического воздействия каждой из них в отдельности. Целостный экономический анализ этой области невозможно провести в рамках одной диссертационной работы и является предметом отдельных исследований. Элементы механизма государственного регулирования тесно взаимосвязаны между собой, а значит, использование тех или иных инструментов централизованного вмешательства в экономику обычно затрагивает сразу несколько его форм.

Таким образом, эффективное государственное регулирование, в т.ч. на отраслевом уровне, направлено на преодоление причин экономических потрясений, способствует росту социально-экономических показателей страны, развитию ее обороноспособности, повышению уровня и качества жизни населения, улучшению инвестиционной привлекательности России. Важная роль в этом процессе отводится отечественному НГК, механизм функционирования которого непосредственно или опосредованно связан со всеми методами, формами и инструментами государственного регулирования экономики. В наибольшей степени на механизм государственного регулирования российского НГК оказывают влияние различные инструменты бюджетного, налогового, финансового, таможенно-тарифного, научно-технического, внешнеэкономического, экологического и других форм централизованного воздействия.

Однако размер государственного регулирования НГК не может быть одинаковым на различных этапах социально-экономического развития страны и зависит от конкретных обстоятельств, в т.ч. геополитического характера. Комплексное научно обоснованное использование всех рычагов механизма государственного регулирования энергетического сектора повышает конкурентоспособность национальных производителей, оказывает значительное влияние на процесс перераспределения нефтегазовых доходов в отрасли и предприятия, не обладающие высокой добавленной стоимостью, а также дает значительный синергетический эффект для социально-экономического развития Российской Федерации.

1.3. СПЕЦИФИКА МЕХАНИЗМА ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

В конце XX – начале XXI в. механизм государственного регулирования отечественного НГК претерпел кардинальные изменения. Так, в советский период планирование в СССР носило исключительно директивный характер, экономика страны и ее отдельные отрасли развивались как единый народнохозяйственный комплекс, в основе которого лежала марксистская модель развития. Предприятия нефтегазовой промышленности, как и другие структурные звенья экономики, в централизованном порядке получали плановые показатели, обязательные для выполнения.

Переход в начале 90-х гг. XX в. к рынку сопровождался различными подходами государственного регулирования двух составляющих НГК: нефтяной и газовой промышленности. В наибольшей степени процесс разгосударствления и приватизации затронул нефтяной сектор экономики, когда на основе Министерства нефтяной промышленности СССР возникли десятки независимых компаний, в т.ч. региональные монополисты (ОАО «Татнефть», ОАО «Башнефть»), государственное регулирование которых осуществлялось на основе монетарной модели. Большинство из этих компаний были с экономической точки зрения слабы и имели низкий уровень капитализации. Высокие налоговые ставки, отсутствие централизованного финансирования, крайняя степень изношенности основных фондов, кризис неплатежеспособности в условиях углубляющегося экономического кризиса привели к тому, что многие из них заявили о своей несостоятельности и банкротстве. Поэтому Постановлением Правительства РФ № 971 от 29 сентября 1995 г. было создано ОАО «Нефтяная компания «Роснефть», контрольный пакет акций которой принадлежал государству, а в 1998 г. в собственность государства перешли пакеты акций еще шести нефтяных компаний. Кроме того, в это же время было создано 15 вертикально интегрированных нефтегазовых компаний с высокой степенью участия федерального центра.

Рыночная реформа государственного регулирования газового сектора эконо-

мики носила более взвешенный характер. В 1989 г. на базе Министерства газовой промышленности СССР был создан Государственный газовый концерн «Газпром». В дальнейшем он стал своеобразной платформой для акционирования предприятия (РАО «Газпром», 1993 г.), а в 1998 г. был переименован в ОАО «Газпром», контрольный пакет акций которого также принадлежит государству. Это позволило сохранить газовую отрасль в качестве относительно целостной самостоятельной системы, что способствовало выполнению международных контрактов и обеспечению надежного газоснабжения населения страны по низким внутренним ценам.

В газовом секторе по сравнению с другими отраслями экономики значительно шире используются прямые методы государственного регулирования: установление плановых показателей добычи газа, контроль над ценами на углеводородное сырье и др. Повышению эффективности государственного регулирования способствовала также контролируемая из Центра газотранспортная инфраструктура. Не случайно в начале 1990-х гг. газ стал занимать лидирующие позиции во внешне-торговом балансе России.

После дефолта 1998 г. Правительство РФ стало широко использовать не только синтез кейнсианского и неоклассических направлений, но и новые институциональные подходы, применяемые к конкретным условиям, что в определенной степени позволило говорить о размывании границ между моделями государственного регулирования экономики. На современном этапе механизм государственного регулирования НГК Российской Федерации, являясь в соответствии с системно-функциональным подходом составной частью механизма государственного регулирования экономики, в своей основе подразумевает прагматизм при добыче, распределении и использовании углеводородных ресурсов. Опыт 1990-х гг. наглядно показал, что нет необходимости досконально следовать предложениям и рекомендациям по развитию экономики, поступающим от зарубежных политиков, международных экспертов и финансовых организаций, зачастую преследующих свои собственные интересы. Гораздо продуктивнее, опираясь на национальные интересы и с учетом передового зарубежного опыта, выстроить собственную систему эффективного регулирования НГК.

В рамках исследования мы разделяем точку зрения профессора О. Б. Брагинского, который отождествляет понятия «нефтегазовый комплекс» и «нефтегазовая промышленность», понимая под ними комплексно охватывающую деятельность нефтяной, газовой, нефте- и газоперерабатывающей отраслей промышленности по миру в целом, отдельным регионам и странам, в т.ч. по России¹. НГК включает в себя все стадии производственного процесса: разведку, добычу, переработку углеводородов, их транспортировку, хранение и сбыт, а также различные социальные и экологические обязательства, в т.ч. направленные на сохранение окружающей среды в районах добычи.

Государственное регулирование НГК Российской Федерации направлено на решение следующих задач:

- осуществление контроля над выполнением основных хозяйственных решений ведущих нефтегазовых компаний, включая заключение международных соглашений о строительстве производственных и инфраструктурных мощностей, формирование и отслеживание транспортно-логистических цепочек крупнейших маршрутов поставок;
- обеспечение энергетической безопасности страны;
- регулирование системы сбыта за счет принятия решений, обеспечивающих полное снабжение населения страны углеводородным продуктом;
- контроль над необоснованным завышением цен на продукты нефте- и газопереработки на внутреннем рынке;
- обеспечение населения необходимой информацией о производимом углеводородном продукте и возможности определения качества приобретаемого товара;
- регулирование денежно-кредитной системы, являющейся важнейшим звеном в обеспечении компаниям НГК бесперебойного доступа к свободным финансовым ресурсам;
- повышение эффективности функционирования отечественного НГК за счет содействия его инновационному и инвестиционному развитию;
- совершенствование законодательной базы регулирования функциониро-

¹ См.: Брагинский О. Б. Нефтегазовый комплекс мира / О. Б. Брагинский. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 640 с.

вания нефтегазовой отрасли, включая установление жестких нормативов процедуры вхождения и условий выхода предприятий с данного сегмента рынка;

- повышение стандартов качества производимой углеводородной продукции для потребления на внутреннем рынке и увеличения удельного веса конечной продукции в экспортных операциях;

- совершенствование бюджетно-налоговой политики, позволяющей стимулировать производственный и инвестиционный потенциал компаний НГК и т.д.

В целом механизм государственного регулирования НГК, на наш взгляд, можно представить в качестве взаимодействия трех блоков (рис. 1.3.1):

- блок планирования, который включает в себя деятельность государственных институтов, направленных на изучение нефтегазового рынка (в т.ч. и внешнего), разработку федеральных и региональных энергетических программ с последующим их согласованием с нефтегазовыми предприятиями;

- блок регулирования, с помощью которого осуществляется прямое или косвенное воздействие на предприятия НГК путем применения определенных форм и инструментов государственного регулирования НГК;

- блок контроля и корректировки, призванный проводить проверку добывающих предприятий на соответствие лицензионным, нормативным и экологическим требованиям, а также при необходимости вносящий изменения в формы и инструменты государственного регулирования НГК¹.

Процесс регулирования НГК осуществляется, с одной стороны, за счет прямого воздействия правительственных органов на нефтедобывающие компании, с другой – за счет внутренних возможностей рыночного механизма использовать собственные рычаги для реализации поставленных конкретных целей или задач. Например, лицензирование нефтегазовой деятельности в РФ носит исключительно административный характер со стороны Министерства природных ресурсов РФ и предполагает установление сроков действия лицензии, указание сведений о разрабатываемом участке недр и другие показатели. Государство контролирует экономический рост в НГК, деятельность крупнейших отраслевых фирм в рамках

¹ См.: Трофимов С. Е. Проблемы совершенствования механизма государственного регулирования нефтегазового комплекса / С. Е. Трофимов // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 11 (ч.4). – С. 992 – 993.

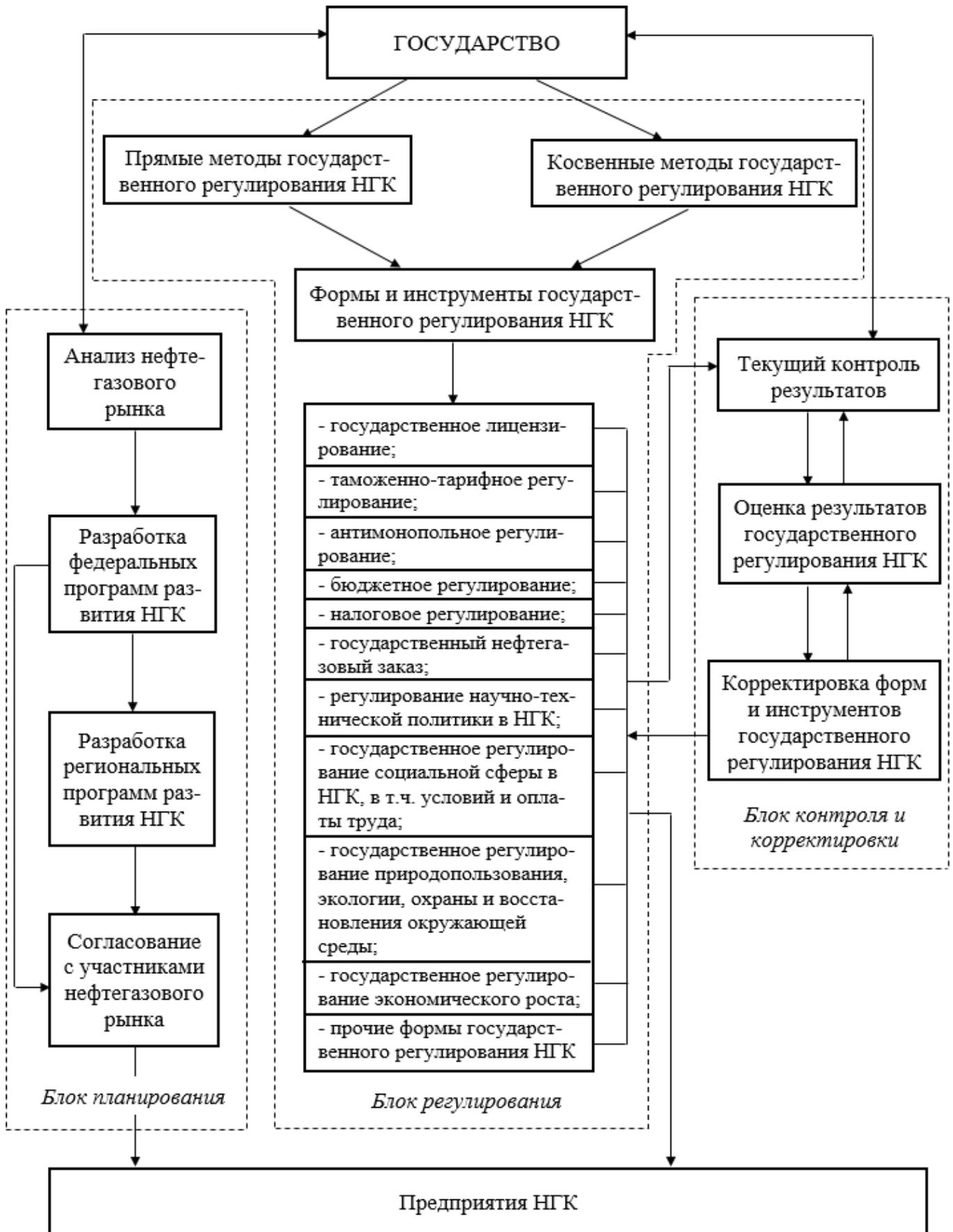


Рис. 1.3.1. Механизм государственного регулирования нефтегазового комплекса

Источник: составлено автором.

антимонопольной, таможенно-тарифной и трудовой политики.

Важную регулирующую роль в развитии отечественного НГК играет система налогообложения. Она должна способствовать решению двух основных задач: стимулирование производства в энергетическом секторе, а также увеличение нефтегазовых доходов федерального бюджета. В России налогообложение НГК претерпело кардинальные изменения после проведения налоговой реформы, в результате которой система изъятия ресурсных доходов посредством введения НДС и экспортных пошлин стала более гибкой. Она была введена с 2002 г. и позволила решить проблему трансфертного ценообразования, а также повысить налоговые поступления. В предложенной системе налогообложения предприятий НГК удельный вес нефтегазовой ренты, поступающей в бюджет, прямо пропорционален сложившемуся уровню мировых цен на нефть.

В результате реформы налоговые ставки НДС по нефти изменялись следующим образом: 2002 – 2003 гг. – 340 руб./т, 2004 г. – 347 руб./т, 2005 – 2011 гг. – 419 руб./т, 2012 г. – 446 руб./т, 2013 г. – 470 руб./т, 2014 г. – 493 руб./т. В 2014 г. налоговая нагрузка на предприятия НГК была перераспределена: НДС был увеличен, в то время как экспортные пошлины снизились. Это продиктовано тем, что налоговая нагрузка на внутреннем рынке была ниже, чем при экспортных поставках. В 2015 г. налоговая ставка составила 766 руб./т, на 2016 и 2017 гг. установлена в размере 857 руб./т и 919 руб./т соответственно. С 1 января 2009 г. НДС на нефть рассчитывается Правительством РФ, исходя из цены отсечения в 15 долл./барр. В 2005 – 2008 гг. цена отсечения НДС составляла 9 долл./барр., в 2002 – 2005 гг. – 8 долл./барр.¹

С 2002 г. установленная ставка корректируется на определенные коэффициенты. В 2002 – 2006 гг. НДС на нефть рассчитывался по следующей формуле:

$$\text{НДС}_{\text{нефть}} = \text{С}_{\text{ндпи}} \cdot V_{\text{доб}} \cdot K_{\text{ц}},$$

где $\text{С}_{\text{ндпи}}$ – налоговая ставка по НДС;

$V_{\text{доб}}$ – объем добытого сырья на месторождении;

¹ Данные, применяемые для расчета налога на добычу полезных ископаемых в отношении нефти (в целях применения главы 26 Налогового кодекса РФ) [Электронный ресурс]: СПС «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50642/ (дата обращения: 30 авг. 2016).

$K_{ц}$ – коэффициент, показывающий изменение цен на нефть в мире, публикуется ежемесячно в «Российской газете».

В 2007 – 2011 гг. расчет НДС по нефти происходил по формуле:

$$\text{НДС}_{\text{нефть}} = C_{\text{ТНДС}} \cdot V_{\text{доб}} \cdot K_{ц} \cdot K_{в},$$

где $K_{в}$ – коэффициент, показывающий степень выработки месторождения; определяется по данным государственного баланса на 1 января 2006 г. Принимает понижающее значение при выработке месторождения свыше 80%.

В период с 1 января 2012 г. по 31 августа 2013 г. ставка НДС корректировалась также на $K_{з}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр, а с 1 сентября 2013 г. по 31 декабря 2014 г. – на $K_{д}$ и $K_{дв}$. Данные коэффициенты характеризуют степень сложности добычи нефти и степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья соответственно. Коэффициент $K_{дв}$ определяется по данным государственного баланса на 1 января года, предшествующего налоговому периоду, и принимает понижающее значение при выработке месторождения свыше 80%.

С 2015 г. расчет НДС на нефть происходит по следующей формуле:

$$\text{НДС}_{\text{нефть}} = C_{\text{ТНДС}} \cdot V_{\text{доб}} \cdot K_{ц} \cdot (1 - K_{в} \cdot K_{з} \cdot K_{д} \cdot K_{дв} \cdot K_{кан}),$$

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

Льготой при расчете НДС является снижение объема выработки на месторождении на величину нормативных потерь и добычи попутного нефтяного газа.

Стоит отметить, что в связи с падением мировых цен на углеводородное сырье в 2014 – 2016 гг. на правительственном уровне обсуждался вопрос сокращения налоговой нагрузки для добывающих компаний. Например, предлагалось осуществить налоговый маневр, при котором базовая ставка по НДС увеличивалась бы с 766 до 795 руб./т, однако при этом повышалась цена отсечения с 15 до 18 долл./барр. Ранее высказывались предложения по ее увеличению до 25 долл./барр.¹ При этом коэффициент изменения цен в 2015 г. рассчитывался как:

¹ Папченкова М. Нефтяники рассчитывают добиться снижения налоговой нагрузки из-за падения цены на нефть [Электронный ресурс]: Ведомости. – Режим доступа: <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/02/02/novaya-sena-manevra> (дата обращения: 7 июля 2015).

$$K_{ц} = (Ц - 15) \cdot P / 261,$$

где Ц – среднемесячная цена нефти Urals в портах Роттердама и Средиземного моря;

P – среднемесячный курс рубля к доллару США.

Понижающие коэффициенты к ставке НДС $K_{в}$ и $K_{дв}$ рассчитываются по формуле:

$$K_{в} = 3,8 - 3,5 \cdot (N/V),$$

где N – накопленный объем добычи нефти на месторождении;

V – объем запасов A + B + C1 + C2 месторождения в соответствии с российской системой классификации. Отличие двух коэффициентов состоит в том, что используются различные даты государственного баланса.

Таким образом, каждый процент выработанности месторождения сверх 80% дает 3,5% экономии на НДС на нефть. К крупнейшим выработанным более чем на 80% нефтяным месторождениям на сегодняшний день относятся Мамонтовское («Роснефть») и Ромашкинское («Татнефть»), где этот показатель составил 85%.

Коэффициент величины запасов нефтяных месторождений (K_3) в соответствии с Налоговым кодексом РФ рассчитывается как:

$$K_3 = 0,125 \cdot V_3 + 0,375^1,$$

где V_3 – начальные извлекаемые запасы A + B + C1 + C2 в млн т на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи нефти с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запаса полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода.

С 1 июля 2014 г. была изменена методика исчисления НДС на природный газ. Ранее данный налог рассчитывался как произведение ставки налога на объем добытого природного газа в тыс. м³:

$$\text{НДС}_{\text{газ}} = C_{\text{ндпи}} \cdot V_{\text{доб}},$$

¹ Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая [Электронный ресурс]: федер. закон от 5 авг. 2000 г. № 117-ФЗ: (в ред. от 3 июля 2016 г.) // СПС «КонсультантПлюс». – Ст. 342, 342.2, 342.5.

где $С_{т_{ндпи}}$ – ставка НДС на природный газ;

$V_{доб}$ – объем добытого природного газа, тыс. м³.

В 2006 – 2010 гг. ставка НДС составляла 147 руб./тыс. м³, в 2011 г. – 237 руб./тыс. м³ (в соответствии с темпами инфляции – 61% за неиндексируемые годы), в 2012 г. – 251 руб./тыс. м³, в 2013 г. – 265 руб./тыс. м³. В 2014 г. ставка налога установлена в размере 35 руб./тыс. м³, а его исчисление производится по формуле:

$$\text{НДС}_{\text{газ}} = V_{\text{доб}} \cdot (35 \cdot E_{\text{ут}} \cdot K_c + T_r),$$

где $E_{\text{ут}}$ – базовое значение единицы условного топлива;

K_c – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа;

T_r – показатель, характеризующий расходы на транспортировку газа.

Все показатели рассчитываются в соответствии с Налоговым кодексом РФ и учитывают множество факторов, включая цену природного газа, объем его добычи, степень выработанности запасов конкретного участка недр, его географическое расположение и принадлежность к региональной системе газоснабжения, экспортную доходность единицы условного топлива, глубину залегания углеводородных запасов, особенности их разработки и др.¹

В силу относительно высокого налогообложения нефтегазовой отрасли стимулирование ее развития осуществляется за счет определенных мер государственной поддержки. К основным из них относятся:

- пониженные ставки вывозной таможенной пошлины на нефть и предоставление налоговых каникул по НДС для месторождений Восточной Сибири, выработанных менее чем на 5%;

- налоговые каникулы по НДС для новых месторождений полуострова Ямал, ряда месторождений континентального шельфа России, в частности Черного и Охотского морей;

- применение понижающего коэффициента к ставке НДС для малых и истощенных месторождений;

- субсидирование геолого-разведочных работ;

¹ Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая [Электронный ресурс]: федер. закон от 5 авг. 2000 г. № 117-ФЗ: (в ред. от 3 июля 2016 г.) // СПС «КонсультантПлюс». – Ст. 342, 342.4.

- применение механизмов ускоренной амортизации;
- различные налоговые льготы при исчислении налога на прибыль, транспортировке углеводородов и др.¹

В связи с происходившим с начала 2000-х гг. ростом мировых цен на углеводородное сырье актуальным становился вопрос о накоплении нефтяных доходов, часть которых в дальнейшем инвестировалась в перспективные нефтегазовые проекты. Однако в целом относительно использования нефтяных доходов высказывались различные точки зрения. Особое внимание на правительственном уровне уделялось опыту некоторых ресурсодобывающих стран, например Норвегии, создавших специальные фонды с целью длительной стабилизации макроэкономической ситуации на внутреннем рынке и инвестирования средств в развитие будущих поколений. В период 2000 – 2003 гг. Правительство РФ формировало федеральный бюджет из расчета базовой цены на нефть (цены отсечения) 20 долл./барр. а с 2006 г. она была увеличена до 27 долл./барр. с учетом долгосрочного роста нефтяных котировок. Дополнительные нефтяные доходы использовались для исправления сложной макроэкономической ситуации, доставшейся в наследство от 1990-х гг., в частности были направлены на погашение государственного внешнего долга, улучшение инвестиционного климата, содействие развитию наукоемких производств, строительство инфраструктурных объектов, в т.ч. для самого НГК, повышение уровня жизни населения и др.

Отдельный инструмент по управлению дополнительными нефтегазовыми доходами начал функционировать с 1 января 2004 г. в форме Стабилизационного фонда РФ. Он формировался из дополнительных доходов от продажи углеводородного сырья, превышающих базовую цену на нефть. Так, в 2004 г. Стабилизационный фонд был равен 522,27 млрд руб. (18,82 млрд долл.), что составляло 3,1%

¹ Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая [Электронный ресурс]: федер. закон от 5 авг. 2000 г. № 117-ФЗ: (в ред. от 3 июля 2016 г.) // СПС «КонсультантПлюс». ; Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства РФ от 13 нояб. 2009 г. № 1715-р // СПС «КонсультантПлюс». ; Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. Проект (в ред. от 21 сент. 2016 г.) [Электронный ресурс]: Министерство энергетики РФ. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1920> (дата обращения: 20 нояб. 2016). ; Бобылев Ю. Н. Мировой опыт налогообложения добывающей промышленности / Ю. Н. Бобылев. – М.: РАНХиГС, 2013. – 67 с. ; Бобылев Ю. Н. Налогообложение минерально-сырьевого сектора экономики / Ю. Н. Бобылев, М. Ю. Турунцева. – М.: Ин-т Гайдара, 2010. – 200 с. ; Новак А. В. Зеленый свет – локомотиву экономики / А. В. Новак // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 3 – 5.

Динамика совокупного объема накопленных государственных финансовых
нефтегазовых резервов в РФ, 2004 – 2016 гг.

Год	Название фонда	Накопленный объем средств фонда, млрд руб.	Накопленный объем средств фонда, млрд долл.	в % к ВВП	Совокупный объем накоп- ленных средств, млрд руб.	в % к ВВП
2004	Стабилизационный фонд	522,27	18,82	3,1	522,27	3,1
2005	Стабилизационный фонд	1237,04	42,98	5,7	1237,04	5,7
2006	Стабилизационный фонд	2346,92	89,13	8,7	2346,92	8,7
2007	Стабилизационный фонд	3849,11	156,81	11,6	3849,11	11,6
2008 (1 февр.)	Резервный фонд	3057,85	125,19	7,4	3841,16	9,3
	Фонд национального благосостояния	783,31	32,00	1,9		
2008 (31 дек.)	Резервный фонд	4027,64	137,09	9,8	6612,13	16,1
	Фонд национального благосостояния	2584,49	87,97	6,3		
2009	Резервный фонд	1830,51	60,52	4,7	4599,53	11,8
	Фонд национального благосостояния	2769,02	91,56	7,1		
2010	Резервный фонд	775,21	25,44	1,7	3470,73	7,5
	Фонд национального благосостояния	2695,52	88,44	5,8		
2011	Резервный фонд	811,52	25,21	1,4	3605,95	6,4
	Фонд национального благосостояния	2794,43	86,79	5,0		
2012	Резервный фонд	1885,68	62,08	3,0	4576,31	7,3
	Фонд национального благосостояния	2690,63	88,59	4,3		
2013	Резервный фонд	2859,72	87,38	4,3	5760,36	8,7
	Фонд национального благосостояния	2900,64	88,63	4,4		
2014	Резервный фонд	4945,49	87,91	6,8	9333,58	12,8
	Фонд национального благосостояния	4388,09	78,00	6,0		
2015	Резервный фонд	3640,57	49,95	4,6	8867,75	11,2
	Фонд национального благосостояния	5227,18	71,72	6,6		
2016	Резервный фонд	972,13	16,03	1,1	5331,29	6,1
	Фонд национального благосостояния	4359,16	71,87	5,0		

Источник: Сведения о движении средств Стабилизационного фонда РФ в 2004 – 2007 годах [Электронный ресурс]: Федеральное казначейство. Официальный сайт Казначейства России. – Режим доступа: http://roskazna.ru/dokumenty/finansovye-operatsii/stabilizatsionnyy-fond/svedeniya-o-dvizhenii-sredstv-stabilizatsionnogo-fondarf/57820/?sphrase_id=15758 (дата обращения: 20 янв. 2017). ; Совокупный объем средств Резервного фонда [Электронный ресурс]: Минфин России. Официальный сайт. – Режим доступа: http://minfin.ru/ru/document/?id_4=27067 (дата обращения: 20 янв. 2017). ; Совокупный объем средств Фонда национального благосостояния [Электронный ресурс]: Минфин России. Официальный сайт. – Режим доступа: http://minfin.ru/ru/document/?id_4=27068 (дата обращения: 20 янв. 2017). ; Национальные счета [Электронный ресурс]: Федеральная служба государственной статистики. – Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/accounts/ (дата обращения: 20 янв. 2017).

ВВП России, а в 2007 г. он достиг уже 3849,11 млрд руб. (156,81 млрд долл.), или 11,6% ВВП страны (табл. 1.3.1).

С 1 февраля 2008 г. Стабилизационный фонд был разделен на Резервный фонд и Фонд национального благосостояния (ФНБ). В соответствии с Бюджетным кодексом Резервный фонд формировался за счет нефтегазового трансферта, привязанного к уровню ВВП, и использовался первоначально для его осуществления в случае недостаточности нефтегазовых доходов для его финансового обеспечения. Если на конец 2008 г. Резервный фонд составлял 4027,64 млрд руб. (137,09 млрд долл.), или 9,8% ВВП, то в 2010 г. он уменьшился до 775,21 млрд руб. (25,44 млрд долл.) и стал составлять только 1,7% ВВП страны. С 2011 по 2014 г. в рублевом эквиваленте Резервный фонд увеличился в 6,1 раза – с 811,52 до 4945,49 млрд руб., в долларовом – в 3,5 раза – с 25,21 до 87,91 млрд долл., а относительно ВВП страны – в 4,8 раза с 1,4% до 6,8%. В кризисных 2015 – 2016 гг. наблюдалось снижение объема Резервного фонда до 972,13 млрд руб., или 1,1% ВВП¹.

Использование дополнительных нефтегазовых доходов показало определенную эффективность проводимой бюджетной политики и антициклического регулирования в России. В 2010 – 2014 гг. размер ненефтегазового дефицита по отношению к ВВП находился на относительно стабильном уровне, что позволило контролировать расходы государственного бюджета и не допустить их необоснованный рост. Кроме того, были сглажены кратковременные конъюнктурные колебания цены на нефть, а также пропорционально потреблялись нефтегазовые доходы. В условиях экономического кризиса (2015 – 2016 гг.) целью Резервного фонда является прежде всего обеспечение сбалансированности (покрытия дефицита) федерального бюджета, нормативная величина которого рассчитывается в абсолютном размере, определенном исходя из 7% прогнозируемого значения ВВП на очередной финансовый год и плановый период².

Источником формирования ФНБ служат дополнительные нефтегазовые доходы в случае, если объем средств Резервного фонда достигает его нормативной

¹ Рассчитано по: табл. 1.3.1.

² Бюджетный кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон от 31 июля 1998 г. № 145-ФЗ: (в ред. от 3 июля 2016 г.) // СПС «КонсультантПлюс». – Ст. 96.9.

величины. С 1 февраля 2008 и до конца 2015 г. ФНБ увеличился в 6,7 раза, с 783,31 до 5227,18 млрд руб., в долларовом эквиваленте рост в 2,2 раза, с 32 до 71,72 млрд долл., а относительно ВВП страны увеличился в 3,5 раза, с 1,9 до 6,6%¹. В 2016 г. произошло снижение объема ФНБ до 4359,16 млрд руб.

Вопрос о размерах Резервного фонда РФ и ФНБ в академических кругах является дискуссионным. До 2015 г. в научной литературе не раз высказывалась точка зрения, что избыточное количество денежной массы, размещенной, в частности, в Резервном фонде РФ, не только не способствует стабильности экономики, но и сдерживает ее дальнейшее развитие, затягивая решение многих назревших экономических вопросов. Кроме того, ряд экономистов, например А. Л. Кудрин, считают, что дополнительные нефтегазовые доходы федерального бюджета, размещенные в Резервном фонде и ФНБ, нужно вкладывать не в модернизацию отечественной промышленности и развитие инновационных производств, а в казначейские облигации США. В ответ на критику А. Л. Кудрин ссылается на так называемый эффект «голландской болезни», который может проявиться после инвестирования внутри страны экспортной нефтегазовой выручки².

В 1970-е гг., после открытия Гронингенского газового месторождения, в результате значительного притока ресурсных доходов в бюджет и существенного укрепления гульдена экономика Нидерландов пережила стагфляцию: резко возросли уровни инфляции и безработицы, упали темпы промышленного производства. Вследствие скачка цен на нефть после эмбарго 1973 г. со стороны ОПЕК в аналогичной экономической ситуации оказались ряд крупнейших нефтедобывающих стран, включая Саудовскую Аравию, Мексику и Нигерию³.

Экономическая и политическая нестабильность в 2014 – 2016 гг., в т.ч. в энергетическом секторе России, заставили многих пересмотреть свои взгляды на данную проблему, поскольку за счет накопленных нефтегазовых доходов были существенно нивелированы рыночные колебания. Несмотря на относительное

¹ Рассчитано автором по: табл. 1.3.1.

² См.: Кудрин А. Л. Влияние доходов от экспорта нефтегазовых ресурсов на денежно-кредитную политику России / А. Л. Кудрин // Вопросы экономики. – 2013. – № 3. – С. 4 – 19.

³ См.: Гильмудинов В. М. «Голландская болезнь» в российской экономике: отраслевые аспекты проявления / В. М. Гильмудинов // ЭКО. – 2008. – № 12. – С. 17 – 26. ; Как избежать ресурсного проклятия / под ред. М. Хамфриса, Д. Д. Сакса, Дж. Ю. Стиглица. – М.: Изд-во ин-та Гайдара, 2011. – 464 с. ; Фетисов Г. Г. «Голландская болезнь» в России: макроэкономические и структурные аспекты / Г. Г. Фетисов // Вопросы экономики. – 2006. – № 12. – С. 38 – 53.

снижение уровня жизни, государственное регулирование экономики позволило избежать массовой безработицы и резкого обострения социальных проблем.

Оптимизация расходования накопленных государственных нефтегазовых финансовых резервов в настоящее время является важным направлением государственной бюджетной политики. В России существует множество макроэкономических проблем, на решение которых можно использовать средства Резервного фонда. Тем не менее отечественная практика нередко показывала примеры их нерезультативного использования. Правительство РФ иногда нерационально, на наш взгляд, расходовало значительные объемы созданных нефтегазовых финансовых резервов, размещая их в ценные бумаги США и ЕС или вкладывая в неэффективные проекты.

Сложившаяся практика привела к ресурсной зависимости отечественной экономики в 90-е гг. XX в. – начале 2000-х гг., жесткой привязке национальной валюты к мировым ценам на нефть, что позволило говорить некоторым ученым и политикам о «ресурсном проклятии» России¹. В результате любые кризисные явления на мировом энергетическом рынке, иногда искусно управляемые извне, сказывались на экономическом состоянии России. Так, С. Ю. Глазьев отмечает необходимость создания бюджета развития для инвестирования средств Резервного фонда и ФНБ в качестве срочной меры для нейтрализации угроз национальной экономической безопасности: «зависимость предложения денег от зарубежных источников предопределяет зависимость финансового рынка от иностранных инвесторов, недостаток внутренних источников долгосрочного кредита, маломощность и неконкурентоспособность банковского сектора, влечет сырьевую ориентацию экономики и упадок внутренней обрабатывающей промышленности»².

Созданные нефтегазовые фонды являются инструментом, с помощью которого государство стремится обеспечить экономически устойчивое функционирование производства, включая и НГК, что подразумевает прагматизм при их рас-

¹ См.: Как избежать ресурсного проклятия / под ред. М. Хамфриса, Д. Д. Сакса, Дж. Ю. Стиглица. – М.: Изд-во ин-та Гайдара, 2011. – 464 с. ; Кудрин А. Л. Влияние доходов от экспорта нефтегазовых ресурсов на денежно-кредитную политику России / А.Л. Кудрин // Вопросы экономики. – 2013. – №3. – С. 4 – 19. ; Фетисов Г. Г. «Голландская болезнь» в России: макроэкономические и структурные аспекты / Г. Г. Фетисов // Вопросы экономики. – 2006. – № 12. – С. 38 – 53.

² Письменная Е. Глазьев укажет курс стране [Электронный ресурс]: Ведомости. – Режим доступа: http://www.vedomosti.ru/politics/articles/2013/01/18/glazev_ukazhet_kurs_strane (дата обращения: 30 авг. 2015).

пределении и предсказуемое, прозрачное расходование средств, а не рост численности государственного аппарата или увеличение расслоения населения по уровню дохода. Тем не менее нередкими являются ситуации, когда бюджетно-налоговое регулирование в странах-экспортерах природных ресурсов, не создавших подобные стабилизационные фонды, оказывается гораздо результативнее. Причины кроются в эффективности их государственного регулирования, минимизации коррупционных факторов, связанных с распределением бюджетных средств, в специфике проводимой социально-экономической политики.

Большую роль в развитии НГК Российской Федерации играют такие инструменты государственного регулирования, как бюджетное и проектное финансирование различных энергетических проектов, имеющих исключительное значение для экономики страны. В связи с колоссальной капиталоемкостью отдельных инвестиционных проектов государство использует бюджетные и внебюджетные источники финансирования и распределяет их на реализацию приоритетных национальных инвестиционных программ. Распространенной практикой в случае дефицита финансовых ресурсов является выпуск государственных долговых ценных бумаг, например, облигаций, как неконвертируемых, так и конвертируемых, в частности еврооблигаций. Это связано, в первую очередь, с активным развитием российского фондового рынка и перспективами осуществления крупномасштабных энергетических инвестиционных проектов, в т.ч. с участием зарубежных инвесторов.

Несмотря на всю инвестиционную привлекательность, международные нефтегазовые проекты в России часто жестко взаимоувязывались зарубежными партнерами не только с экономическими, но и с политическими, а также экологическими проблемами, как это происходило при строительстве газопроводов «Северный поток» и, особенно на начальном этапе, – «Южный поток». Строительство газопровода «Турецкий поток» по дну Черного моря из России в Турцию было вызвано отсутствием взаимопонимания в отношениях между Россией и Евросоюзом по вопросу прокладки «Южного потока». Новый проект с участием ПАО «Газпром» и турецкой компании «Botas» предполагал возведение четырех ниток газопровода мощностью около 63 млрд м³ с дальнейшим их выходом в страны Цент-

ральной и Южной Европы. Однако резкое обострение политических противоречий, произошедшее между Россией и Турцией после 24 ноября 2015 г., когда в Сирии был уничтожен российский бомбардировщик Су-24М, привело к «заморозке» и этого проекта. И только в декабре 2016 г. было принято решение о возобновлении строительства «Турецкого потока», который должен быть запущен в эксплуатацию в конце 2019 г.

Проектное финансирование, используемое, в частности, при освоении нефтегазовых месторождений «Сахалин-2», позволило задействовать весь набор инструментов финансового рынка, а также существенно сократило риски отдельно взятого участника проекта. За счет проектного финансирования будет происходить увеличение мощности системы трубопроводов Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) с 50 млн т до 80 млн т к 2020 г. и 91 млн т к 2028 г.¹ В октябре 2015 г., используя данный инструмент государственного регулирования НГК, в рамках Единой системы газоснабжения РФ было начато строительство магистрального газопровода «Ухта-Торжок-2» проектной мощностью 45 млрд м³ который планируется проложить при участии ряда заинтересованных зарубежных стран до конца 2019 г. по дну Балтийского моря уже в качестве второй ветки газопровода «Северный поток-2».

В российской практике с 90-х гг. XX в. в рамках государственного регулирования НГК осуществляется совместное освоение углеводородных запасов путем вхождения иностранных компаний на долевом участии в проекты по освоению месторождений, например, Штокмановского месторождения или в сахалинских проектах. Более мелкие компании нередко выбирают иностранных партнеров в качестве средства защиты от рейдерских захватов, а также для привлечения заемных средств и получения в лизинг недостающего оборудования. Так, по данным министра энергетики РФ А. В. Новака, около 25% добычи нефти в России ведется при участии иностранных компаний².

¹ Минэнерго РФ до конца года примет решение о целесообразности поддержки проекта ВНХК [Электронный ресурс]: Транспорт нефти. Информационно-аналитический портал. – Режим доступа: <http://www.transport-nefti.com/news/2414/> (дата обращения: 30 авг. 2015).

² Александр Новак дал интервью телеканалу РБК-ТВ в рамках работы Питерского международного экономического форума [Электронный ресурс]: Министерство энергетики РФ. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru/press/videogallery/2726.html> (дата обращения: 30 авг. 2015).

При анализе специфики государственного регулирования НГК в России, в частности такой его формы, как антимонопольное регулирование, необходимо учитывать значительный разрыв в ценах на углеводородное сырье и производимые на его основе товары на внешнем и внутреннем рынках. По расчетам специалистов, по состоянию на 11 января 2016 г. стоимость 1 л бензина в России составляла 36,42 руб., что сопоставимо с аналогичным показателем в ОАЭ (32,23 руб./л) и Боливии (37,27 руб./л). Однако это на 22,3 и 63,7% ниже, чем в США и Канаде, и в 2,8 – 3,7 раза ниже, чем в Швейцарии, Германии, Франции, Великобритании, Швеции, Израиле, Италии, Норвегии, Гонконге и ряде других стран. Дизельное топливо в России (34,46 руб./л) дешевле соответственно на 27 и 51,1%, чем в США и Канаде, и в 2,1 – 3,3 раза по сравнению со странами Европейского союза¹.

Существенное различие в ценах на бензин, дизельное топливо и сжиженный природный газ (СПГ) в разных странах обусловлено, преимущественно, наличием углеводородных месторождений и производственных мощностей, с одной стороны, а также уровнем экономического развития страны и жизни населения, различиями в налогообложении, субсидированием углеводородных продуктов – с другой. Например, в Венесуэле цены на бензин и дизельное топливо субсидируются правительством, что делает данные виды нефтепродуктов практически бесплатными для населения – соответственно 1,15 и 0,57 руб./л. По состоянию на 11 января 2016 г. среднемировая цена на бензин составила 72,70 руб./л, на дизельное топливо – 62,74 руб./л, что соответственно в 2,00 и 1,82 раза выше по сравнению с Россией. В развитых странах преобладают высокие цены на углеводородный продукт. Исключением являются США, занимающие по данным показателям 21-е и 35-е места из 181 анализируемого государства, со средней ценой бензина 44,55 руб./л и дизельного топлива – 43,76 руб./л².

В большинстве европейских стран цена на бензин составляет более 90 руб./л, а на дизельное топливо – более 80 руб./л. Самый дорогой бензин – в Гонконге – 135,95 руб./л, а дизельное топливо – в Израиле (113,77 руб./л). Россия в ценовом рейтинге углеводородов занимает 17-е место по стоимости бензина (36,42 руб./л)

¹ Рассчитано автором по: прил. 1: табл. П1.1, табл. П1.2.

² Там же.

и 21-е – дизельного топлива (34,46 руб./л). Из стран постсоветского пространства самые дешевые бензин и дизельное топливо продаются в Туркменистане – 20,1 руб./л и 18,3 руб./л, наиболее дорогие – в странах Прибалтики – соответственно 75,4 – 85,0 руб./л и 72,2 – 75,2 руб./л¹.

Мировой рынок СПГ развит в меньшей степени по сравнению с нефтяным. Среднемировая цена на СПГ на 11 января 2016 г. составила 41,68 руб./л. Если в России 1 л СПГ стоил 17,86 руб./л, то в Украине – 25,20 руб./л (что составляло 141,1% относительно стоимости в РФ) в Канаде 29,91 руб./л (167,5%), в Германии – 47,05 руб./л (263,4%), в Великобритании – 57,27 руб./л (320,1%), в Швейцарии – 63,84 руб./л (357,4%), а в Швеции уже 76,29 руб./л (427,2%). Самая низкая цена – в Алжире (5,91 руб./л), а в бывших союзных республиках – в Казахстане (11,18 руб./л) и России. Наиболее дорогой СПГ на постсоветском пространстве в странах Балтии – 40,5 – 44 руб./л, а в Европейском союзе – в Швеции².

Государственное финансирование нефтегазовой отрасли в России осуществляется среди прочего посредством инструмента субсидирования в основном внутреннего рынка газа, в меньшей степени – нефтяного рынка. Однако не все ученые склонны разделять точку зрения о необходимости использования такого инструмента централизованного регулирования НГК. В частности, на основании проведенного экономического исследования оценки размеров природной ренты и ее потерь Е. Т. Гурвич пришел к выводу, что «рентабельность всех составляющих нефтегазового сектора имеет доходность выше «нормального» для нашей экономики уровня, и ни один поток не требует перекрестного субсидирования за счет других»³. На наш взгляд, применяя инструмент субсидирования внутреннего нефтяного и газового рынка, государство реализует одну из важнейших функций – доступность для населения продукта отраслей НГК.

Нефтегазовый сектор по праву считается одной из самых капиталоемких отраслей, использующих наиболее дорогостоящее оборудование, технологии, квалифицированную рабочую силу. Развитие НГК сопровождается появлением новых

¹ См.: табл. П1.1, табл. П1.2.

² Рассчитано автором по: прил. 1: табл. П1.3.

³ Гурвич Е. Т. Нефтегазовая рента в российской экономике / Е. Т. Гурвич // Вопросы экономики. – 2010. – № 11. – С. 10.

рабочих мест, стимулирует производство в смежных отраслях, которые создают мультипликативный эффект для ведения предпринимательской деятельности, что, в свою очередь, открывает новые инвестиционные возможности. Поэтому для ресурсодобывающих компаний огромное значение имеет вопрос приобретения долгосрочного дешевого заемного капитала и привлечения кредитных ресурсов, в т.ч., когда это возможно, на более дешевых зарубежных финансовых рынках.

Практически все нефтегазовые компании финансируют часть текущей деятельности за счет заемных средств. В частности, в начале 2015 г. Иркутская нефтяная компания получила транш на развитие в размере 150 млн долл. от Европейского банка реконструкции и развития¹, что с позиции санкционной политики в отношении России можно рассматривать, скорее, как исключение. Примером международного кредитования российского нефтегазового сектора вполне могло стать предоставление долгосрочных финансовых ресурсов Правительством КНР на строительство газопровода «Сила Сибири». Однако Правительство РФ и руководство ПАО «Газпром» решили обойтись собственными средствами в связи с совсем приемлемыми условиями предоставления кредита международными партнерами и возможными экономическими рисками.

Привлечение кредитных ресурсов служит весомым фактором наращивания объемов производства и повышения капитализации предприятий, обладающих высоким кредитным рейтингом. Льготные кредиты из Фонда развития промышленности по ставке 5-6% могут получать с 2014 г. производители, ориентированные на модернизацию, организацию новых производств и импортозамещение нефтегазового оборудования². Кроме того, постановлением Правительства РФ от 11 октября 2014 г. № 1044 утверждена и успешно функционирует государственная Программа поддержки инвестиционных проектов, реализуемых на основе проектного финансирования.

Эффективность государственного регулирования НГК напрямую зависит от

¹ Дзядко Т. Иркутская нефтяная компания получила новый кредит ЕБРР на \$150 млн [Электронный ресурс]: Рос БизнесКонсалтинг. – Режим доступа: <http://daily.rbc.ru/ins/business/04/02/2015/54c66f3e9a794739bd922967> (дата обращения: 30 авг. 2015).

² Фонд развития промышленности РФ получил 20 млрд руб. [Электронный ресурс]: Вести Экономика. – Режим доступа: <http://www.vestifinance.ru/articles/51520> (дата обращения: 30 авг. 2015).

способности государства вовремя вмешаться в решение внутрикорпоративных экономических проблем, затрагивающих национальные интересы. В противном случае бюджеты различных уровней могут недополучить значительную долю доходов, связанную не с выводом капитала из оборота или некачественным внутрифирменным управлением нефтегазовыми компаниями, а с неэффективностью государственного регулирования НГК. А это уже прямо или косвенно затрагивает все стороны общественной жизни в стране и отражается на исполнении федеральных обязательств на различных уровнях.

Таким образом, государственное регулирование НГК позволяет эффективнее использовать углеводородные запасы РФ, которые являются важным конкурентным преимуществом национальной экономики. На современном этапе НГК представляет собой главное структурное звено отечественной экономики, осуществляющее свою деятельность в условиях западной санкционной политики, когда относительно более дешевые кредитные ресурсы и передовые зарубежные технологии становятся в ряде случаев недоступными для российских компаний, занимающихся освоением нефтегазовых запасов, в т.ч. на арктическом шельфе. Это вызывает объективную необходимость исследования специфики функционирования отечественного НГК, а также опыта других нефтедобывающих стран, и, исходя из сложившихся реалий, совершенствовать механизм государственного регулирования энергетического сектора России.

2. ИССЛЕДОВАНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

2.1. АНАЛИЗ ДИНАМИКИ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Развитие экономики любого государства неразрывно связано с потреблением энергоносителей, прежде всего нефти и газа. На протяжении длительного периода нефтегазовые корпорации играют ключевую роль как в российской, так и в мировой экономике. Даже несмотря на обвальное падение цены на нефть в 2014 – 2016 гг. 9 из 100 крупнейших мировых, а также 6 из 10 ведущих российских компаний в 2016 г. по уровню капитализации относятся к нефтегазовому сектору¹. Это свидетельствует о монополизации производства, что в отдельных случаях приводит к чрезмерному давлению на конкурентов со стороны ведущих корпораций вследствие принятия «нужных» решений, пролоббированных на всех уровнях законодательной и исполнительной ветвей власти относительно условий ведения сырьевого бизнеса.

В 90-е г. XX в. в условиях системного кризиса, охватившего все сферы общественной жизни, в т.ч. и НГК, добыча нефти в России сократилась с 516 млн т в 1990 г. до 307 млн т в 1995 г., т.е. на 40,5%. Катастрофическое падение цен на энергоносители, спровоцированное азиатским экономическим кризисом, с 25,4 долл./барр. в октябре 1996 г. до 9,1 долл./барр. в декабре 1998 г. привело российскую экономику к дефолту и отказу от выполнения своих международных финансовых обязательств².

В 2000-е гг. в России наблюдалось устойчивое наращивание добычи нефти за исключением незначительного снижения на 0,6% в 2008 г. В 2015 г. по сравнению с 2000 г. объем добычи нефти увеличился с 323 до 534,1 млн т, т.е. на 65,3%. Среднегодовые темпы прироста за тот же период составляли 3,41%, что в абсолютном выражении соответствовало ежегодному приросту в 11,01 млн т. В ре-

¹ См.: прил. 2, прил. 3.

² Europe Brent Spot Price FOB [Electronic resource] // U.S. Energy Information Administration (EIA). – Access mode: <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RB RTE&f=D> (Address data: 7 May 2015).

зультате доля России на мировом нефтяном рынке возросла с 8,93% в 2000 г. до 12,24% в 2015 г. Мировые же объемы добычи за данный период увеличились с 3618 до 4361,9 млн т или только на 20,56%. Если в 2000 – 2009 гг. в России темп роста добычи нефти с конденсатом существенно опережал среднемировой темп, то в 2009 – 2015 гг. уже темпы роста мировой добычи нефти превышали российские показатели (рассчитано по: табл. 2.1.1).

Таблица 2.1.1

Добыча нефти с конденсатом в России (РСФСР) и в мире, млн т

Год	Россия, млн т	Мировая добыча нефти, млн т	Доля России в мировой добыче, %	Цена на нефть на мировом рынке долл./барр. ¹
1970	285,0	2355,0	12,10	-
1980	547,0	3088,0	17,71	39,80
1985	542,0	2792,0	19,41	27,60
1990	516,0	3168,0	16,29	21,00
1995	307,0	3278,0	9,37	16,20
2000	323,0	3618,0	8,93	27,60
2001	349,0	3603,0	9,69	23,12
2002	380,0	3576,0	10,63	24,36
2003	425,7	3737,5	11,39	28,10
2004	463,3	3909,6	11,85	36,05
2005	470,0	3937,8	11,94	50,64
2006	480,6	3963,9	12,12	61,08
2007	491,4	3951,2	12,44	69,08
2008	488,6	3986,8	12,26	94,45
2009	494,3	3887,0	12,72	61,06
2010	505,2	3979,1	12,70	77,45
2011	511,4	4012,4	12,75	107,46
2012	518,1	4119,2	12,58	109,45
2013	523,4	4126,6	12,68	105,87
2014	526,7	4228,7	12,46	96,29
2015	534,1	4361,9	12,24	49,49

Источник: рассчитано автором по: Нефтяной комплекс [Электронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1209> (дата обращения: 20 нояб. 2016). ; BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – P. 10. ; OPEC Basket Price [Electronic resource] // Organization of the Petroleum Exporting Countries. – Access mode: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm (Address data: 20 Jan. 2016). ; Коржубаев А. Г. Нефтедобывающая промышленность России / А. Г. Коржубаев, Л. В. Эдер // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 4.

По данным корпорации ВР, по разведанным запасам нефти (14,0 млрд т) РФ на глобальном энергетическом рынке занимает шестое место в мире вслед за Ве-

¹ Для 2000 г. и последующих указана цена на нефть, рассчитанная по корзине ОПЕК, до 2000 г. – цена на нефть эталонной марки Brent: одноименное месторождение в Северном море было открыто в 1970 г.

несуэлой, Саудовской Аравией, Канадой, Ираном и Ираком (см. рис. 2.1.1). Так, в России этот показатель сопоставим с нефтяными запасами ОАЭ и Кувейта, но в 1,4 раза ниже, чем в Ираке, в 1,55 раза – в Иране, в 2 раза – в Канаде, в 2,6 раза – в Саудовской Аравии и в 3,3 раза – в Венесуэле (рассчитано по: рис. 2.1.1). Однако мы разделяем точку зрения О. Б. Брагинского, согласно которой многие страны сознательно могут как завышать, так и занижать размеры разведанных запасов углеводородного сырья, преследуя собственные внешнеэкономические и внешнеполитические интересы¹.

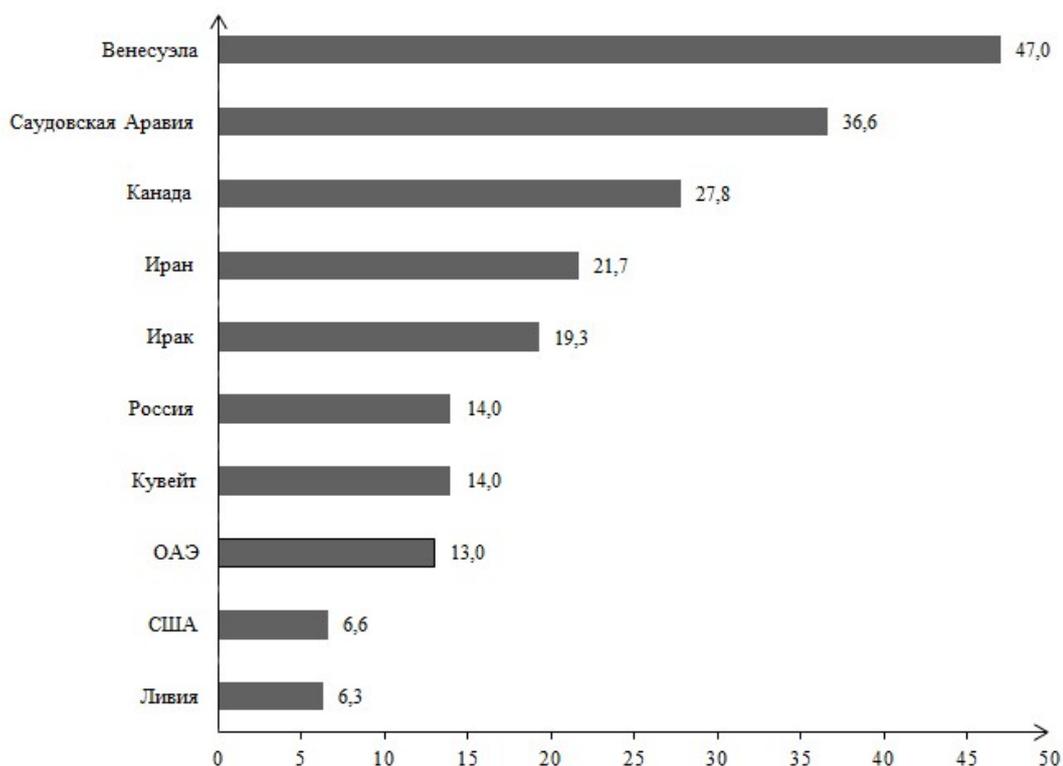


Рис. 2.1.1. Разведанные запасы нефти по странам, млрд т

Источник: составлено автором по: BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – Р. 6.

Огромное значение для экономики нефтедобывающих стран имеют не только размеры разведанных месторождений, но и качественные параметры углеводородного сырья. Так, например, в структуре запасов нефти Венесуэлы, занимающей первое место по разведанным углеводородным ресурсам, преобладают трудноизвлекаемые сверхтяжелые сорта и битуминозная нефть, а 90% природного газа со-

¹ Брагинский О. Б. Нефтегазовый комплекс мира / О. Б. Брагинский. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2006. – С. 15 – 25.

ставляет попутный нефтяной газ¹. Канада, также располагающая огромными запасами сверхтяжелой и битуминозной нефти, может вести ее рентабельную добычу и переработку только при очень высоких мировых ценах, что является основной причиной низких темпов прироста нефтяной добычи в этих странах. С экономической точки зрения низкие мировые цены на нефть оказывают негативное влияние на ряд стран, добыча и переработка углеводородов в которых является наиболее затратной, что выводит там многие месторождения за границы рентабельности.

Фактические совокупные мировые запасы нефти и газа с учетом ресурсов континентального шельфа и мирового океана, по мнению экспертов, многократно превышают разведанные. А значит, реальной угрозы острого дефицита предложения углеводородного сырья в глобальном масштабе в ближайшие 40 – 50 лет не будет существовать. Только изученные нефтегазовые месторождения Баренцева и Карского морей дают значительное конкурентное преимущество и являются фактором энергетической безопасности РФ в условиях мировой энергетической нестабильности².

Примерно аналогичная добыче нефти в РФ динамика наблюдается и при разработке природного газа. Максимальный объем добычи данного углеводородного сырья в РСФСР был достигнут в 1990 г. (641 млрд м³). Однако системный кризис 1990-х гг. привел к снижению добычи природного газа и только в 2005 г. Россия смогла выйти на уровень 1990 г. В целом среднегодовые темпы прироста с 2000 по 2013 г. составили 0,96% или 5,65 млрд м³ в абсолютном выражении. С 2001 по 2008 г. наблюдалось увеличение объемов извлекаемого сырья за исключением незначительного снижения на 0,5% в 2007 г. Наиболее существенный спад пришелся на 2009 г. и составил 12,3% по отношению к уровню 2008 г. Такая же ситуация наблюдалась и в 2014 – 2015 гг., когда падение составило 4,9% по сравнению с 2013 г. (рассчитано по: табл. 2.1.2).

¹ Стрельцов А. А. Венесуэла в системе международных энергетических отношений / А. А. Стрельцов // Проблемы национальной стратегии. – 2011. – № 1. – С. 127.

² С 1 января 2016 г. в России вступила в силу новая система классификации запасов нефти и природного газа, учитывающая экономическую рентабельность освоения месторождений. Теперь по степени промышленного освоения и геологической изученности запасы подразделяются на категории А (разрабатываемые, разбуренные), В₁ (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные), В₂ (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные), С₁ (разведанные) и С₂ (оцененные), а ресурсы нефти, газа и конденсата по степени геологической изученности – на D₀ (подготовленные), D_л (локализованные), D₁ (перспективные), D₂ (прогнозируемые). Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов [Электронный ресурс]: приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 1 нояб. 2013 г. № 477 // ИПП «ГАРАНТ».

Добыча природного газа в России (РСФСР) и в мире, млрд м³

Год	Россия, млрд м ³	Мировая добыча природного газа, млрд м ³	Доля России в мировой добыче, %	Цена на природный газ ¹ , долл. / тыс. м ³
1970	83,0	1021,0	8,13	6,20
1980	254,0	1456,0	17,45	56,10
1985	462,0	1676,0	27,57	151,90
1990	641,0	2000,0	32,05	99,10
1995	595,0	2141,0	27,79	85,40
2000	584,0	2436,0	23,97	85,84
2001	581,0	2493,0	23,31	98,25
2002	595,0	2531,0	23,51	85,69
2003	620,0	2621,3	23,65	105,51
2004	634,0	2702,8	23,46	109,05
2005	641,1	2790,9	22,97	151,36
2006	657,6	2891,2	22,74	216,00
2007	654,3	2964,5	22,07	233,66
2008	665,1	3071,7	21,65	353,69
2009	583,1	2983,3	19,55	249,27
2010	650,7	3208,5	20,28	268,48
2011	670,7	3299,9	20,32	338,88
2012	654,5	3362,6	19,46	348,33
2013	668,2	3410,7	19,59	342,29
2014	641,9	3463,2	18,53	317,00
2015	635,5	3538,6	17,96	225,62

Источник: рассчитано автором по: Газовый комплекс [Электронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1215> (дата обращения: 20 нояб. 2016). ; BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – P. 22. ; Коржубаев А.Г. Газовая промышленность России: международные позиции, организационная и региональная структура / А. Г. Коржубаев, И. А. Соколова, Л. В. Эдер // Бурение и нефть. – 2011. – № 10. – С. 5.

Главная причина подобного снижения обусловлена привязкой цены на природный газ на мировом рынке к нефтяным ценам, которые во время экономических кризисов имеют тенденцию к падению. Так средние экспортные цены природный газ в 2009 г. (249,27 долл./тыс. м³) и 2010 г. (268,48 долл./ тыс. м³) составили соответственно 70,48 и 75,91% к уровню 2008 г. (353,69 долл./тыс. м³), несмотря на то что в абсолютном выражении они превысили уровень докризисного 2007 г. (233,66 долл./тыс. м³). В условиях начавшегося экономического кризиса в 2015 г. по сравнению с 2013 г. средние экспортные цены на природный газ также

¹ До 1995 г. указаны цены на газ на европейском рынке, с 2000 г. указаны средние экспортные цены Российской Федерации за тыс. м³.

снизились с 342,29 до 225,62 долл./тыс. м³, или на 34,1%, а по итогам II квартала 2016 г. – до 147,81 долл./тыс. м³, т.е. падение составило 56,8%¹.

Резкий рост цен на природный газ в 2011 г. (338,88 долл./тыс. м³) в условиях рекордной его добычи в России (670,7 млрд м³) связан с восстановлением мировой экономики после глобального кризиса. Однако доля России на мировом газовом рынке имеет тенденцию к снижению: если в 2000 г. она составляла 23,97%, то в рекордном 2011 г. уже 20,32%, а в 2015 г. опустилась до 17,96% (см. табл. 2.1.2). Это свидетельствует не только об обострении конкурентной борьбы в глобальной энергетической системе, но и об открытии и начале промышленной разработки крупных углеводородных месторождений, а также об использовании новых наукоемких высокоэффективных энергетических технологий, в т.ч. и в добыче сланцевых нефти и газа в США.

Если по разведанным запасам нефти, как считают эксперты корпорации ВР, Россия занимает шестое место в мире, то по разведанным запасам природного газа – второе (32,3 трлн м³), незначительно уступая только Ирану (34,0 трлн м³). Отечественные запасы данного углеводородного сырья на 31,8% больше по сравнению с запасами находящегося на третьем месте Катара, на 84,6% превосходят аналогичные показатели Туркменистана, в 3,1 раза превышают запасы США, в 3,9 раза – Саудовской Аравии, в 5,3 раза – ОАЭ, что позволяет с оптимизмом оценивать энергетическую безопасность России в ближайшей и отдаленной перспективах (рассчитано по: рис. 2.1.2).

Громадные нефтегазовые ресурсы привели к возрастанию зависимости национальной экономики РФ от сырьевых доходов в постсоветский период. В 1990-е гг. нефтегазовые доходы в среднем составляли не более 10% доходов федерального бюджета, что было обусловлено низкими мировыми ценами на нефть, спадом промышленного производства и сокращением объема добычи углеводородного сырья, высокой степенью офшоризации российской экономики, отсутствием централизации налоговых выплат в республиках, в частности в Татарстане и Башкортостане.

¹ Рассчитано автором по: табл. 2.1.2, прил. 4.

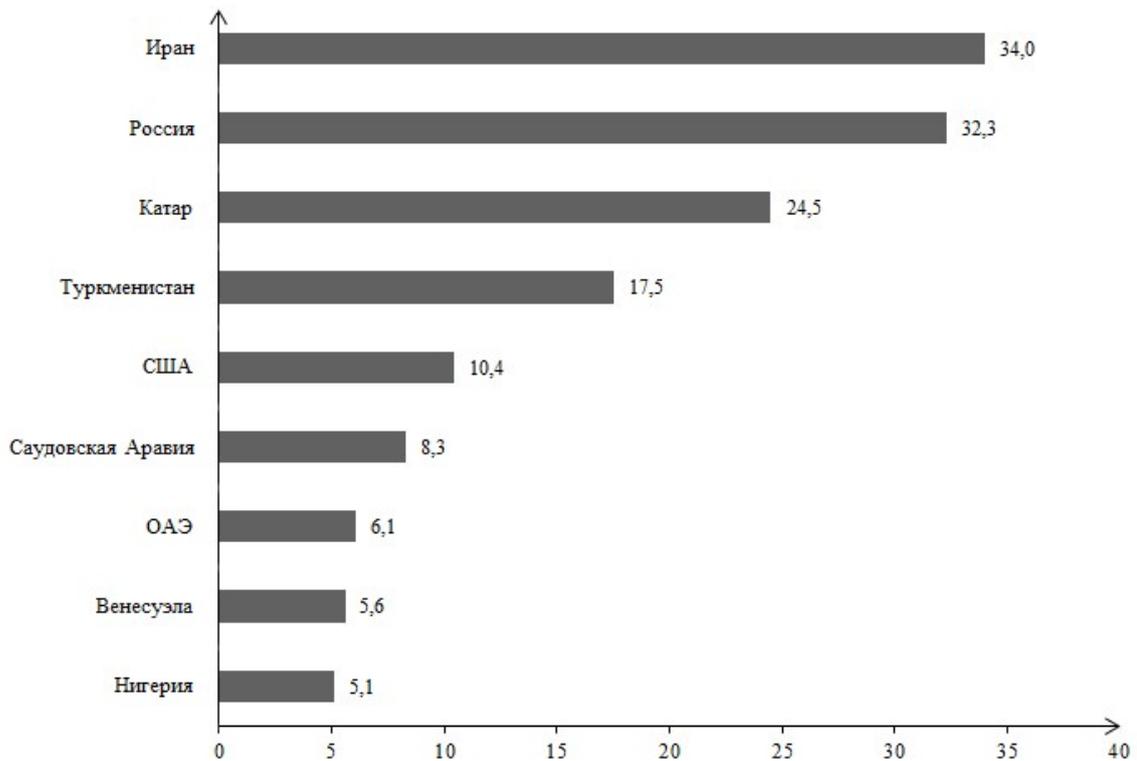


Рис. 2.1.2. Разведанные запасы природного газа по странам, трлн м³

Источник: составлено автором по: BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – P. 20.

Резкий рост удельного веса нефтегазовых доходов пришелся на начало 2000-х гг. и был связан с внесением изменений в бюджетный и налоговый кодексы, с новой методикой расчета нефтегазовых доходов, а также с «делом ЮКОСа», позволившим не только вернуть часть нефтяных компаний под российскую юрисдикцию, но и произвести доначисление налогов. В последние годы нефтегазовые доходы составляют в среднем 45 – 50% доходов федерального бюджета. Сложившаяся ситуация вызывает объективную необходимость ускорения диверсификации производства в Российской Федерации.

Заложенные в Федеральный закон «О федеральном бюджете на 2017 год и плановый период 2018 и 2019 годов» среднегодовая цена на нефть на уровне 40 долл./барр. и сокращение нефтегазовых доходов по отношению к ВВП связаны не только со стратегической задачей – структурной диверсификацией экономики, но и с последствиями обвального снижения цены на нефть и сокращения доходов от экспорта природного газа. В результате доля нефтегазовых доходов в структуре ВВП уменьшится к 2019 г. до 5,4% по сравнению с 9,5% в 2014 г. (см. табл. 2.1.3):

Динамика доходов федерального бюджета за 2014 – 2017 гг. и плановый период 2018 – 2019 гг., млрд руб.

Показатель	2014 год	2015 год	2016 год		2017 год	2018 год	2019 год
			Закон № 359-ФЗ	Оценка			
Доходы, всего	14 496,9	13 659,2	13 738,5	13 368,6	13 487,6	14 028,5	14 844,8
<i>в % к ВВП</i>	<i>18,6</i>	<i>16,9</i>	<i>17,5</i>	<i>16,1</i>	<i>15,5</i>	<i>15,2</i>	<i>15,0</i>
<i>в том числе:</i>							
Нефтегазовые доходы	7 433,8	5 862,7	6 044,9	4 777,5	5 050,0	5 113,8	5 347,8
<i>в % к ВВП</i>	<i>9,5</i>	<i>7,3</i>	<i>7,3</i>	<i>5,8</i>	<i>5,8</i>	<i>5,5</i>	<i>5,4</i>
Ненефтегазовые доходы	7 063,1	7 796,6	7 693,6	8 591,1	8 437,5	8 914,7	9 497,0
<i>в % к ВВП</i>	<i>9,1</i>	<i>9,6</i>	<i>9,3</i>	<i>10,4</i>	<i>9,7</i>	<i>9,7</i>	<i>9,6</i>
Доля в общем объеме доходов, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
<i>в том числе:</i>							
Нефтегазовые доходы	51,3	42,9	44,0	35,7	37,4	36,5	36,0
Ненефтегазовые доходы	48,7	57,1	56,0	64,3	62,6	63,5	64,0
Темпы роста доходов в номинальном выражении к предыдущему году, %	111,3	94,2	100,6	97,9	100,9	104,0	105,8

Источник: Заключение Счетной палаты Российской Федерации на отчет об исполнении федерального бюджета за 2015 год № ЗСП – 166/16-09 от 31 авг. 2016 г. [Электронный ресурс]: Счетная палата Российской Федерации. – Режим доступа: <http://ach.gov.ru/activities/audit-of-the-federal-budget/28047/> (дата обращения: 1 окт. 2016). ; Пояснительная записка к проекту Федерального закона «О федеральном бюджете на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов» [Электронный ресурс] // СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 11 дек. 2016).

Согласно Бюджетному кодексу РФ, к нефтегазовым доходам федерального бюджета относятся доходы федерального бюджета от уплаты:

– налога на добычу полезных ископаемых в виде углеводородного сырья (нефть, горючий природный газ и газовый конденсат из всех видов месторождений углеводородного сырья);

– вывозных таможенных пошлин на сырую нефть;

– вывозных таможенных пошлин на природный газ;

– вывозных таможенных пошлин на товары, выработанные из нефти¹.

Наиболее заметным событием на глобальном энергетическом рынке стало резкое падение цены на нефть в 2014 г. с 110,48 долл./барр. 20 июня до 52,00 долл./барр. 31 декабря и до 41,50 долл./барр. 13 января 2015 г., т.е. снижение со-

¹ Бюджетный кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон от 31 июля 1998 г. № 145-ФЗ: (в ред. от 3 июля 2016 г.) // СПС «КонсультантПлюс». – Ст. 96.6.

ставило 62,44%¹. В январе 2015 г. цена на нефть достигла уровня цен наиболее острой фазы финансово-экономического кризиса 2008-2009 гг. Подобный тренд существенным образом затронул все сферы деятельности российского НГК: отразился на совокупном спросе, объемах добычи, а также на финансовых результатах деятельности компаний, в т.ч. ведущих.

Однако повышение цены до 64,96 долл./барр. 6 мая 2015 г. не стало долгосрочным трендом нефтяных котировок. Стагнация мировой экономики, отказ от квотирования добычи углеводородного сырья со стороны ряда ближневосточных стран-членов ОПЕК, демпинговая торговля нефтью Исламским государством и другие факторы усилили негативные тенденции на данном рынке. Критическая точка была пройдена 20 января 2016 г., когда цена на нефть составила 22,48 долл./барр. (уровень цен 2001 – 2002 гг.), после чего начался ее медленный рост, что говорит о постепенном преодолении кризиса и оживлении мировой экономики.

На рис. 2.1.3 представлена ценовая динамика нефти марки Urals в долларах и рублях, пересчитанных из долларов по обменному курсу, в 2014 г. Так как национальная российская валюта фактически привязана к цене на нефть, ее девальвация в 2014 – 2015 гг. позволила в полном объеме выполнить бюджетные обязательства государства, не прибегая к значительному перерасходу средств Резервного фонда и ФНБ.

Располагая уникальными углеводородными запасами, Россия на мировом нефтегазовом рынке выполняет важнейшую функцию связующего звена в цепочке прямых логистических поставок углеводородного сырья между Европой и Азией. Нефтегазовый фактор является одним из основных в контексте усиления российского экономического влияния в мире, поэтому в перспективе одной из глобализационных задач, стоящих перед Россией, является обеспечение энергетической стабильности на Евразийском континенте².

В начале XXI в. после неоднократных энергетических кризисов структура мирового потребления нефти претерпела значительные изменения. Во-первых, про-

¹ OPEC Basket Price [Electronic resource] // Organization of the Petroleum Exporting Countries. – Access mode: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm (Address data: 23 Jan. 2016).

² См.: Трофимов С. Е. Нефтегазовый комплекс и его роль в российской и глобальной экономике / С. Е. Трофимов // Проблемы социально-экономического развития Сибири. – 2015. – №4. – С. 41 – 49.



Рис. 2.1.3. Цена нефти марки Urals (Crude Oil Urals FOB Primorsk) в 2014 г.,
в долларах и рублях

Источник: Энергетический бюллетень. Последствия низких цен для нефтяной отрасли. – 2015. – № 20. – С. 12.

Таблица 2.1.4

Динамика потребления нефти в мире, млн т

Страна	2003	% к мировому потреблению	2008	% к мировому потреблению	2010	% к мировому потреблению	2013	% к мировому потреблению	2015	% к мировому потреблению
США	900,7	24,18	875,4	21,79	850,1	20,84	832,1	19,77	851,6	19,66
Китай	271,7	7,29	377,5	9,39	447,9	10,98	507,2	12,05	559,7	12,92
Индия	116,5	3,13	144,7	3,60	155,4	3,81	175,3	4,16	195,5	4,51
Япония	251,9	6,76	224,8	5,59	202,7	4,97	208,0	4,94	189,6	4,38
Саудовская Аравия	81,7	2,19	114,4	2,85	137,1	3,36	147,3	3,50	168,1	3,88
Россия	127,3	3,42	133,6	3,32	133,3	3,27	144,9	3,44	143,0	3,30
Бразилия	88,7	2,38	110,1	2,74	120,0	2,94	137,4	3,26	137,3	3,17
Южная Корея	106,4	2,86	103,1	2,57	105,0	2,57	108,3	2,57	113,7	2,63
Германия	125,1	3,36	118,9	2,96	115,4	2,83	113,4	2,69	110,2	2,54
Канада	97,3	2,61	101,2	2,52	101,6	2,49	103,5	2,46	100,3	2,32
Иран	71,3	1,91	93,1	2,32	86,8	2,13	95,5	2,27	88,9	2,05
Мексика	85,0	2,28	91,6	2,28	88,6	2,17	89,7	2,13	84,3	1,95
Франция	93,1	2,50	90,8	2,26	84,5	2,07	79,3	1,88	76,1	1,76
Индонезия	57,9	1,55	60,1	1,50	64,2	1,57	74,6	1,77	73,5	1,70
Великобритания	79,0	2,12	79,5	1,98	74,9	1,84	70,6	1,68	71,6	1,65
Итого в мире	3725,2	100,0	4018,1	100,0	4079,9	100,0	4209,9	100,0	4331,3	100,0

Источник: рассчитано автором по: BP Statistical Review of World Energy. June 2014 // BP Global. – P. 11. ; BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – P. 11.

изошло снижение данного показателя в абсолютном и относительном выражении в крупнейшей экономике мира – США с 900,7 млн т в 2003 г., что составляло 24,18% мирового уровня потребления, до 851,6 млн т в 2015 г. (19,66%)¹. Таким образом, за 12 лет США сократили потребление нефти на 49,1 млн т в год, или на 5,45%. При этом потребление природного газа за этот же период выросло с 630,8 до 778,0 млрд м³, или на 23,34%, прежде всего за счет широкого использования сланцевых технологий. Однако с 2003 по 2015 г. удельный вес США в мировом потреблении природного газа также снизился с 24,29% до 22,43% (см. табл. 2.1.4, 2.1.5).

Таблица 2.1.5

Динамика потребления природного газа в мире, млрд м³

Страна	2003	% к мировому потреблению	2008	% к мировому потреблению	2010	% к мировому потреблению	2013	% к мировому потреблению	2015	% к мировому потреблению
США	630,8	24,29	659,1	21,60	682,1	21,31	740,6	21,83	778,0	22,43
Россия	379,5	14,62	416,0	13,63	414,1	12,93	413,5	12,19	391,5	11,29
Китай	33,9	1,31	84,1	2,76	111,2	3,47	171,9	5,07	197,3	5,69
Иран	85,0	3,27	133,2	4,37	152,9	4,78	162,9	4,80	191,2	5,51
Япония	79,8	3,07	93,7	3,07	94,5	2,95	116,9	3,45	113,4	3,27
Саудовская Аравия	60,1	2,31	80,4	2,64	87,7	2,74	100,0	2,95	106,4	3,07
Канада	97,7	3,76	96,1	3,15	95,0	2,97	103,9	3,06	102,5	2,96
Мексика	51,4	1,98	66,3	2,17	72,5	2,26	83,3	2,46	83,2	2,40
Германия	85,5	3,29	85,5	2,80	84,1	2,63	81,2	2,39	74,6	2,15
ОАЭ	37,9	1,46	59,5	1,95	60,8	1,90	67,3	1,98	69,1	1,99
Великобритания	95,3	3,67	93,8	3,07	94,2	2,94	73,0	2,15	68,3	1,97
Италия	71,2	2,74	77,2	2,53	75,6	2,36	63,8	1,88	61,4	1,77
Таиланд	28,6	1,10	37,4	1,23	45,1	1,41	52,3	1,54	52,9	1,53
Индия	29,5	1,14	41,5	1,36	61,5	1,92	50,4	1,49	50,6	1,46
Узбекистан	45,8	1,76	48,7	1,60	40,8	1,27	46,8	1,38	50,3	1,45
Египет	29,7	1,14	40,8	1,34	45,1	1,41	51,4	1,51	47,8	1,38
Южная Корея	24,2	0,93	35,7	1,17	43,0	1,34	52,5	1,55	43,6	1,26
Турция	20,9	0,80	37,5	1,23	39,0	1,22	41,8	1,23	43,6	1,26
Украина	69,0	2,66	60,0	1,97	52,2	1,63	43,3	1,28	28,8	0,83
Итого в мире	2596,6	100,0	3051,2	100,0	3201,4	100,0	3392,9	100,0	3468,6	100,0

Источник: рассчитано автором по: BP Statistical Review of World Energy. June 2014 // BP Global. – P. 23. ; BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – P. 23.

Во-вторых, в настоящее время происходит рост потребления углеводородного сырья в странах Азии, в первую очередь в Китае и Индии, вызванный увеличением численности населения этих стран и стремительной индустриализацией двух развивающихся азиатских экономик. Если в 2003 г. Китай потреблял 271,7

¹ Здесь и далее проценты в скобках обозначают процент к мировому уровню потребления.

млн т нефти, что составляло 7,29% мирового уровня потребления, то в 2015 г. этот показатель составил уже 559,7 млн т (12,92%). Потребление природного газа соответственно возросло с 33,9 млрд м³ (1,31%) до 197,3 млрд м³ (5,69%). Таким образом, ежегодный прирост потребления нефти составил 6,21%, природного газа – 15,81% (рассчитано по: табл. 2.1.4, 2.1.5). После подписания контракта между крупнейшей российской компанией ПАО «Газпром» и китайской CNPC сроком на 30 лет, предполагающего поставки в КНР 38 млрд м³ природного газа в год, и ввода на проектную мощность газопровода «Сила Сибири» подобная динамика вполне может сохраниться в ближайшие годы. Данный газопровод соединит Иркутский и Якутский центры газодобычи, созданные на базе Ковыктинского и Чаяндинского месторождений с разведанными запасами газа 2,7 трлн м³, после чего по нему пойдет транспортировка газа¹. В целом регионы Восточной Сибири и Дальнего Востока ориентированы как на внутреннее потребление углеводородного сырья, так и на его экспорт в страны АТР.

В 2003 – 2015 гг. потребление нефти в динамично развивающейся Индии выросло в 1,68 раза: со 116,5 млн т (3,13%) до 195,5 млн т (4,51%). Потребление природного газа соответственно увеличилось в 1,72 раза: с 29,5 млрд м³ (1,14%) до 50,6 млрд м³ (1,46%) (рассчитано по: табл. 2.1.4, 2.1.5). Резкий рост использования углеводородного сырья на внутренние экономические нужды ожидается в Индии в 2016 – 2025 гг., и будет удовлетворяться преимущественно за счет импорта. Следовательно, торгово-экономические отношения с Россией в энергетической сфере приобретают для Индии все большую актуальность, а значит, не исключено подписание долгосрочных крупных контрактов на поставку энергоносителей.

Второй азиатской страной по объему потребления углеводородов в настоящее время является Япония. Здесь наблюдается аналогичная многим странам тенденция сокращения потребления нефти на 24,7%, с 251,9 млн т (6,76%) в 2003 г. до 189,6 млн т (4,38%) в 2015 г., и рост потребления природного газа с 79,8 млрд м³ (3,07%) до 113,4 млрд м³ (3,27%) (см. табл. 2.1.4, 2.1.5). Отчасти это вызвано тем, что поставки нефти и газа в Японию не столь диверсифицированы, в отличие от

¹ «Сила Сибири» [Электронный ресурс] // ПАО «Газпром». – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/ykv/> (дата обращения: 10 мая 2015).

экономик Китая и Индии. Значительный удельный вес российских энергоносителей в энергобалансе Японии в дальнейшем может быть реструктурирован за счет существенного увеличения доли переработанной продукции.

В отличие от ряда азиатских государств, экономика Японии является развитой, однако применение традиционных видов топливно-энергетических ресурсов развивается здесь, по нашим оценкам, в противоположных направлениях. С одной стороны, наблюдается тенденция постепенного сокращения потребления углеродородного сырья вследствие активного внедрения в производство и повседневную жизнь населения страны энергосберегающих технологий и альтернативных видов энергии; с другой – Япония отказалась от использования атомной энергии после катастрофы на АЭС в Фукусиме, что повышает ее зависимость от традиционных источников энергии, в т.ч. от нефти и природного газа.

Экономика Южной Кореи относится к развитым: потребление нефти находится на стабильном уровне 103 – 113 млн т/год, однако удельный вес в структуре мирового потребления снизился с 2,86% в 2003 г. до 2,63% в 2015 г. Потребление природного газа как более экологически чистого вида сырья возросло в 1,8 раза: с 24,2 млрд м³ (0,93%) до 43,6 млрд м³ (1,26%), что обусловлено в первую очередь высокими темпами экономического роста.

В целом потребление нефти в странах Азии возросло с 1072,4 млн т (28,79%) в 2003 г. до 1501,4 млн т (34,66%) в 2015 г.; потребление природного газа за тот же период увеличилось с 350 млрд м³ (13,49%) до 701,1 млрд м³ (20,21%)¹. В долгосрочной перспективе именно бурно развивающиеся страны АТР, прежде всего Китай и Индия, станут лидерами по потреблению нефти и газа, в т.ч. поставляемых из России. Проводимая Правительством РФ прагматичная внешнеэкономическая политика со странами АТР является залогом взаимовыгодного долгосрочного сотрудничества в энергетической сфере.

Основное снижение доли потребления энергоносителей в мире пришлось на страны Северной Америки, а также Западной и Восточной Европы, часть из которых представляют собой развитые экономические системы. В целом по странам Се-

¹ Рассчитано автором по: BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – Pp. 11, 23.

верной Америки (США, Канада, Мексика) потребление нефти снизилось с 1129,1 млн т (28,70%) в 2005 г. до 1036,3 млн т (23,93%) в 2015 г. при незначительном увеличении потребления в Канаде и Мексике. Потребление природного газа в данном регионе выросло на 23,9%, с 778,0 млрд м³ (27,22%) в 2006 г. до 963,6 млрд м³ (27,78%) в 2015 г., в основном за счет увеличения потребления в США¹.

Страны Европы не обладают запасами углеводородов, способными удовлетворить внутренний спрос. Потребление нефти в Европе сократилось с 976,8 млн т (24,56%) в 2006 г. до 862,2 млн т (19,91%) в 2015 г., потребление природного газа соответственно вначале возросло с 1053,6 млрд м³ (40,58%) в 2003 г. до 1132,7 млрд м³ (37,12%) в 2008 г., а затем сократилось до уровня 1003,5 млрд м³ (28,93%) в 2015 г.²

Крупнейшими европейскими потребителями углеводородного сырья помимо России являются Германия, Великобритания, Франция и Италия. Россия является главным поставщиком энергоносителей в страны Европейского союза. Тем не менее принятый в 2009 г. Третий энергетический пакет ЕС предусматривает либерализацию общеевропейского газового рынка за счет ужесточения условий поставок энергоносителей, в частности разъединения вертикально интегрированных предприятий и обязанности предоставлять третьим лицам доступ к газотранспортным мощностям. Таким образом, энергетические отношения между Россией и Европой приобрели значительный политический подтекст. Однако фактическое отсутствие альтернативных поставщиков в долгосрочной перспективе позволяет не только сохранить позиции российских компаний, в первую очередь ПАО «Газпром», на европейском рынке, но и проводить наиболее прагматичную политику в отношении ценообразования. Доля крупнейшей российской компании на европейском газовом рынке существенно варьируется: если в 2010 г. она составляла 23%, то в 2011 г. – 27%³, в 2013 – 2014 гг. – 30%, а в 2015 г. – в условиях санкционной политики и значительного снижения средних экспортных цен⁴ – достигла истори-

¹ Там же.

² Там же.

³ Кидямкин А. А. Формирование стратегии сотрудничества России и Европейского Союза в области транзита природного газа в условиях глобализации мировой энергетики: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.14 / А. А. Кидямкин. – М., 2014. – С. 144.

⁴ На 34,1% к уровню 2013 г. См.: прил. 2.

ческого максимума – 31%¹.

В Германии, которая является ведущим торговым партнером России в Западной Европе в энергетической сфере, произошло снижение потребления нефти, прежде всего, за счет использования энергосберегающих технологий на 11,9% – со 125,1 млн т (3,36%) в 2003 г. до 110,2 млн т (2,54%) в 2015 г. Потребление газа в 2003 – 2013 гг. находилось на относительно стабильном уровне – 81 – 87 млрд м³ (2,38 – 3,29%), снижение потребления до 74,6 млрд м³ (2,15%) наблюдалось в 2015 г. Великобритания постепенно сокращает потребление углеводородов: по нефти данный показатель снизился с 83,8 млн т (2,13%) в 2005 г. до 71,6 млн т (1,65%) в 2015 г. По природному газу – с 97,4 млрд м³ (3,61%) в 2004 г. до 68,3 млрд м³ (1,97%) в 2015 г., особенно сильное падение, на 16,1 млрд м³, наблюдалось в 2011 г. по сравнению с 2010 г. Во Франции потребление нефти стало сокращаться после 2008 г., когда оно составило 90,8 млн т (2,26%), а в 2015 г. этот показатель был равен уже 76,1 млн т (1,76%); потребление природного газа снизилось с уровня 41 – 47 млрд м³ (1,27 – 1,68%) в 2003 – 2013 гг. до 36,2 млрд м³ (1,06%) в 2015 г. В Италии также произошло снижение на 35,6% потребления нефти – с 92,1 млн т (2,47%) в 2003 г. до 59,3 млн т (1,37%) в 2015 г. Потребление природного газа выросло с 71,2 млрд м³ (2,74%) в 2003 г. до 79,1 млрд м³ (2,85%) к 2005 г. с последующим снижением до 61,4 млрд м³ (1,77%), особенно ускорившимся после 2010 г.²

Особый интерес на Европейском континенте представляет динамика потребления газа в Украине. Страна, занимавшая в 2003 г. благодаря помощи РФ девятое место в мире по данному показателю – 69 млрд м³ (2,66%), в результате неисполнения условий газовых контрактов с Россией, неоднократного несанкционированного отбора транзитного газа из магистральных трубопроводов опустилась к 2016 г. на 31-е место – 28,8 млрд м³ (0,83%) (см. табл. 2.1.5). Военные действия на территории страны в 2014 – 2016 гг., а также резкое обострение межгосударственных отношений с Россией привели к свертыванию производств на множестве промышленных предприятий и приобретению на реэкспортной основе российско-

¹ Совет директоров «Газпрома» утвердил перечень мероприятий по увеличению доли компании на мировом рынке [Электронный ресурс] // Нефть России. – Режим доступа: <http://www.neftrossii.ru/content/sovet-direktorov-gazproma-utverdil-perechen-meropriyatij-po-uvlicheniyu-doli-kompanii-na-mirovom-rynke> (дата обращения: 17 апр. 2016).

² Рассчитано автором по: BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – Pp. 11, 23.

го газа в государствах Евросоюза по более высокой цене.

Тенденция к сокращению импорта энергоносителей из России усилилась в 2014 – 2016 гг., когда Европейский союз, США, а также ряд других государств стали проводить в отношении нашей страны санкционную политику, затрагивающую в т.ч. и отечественный НГК. Запрет на поставку в РФ бурового нефтегазового оборудования и современных технологий, поиск ЕС альтернативных углеводородных экспортеров, в т.ч. изучение возможности поставок в страны Старого Света сжиженного сланцевого газа из США – все это обострило энергетическую ситуацию на европейском рынке.

В странах Центральной и Южной Америки потребление нефти планомерно возросло с 227,3 млн т (6,1%) в 2003 г. до 322,7 млн т (7,45%) в 2015 г., в первую очередь за счет роста экономики Бразилии, где данный показатель увеличился с 88,7 млн т (2,38%) до 137,3 млн т (3,17%), и в меньшей степени за счет Венесуэлы, Аргентины и Чили. Потребление природного газа за тот же период возросло со 106,8 млрд м³ (4,11%) до 174,8 млрд м³ (5,04%)¹.

Потребление нефти в странах Ближнего Востока увеличилось на 60,1% – с 265,9 млн т (7,14%) в 2003 г. до 425,7 млн т (9,83%) в 2015 г., использование природного газа возросло на 112,1% – с 231,1 млрд м³ (8,9%) до 490,2 млрд м³ (14,13%). Изменения, в первую очередь, обусловлены приростом по данным показателям в Саудовской Аравии, Иране и ОАЭ (см. табл. 2.1.4, 2.1.5).

В странах Африки с 2003 по 2015 г. возросло потребление углеводородного сырья: расход нефти увеличился со 125,9 млн т (3,38%) до 183,0 млн т (4,23%), природного газа – с 74,8 млрд м³ (2,88%) до 135,5 млрд м³ (3,91%). Ведущими потребителями на континенте являются Египет, Алжир, а также ЮАР.

Сотрудничество России со странами Африканского континента в нефтегазовой сфере было фактически свернуто в 1990-е гг. Только начиная с 2005 г. ведущие российские компании: «Газпром», «Роснефть», «Лукойл», «Новатэк», «Татнефть» – стали приобретать активы в Алжире, Гане, Египте, Кот-д’Ивуаре, Ливии, Намибии, Нигерии, Экваториальной Гвинее и др. Перспективы активности российских компаний на африканском сырьевом рынке заключаются не только в вы-

¹ Там же.

сокой отдаче на вложенный капитал, но и в усилении влияния отечественных корпораций в международной энергетической сфере: подписаны соглашения о совместном освоении месторождений, строительстве перерабатывающих заводов, Транссахарского газопровода и т.д. В качестве меры стимулирования инвестиционной активности российских компаний в данном регионе предлагается заключение на правительственном уровне договоров о долгосрочном стратегическом партнерстве.

Россия занимает шестое место в мире (после США, Китая, Индии, Японии и Саудовской Аравии) по потреблению нефти и второе (после США) – по потреблению природного газа. Так, в 2003 г. на внутренние нужды в нашей стране было израсходовано 127,3 млн т нефти и 379,5 млрд м³ природного газа, а в 2015 г. эти цифры возросли соответственно на 12,3 и 3,2% и составили 143,0 млн т и 391,5 млрд м³. Таким образом, среднегодовой прирост потребления нефти составил 0,97%, природного газа – 0,26%. После 2010 г. в нашей стране на 7,3% возросло потребление нефти и на 5,5% сократилось потребление природного газа. При этом следует подчеркнуть снижение на 0,12% в 2015 г. по сравнению с 2003 г. удельного веса России в относительной динамике мирового потребления нефти – с 3,42 до 3,30%, и на 3,33% – по природному газу с 14,62 до 11,29% (рассчитано по табл. 2.1.4, 2.1.5). Снятие международных санкций с Ирана может, по мнению экспертов, уменьшить сырьевую зависимость, особенно европейских государств, от экспортных нефтегазовых поставок из России¹.

Однако, с точки зрения долгосрочной перспективы, в рамках реализации доктрины экономически устойчивого развития НГК Российской Федерации необходимо максимально прагматично и бережно относиться к минерально-сырьевым богатствам страны. Особенно это касается арктической зоны, чрезвычайно богатой нефтегазовыми ресурсами и другими полезными ископаемыми. Уникальная, легкоранимая экосистема данного региона вызывает объективную необходимость жесткого государственного регулирования недропользования арктического шельфа. Арктика постепенно становится центром мировой геополитики и зоной столкновения международных стратегических интересов.

¹ См.: Трофимов С. Е. Глобализационные проблемы мирового нефтегазового рынка / С. Е. Трофимов // Проблемы социально-экономического развития Сибири. – 2015. – № 3. – С. 50 – 55.

2.2. ИССЛЕДОВАНИЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ АРКТИЧЕСКОГО И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА

Осознание человечеством в XX в. ограниченности полезных ископаемых на материковой части Земли привело к пониманию значимости ресурсов Мирового океана и континентального шельфа для развития национальных производств. В ст.76 п.1 Конвенции ООН по морскому праву (1982 г.) записано: «Континентальный шельф прибрежного государства включает в себя морское дно и недра подводных районов, простирающихся за пределы его территориального моря на всем протяжении естественного продолжения его сухопутной территории до внешней границы подводной окраины материка или на расстояние 200 морских миль...»¹.

Современные технологии позволяют вести добычу на большей части российских акваторий, извлекаемые запасы которых в открытых месторождениях, по разным оценкам, составляют около 100 млрд т у.т., подавляющее большинство которых сосредоточено в арктической зоне (см. табл. 2.2.1). Совокупные запасы шельфа остальных стран оценивались в 72,9 млрд т нефти и 61,6 трлн м³ природного газа².

Особое место в рамках континентального шельфа отводится его арктической зоне. В конце XX в. пять стран официально заявили о своих намерениях разделить между собой природные богатства Арктики: Дания, Канада, Норвегия, Россия и США³. Еще около 20 государств, большинство из которых не имеют непосредственного выхода к Северному Ледовитому океану, хотели бы присоединиться к этому процессу, что еще раз подчеркивает возрастающее значение арктического региона. И это не случайно, поскольку в Арктике сосредоточено около 13% мировых неразведанных запасов нефти и более 30% запасов природного газа, что, по предварительным оценкам, составляет 90 млрд барр. нефти, 47

¹ Конвенция Организации Объединенных Наций по морскому праву (UNCLOS) (заключена в г. Монтего-Бее 12 дек. 1982 г.) [Электронный ресурс]: (с изм. от 23 июля 1994 г.) // СПС «КонсультантПлюс». – Ст. 76.

² Дмитриевский А. Н. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов российского шельфа / А. Н. Дмитриевский, М. Д. Белонин // Природа. – 2004. – № 9. – С. 3.

³ Следует подчеркнуть, что экспертные заключения об объемах нефтегазовых запасов континентального шельфа, приводимые в различных научных источниках, часто не совпадают между собой. На наш взгляд, это связано со сложностью получения точной объективной информации, нередко носящей оценочный характер, а также с использованием различных методик расчета углеводородных шельфовых месторождений.

трлн м³ газа и 44 млрд барр. газового конденсата¹.

Таблица 2.2.1

Структура начальных суммарных ресурсов углеводородов континентального шельфа России

Акватории (морья)	Начальные суммарные ресурсы углеводородов, млн т	Запасы, млн т	Ресурсы, млн т	Число месторождений
Баренцево (включая Печорское)	30 314,2	4 519,52	25 794,68	11
Карское	41 210,45	3 731,81	37 478,64	11
Лаптевых	3 260	–	3 260	–
Восточно-Сибирское	5 583	–	5 583	–
Чукотское	3 335	–	3 335	–
Берингово	1 075	–	1 075	–
Охотское	8 735,2	1 737,24	6 977,96	8
Японское	485,6	4,55	481,05	1
Каспийское	3 453,45	801,92	2 651,53	7
Азовское	412,37	23,34	389,03	3
Черное	634,77	–	634,77	–
Балтийское	66	9,86	56,14	2
Тихий океан	113	0,75	112,25	–
Итого	98 678,05	10 828,27	8 7829,78	43

Источник: Григоренко Ю. Н. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения / Ю. Н. Григоренко [и др.] // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – Спец. вып.: Минеральные ресурсы российского шельфа. – С. 18.

В соответствии с международным правом Россия имеет возможность передвинуть внешние северные границы континентального шельфа за пределы 200-мильной зоны еще на 150 миль, но в пределах арктической зоны РФ, если сумеет с научной точки зрения доказать, что подводные хребты Ломоносова (восточная часть) и Менделеева являются продолжением Евразийского континента. Первую попытку расширения арктических границ Россия сделала в 2001 г., но Комиссия ООН сочла недостаточными предоставленные нашей страной доказательства для поддержки данного требования. Повторные исследования проводились в 2007 – 2008 гг., однако полученные результаты также не удовлетворили членов Комиссии². В

¹ Arctic oil and gas [Electronic resource] // EY. – Access mode: http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Arctic_oil_and_gas/FILE/Arctic_oil_and_gas.pdf (Address data: 20 Jan. 2015).

² Лобковский Л. И. Арктический мост. Интервью Ю. Медведеву [Электронный ресурс]: Российская газета. – Режим доступа: <http://www.rg.ru/2013/10/30/territoria.html> (дата обращения: 13 апр. 2015).

символическую поддержку своих претензий 2 августа 2007 г. на глубине 4261 м с помощью глубоководного аппарата «Мир» российские исследователи установили не подверженный коррозии титановый флаг РФ на морском дне Северного полюса. Это вызвало в ряде государств неоднозначную реакцию и прежде всего «глубокую озабоченность» со стороны США.

Россия предложила также и секторальный принцип раздела континентального шельфа Северного Ледовитого океана, который не вызывает принципиальных возражений у примыкающих к данному региону стран. Суть его сводится к тому, что границы шельфа определяются по меридианам от крайних оконечностей национальных территорий до самого Северного полюса. Таким образом, все страны, имеющие выход в Арктику, «получили бы» и часть Северного полюса. Но осознание западными арктическими государствами возможности присоединения к РФ самой большой арктической площади в 1,2 млн км² мешает на международном уровне принять это решение¹.

Российский арктический шельф обладает колоссальными углеводородными запасами, что служит ключевым фактором обеспечения национальной энергетической безопасности на долгосрочную перспективу. Арктическая территория нашей страны – более 6,2 млн км², что составляет около 21% структуры мирового шельфа², 4,2 млн км² из которых являются исключительной экономической зоной РФ. Более 4 млн км² относятся к категориям нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных провинций, 2,2 млн км² относятся к территориям Западной Арктики. Общая же площадь нефтегазоносных территорий в материковой части страны составляет около 6 млн км².³ Разведанные запасы нефти российского арктического шельфа (2011 г.) оцениваются в 40,3 млрд т, из них извлекаемые ресурсы – 12 млрд т⁴.

Вся история развития России свидетельствует о наличии в арктической зоне не только национальных экономических, но и геополитических, а также военных

¹ Смольякова Т. Россия может расширить границы за счет Арктики [Электронный ресурс]: Российская газета. – Режим доступа: <http://www.rg.ru/2014/10/29/arktika-site.html> (дата обращения: 25 апр. 2015).

² Лаверов Н. П. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России / Н. П. Лаверов, А. Н. Дмитриевский, В. И. Богоявленский // Арктика. Экология и экономика. – 2011. – № 1. – С. 26.

³ Дмитриевский А. Н. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов российского шельфа / А. Н. Дмитриевский, М. Д. Белонин // Природа. – 2004. – № 9. – С. 3.

⁴ Ларичкин Ф. Д. Проблемы изучения и рационального освоения минерально-сырьевых ресурсов Севера и Арктики / Ф. Д. Ларичкин // Вестник Кольского научного центра РАН. – 2011. – № 4. – С. 16.

интересов. Арктика для России – это:

- стратегическая ресурсная база, которая позволяет решать проблемы энергетической безопасности и разнообразные социально-экономические задачи развития РФ на сегодняшний день и в отдаленной перспективе;
- кратчайшая национальная морская транспортная коммуникация (Северный морской путь) между европейской частью России и Дальним Востоком;
- кратчайшее расстояние (путь полета) между Россией и США, пролегающее через Северный Ледовитый океан.

Экономическая деятельность в прибрежных районах России регулируется Федеральным законом «О континентальном шельфе Российской Федерации», в соответствии с которым РФ осуществляет:

- суверенное право в целях разведки континентального шельфа и разработки его минеральных ресурсов и водных биоресурсов;
- исключительное право разрешать и регулировать буровые работы на континентальном шельфе для любых целей;
- исключительное право сооружать, а также разрешать и регулировать создание, эксплуатацию и использование искусственных островов, установок и сооружений;
- юрисдикцию в отношении морских научных исследований, защиты и сохранения морской среды в связи с разведкой континентального шельфа, прокладки и эксплуатации подводных кабелей и трубопроводов РФ¹.

Наша страна является первопроходцем освоения арктических нефтегазовых запасов. История освоения углеводородного сырья советской Арктики началась еще в 1969 г. со строительством сухопутного магистрального газопровода «Мессояхское месторождение – Норильск» в Красноярском крае длиной 671 км. В 1972 г. была начата промышленная добыча на газоконденсатном месторождении Медвежье в ЯНАО. Для сравнения: США впервые приступили к добыче нефти и газа на арктическом месторождении Prudhoe Bay в Аляске лишь в 1977 г.²

¹ О континентальном шельфе Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон от 30 нояб. 1995 г. № 187-ФЗ: (в ред. от 2 мая 2015 г.) // СПС «КонсультантПлюс». – Ст. 5.

² Богоявленский В. И. Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородов в Циркумарктическом районе / В. И. Богоявленский // Арктика. Экология и экономика. – 2013. – № 2. – С. 70 – 71.

Перспективность освоения природных богатств Арктики была определена схожестью ее геологических платформ с основными нефтегазоносными провинциями того времени: Западно-Сибирской и Тимано-Печорской. Так, в Карском, Баренцевом и Печорском морях сосредоточено 75% разведанных шельфовых запасов нефти России. А в приграничной Западно-Сибирской низменности, представляющей собой дно единого древнего моря уже на материковой части, находится 63% отечественных сухопутных нефтяных ресурсов. Если на полуострове Ямал добывается около 80% газа, то, по расчетам ученых, в соседней арктической акватории сосредоточено 95% шельфовых запасов российского газа¹.

Уже первые разведывательные экспедиции в 80-е гг. XX в. выявили колоссальные возможности арктического шельфа, когда на водной поверхности были найдены следы нефти, а позднее открыты месторождения на островах Белый и Колгуев. Работы советских ученых увенчались успехом в результате открытия в бассейне Баренцева и Карского морей огромной нефтегазоносной провинции. С этого времени объемы извлеченных в Заполярье углеводородов в Советском Союзе в 3,5 раза превышали аналогичную добычу всех остальных стран мира².

Системный кризис 1990-х гг. значительно затормозил освоение шельфовых месторождений и создание крупных промышленных производств в арктических районах. Были приостановлены не только геолого-разведочные работы, но и финансирование арктических проектов, а люди, столкнувшись с фактическим отсутствием государственного регулирования, в т.ч. и в решении социальных проблем, стали в массовом порядке возвращаться на Большую землю. Усилиями ОАО «Газпром» и ОАО НК «Роснефть» добыча в промышленных масштабах на шельфе возобновилась с начала 2000-х гг. В это время была показана исключительная результативность геолого-разведочных работ на отдельных северных месторождениях – 4,3 руб. на тонну прироста запасов у.т.³, а две крупнейших отечественных компании стали достаточно активно применять экологозащитные технологии.

¹ Осадчий А. Нефть и газ российского шельфа: оценки и прогнозы / А. Осадчий // Наука и жизнь. – 2006. – № 7. – С. 5.

² Богоявленский В. И. Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородов в Циркумарктическом районе / В. И. Богоявленский // Арктика. Экология и экономика. – 2013. – № 2. – С. 71.

³ Лаверов Н. П. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России / Н. П. Лаверов, А. Н. Дмитриевский, В. И. Богоявленский // Арктика. Экология и экономика. – 2011. – № 1. – С. 30.

Уникальность северной природы предъявляет особенно серьезные требования к сохранению окружающей среды в районах добычи. Бурение компанией ВР скважины на месторождении Макондо в Мексиканском заливе, закончившееся экологической катастрофой, могло иметь непоправимые последствия для глобальной биосистемы в случае нахождения данной скважины в арктической акватории. В этой связи относительная приостановка освоения в промышленных масштабах российского шельфа в 90-е гг. XX в. имеет определенные положительные моменты, заключающиеся, во-первых, в сокращении негативного влияния на хрупкую северную экологию, а во-вторых, «временный простой» позволил изучить накопленный передовой зарубежный технический и технологический опыт в области освоения природных богатств Арктики.

Следует учитывать, что нефтегазовые возможности материковой части Российской Федерации пока не вынуждают отечественных производителей значительно наращивать добычу в арктических акваториях, характеризующихся крайне суровыми природно-климатическими условиями. С экономической точки зрения, нефтегазовые компании считают на сегодняшний день более рациональным продолжать освоение континентальных запасов, чем проводить дорогостоящую добычу в арктических районах, особенно в условиях низких мировых цен на углеводородное сырье. Кроме того, должны быть более детально изучены вопросы геологического строения акваторий, их гидрология, природно-климатическая специфика, разложение газогидратов, которые образуются при термобарических процессах из воды и газа. Да и относительно небольшой практический опыт ведения российскими компаниями буровых работ в морских глубинах сдерживает возможность крупномасштабного освоения северных широт.

Стратегия освоения национального шельфа, в т.ч. арктического, была сформулирована еще в 1980-е гг. в СССР. К настоящему моменту российские акватории в энергетическом аспекте изучены крайне неравномерно: море Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское моря, а также север Карского моря практически не исследованы по сравнению с Черным, Каспийским, Балтийским, Баренцевым, Печорским, Охотским морями и южной частью Карского (см. табл. 2.2.2).

Углеводороды, преобладающие в структуре недр морей континентального шельфа России

Море континентального шельфа	Углеводороды, преобладающие в структуре недр
Азовское	Незначительные запасы нефти и природного газа
Белое	Разведанные запасы углеводородов отсутствуют
Балтийское	Нефть
Баренцево	Газ и газовый конденсат
Берингово	Незначительные запасы нефти и природного газа
Восточно-Сибирское	Слабая изученность геологического строения акваторий. Имеются большие неразведанные запасы нефти и газа
Карское	Газ и газовый конденсат
Каспийское	Нефть, природный газ
Море Лаптевых	Нефть, природный газ
Охотское	Нефть, природный газ
Печорское	Нефть
Черное	Незначительные запасы нефти и природного газа
Чукотское	Слабая изученность геологического строения акваторий. Имеются большие неразведанные запасы нефти и газа
Японское	Незначительные запасы нефти и природного газа

Источник: Брагинский О. Б. Нефтегазовый комплекс мира / О. Б. Брагинский. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 640 с. ; Григоренко Ю. Н. Морская база углеводородного сырья России и перспективы ее освоения / Ю. Н. Григоренко [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика (Электронный журнал). – 2007. – Т. 2. – Режим доступа: <http://www.ngtp.ru/rub/5/003.pdf>. ; Никитин Б. А. Нефтегазоносность шельфа Российской Арктики: взгляд в XXI в. / Б. А. Никитин [и др.] // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11–12. – С. 2 – 7. ; Осадчий А. Нефть и газ российского шельфа: оценки и прогнозы / А. Осадчий // Наука и жизнь. – 2006. – № 7. – С. 2 – 7. ; Континентальный шельф России [Электронный ресурс] // ПАО «Газпром». – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shelf/> (дата обращения: 22 нояб. 2014).

Наибольшие разведанные запасы шельфа (около 84%) находятся в недрах Баренцева, южной части Карского, Охотского и Печорского морей. Так, на шельфе Баренцева (включая Печорское) моря открыто 11 месторождений, из которых четыре нефтяных (Варандей-море, Долгинское, Медыньское-море и Приразломное), одно нефтегазоконденсатное (Северо-Гуляевское), три газоконденсатных (Ледовое, Поморское и Штокмановское) и три газовых (Лудловское, Мурманское и Северо-Кильдинское). На шельфе Карского моря, включая Тазовскую и Обскую губы, на сегодняшний день разведаны 12 углеводородных месторождений: одно нефтяное (Победа), два нефтегазоконденсатных (Салекаптское и Юрхаровское), два газоконденсатных (Ленинградское и Русановское) и семь газовых (Антипаютинское, Гу-

горяхинское, Каменномысское море, Обское, Тота-Яхинское, Северо-Каменномысское и Семаковское)¹. Однако на крупнейшие акватории моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей на сегодняшний день приходится только 12% разведанных природных ресурсов континентального шельфа России (см. рис. 2.2.1). В перспективе с высокой вероятностью можно сказать об открытии новых крупных месторождений, что, безусловно, повысит стратегическую значимость шельфовых регионов².

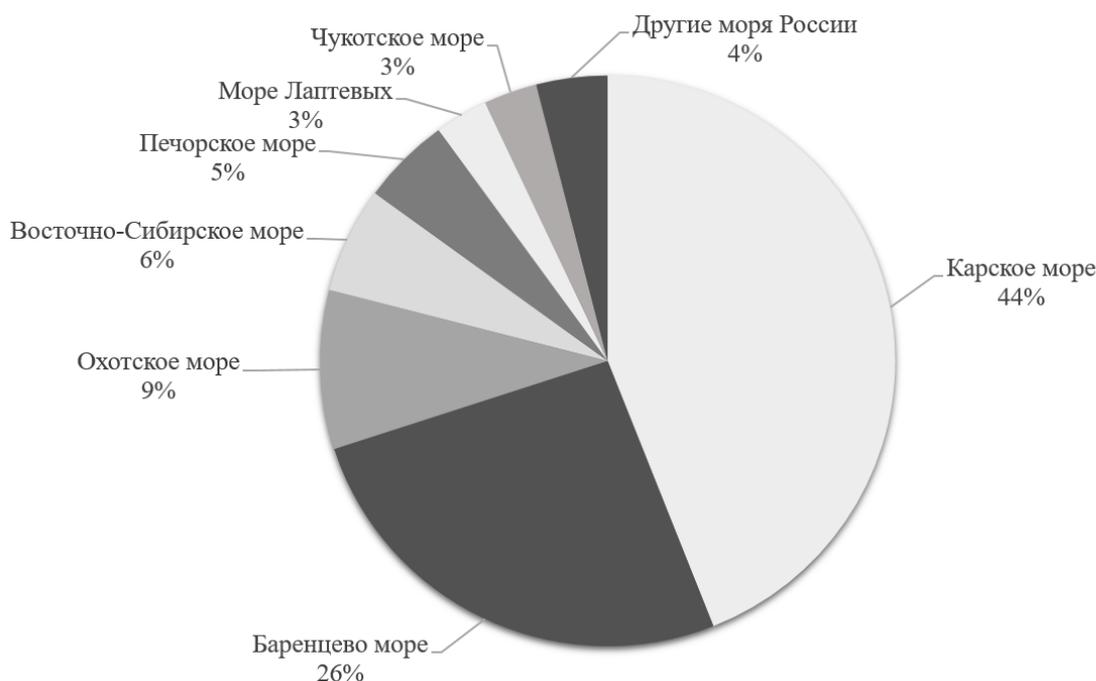


Рис. 2.2.1. Распределение суммарных ресурсов углеводородов континентального шельфа по акваториям России

Источник: Фадеев А.М. Экономические особенности реализации проектов по освоению углеводородных месторождений шельфа / А.М. Фадеев [и др.] // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2010. – Т. 1. – № 3. – С. 63.

В связи с тем, что отдельные месторождения, расположенные в континентальной части страны, например в Татарстане, Тюменской области, на Северном Кавказе и в других регионах, постепенно истощаются, использование ресурсного потенциала шельфа позволит в ближайшей перспективе не только не сокращать, но и наращивать совокупные объемы добычи. Однако освоение морских место-

¹ Григоренко Ю. Н. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения / Ю. Н. Григоренко [и др.] // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – Спец. вып.: Минеральные ресурсы российского шельфа. – С. 16 – 17.

² См.: Трофимов С. Е. Российский арктический шельф и новые геополитические вызовы / С. Е. Трофимов // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. – 2015. – № 2. – С. 123 – 126.

рождений и строительство прибрежных нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятий требует колоссальных инвестиций. Освоение российских арктических территорий оценивается экспертами в 300 – 700 млрд долл., причем только первоначальные капиталовложения превышают 100 млрд долл. Арктические углеводородные запасы относятся к категориям дорогостоящих и трудноизвлекаемых: себестоимость бурения одной скважины на шельфе в десятки раз превосходит цену бурения на суше и составляет более 150 млн долл.¹

Вследствие этого, освоение арктических территорий наиболее рационально начать в прибрежной зоне, поблизости от населенных пунктов с относительно развитой инфраструктурой. Подобная интеграция по территориальному типу позволяет проводить буровые работы, в т.ч. методом горизонтального бурения напрямую с суши, что в ряде случаев является менее капиталозатратным по сравнению с возведением буровых платформ в море. Наличие ряда крупнейших месторождений, относящихся к различным нефтегазоносным бассейнам, предусматривает возможность первоначального выбора оптимального инвестиционного проекта.

Наиболее продуктивной прибрежной акваторией на сегодняшний день является Сахалинский нефтегазовый район, выступающий по объемам добычи флагманом нефтегазовой отрасли континентального шельфа РФ. Он включает в себя не только шельфовые разработки, но и месторождения самого острова. Здесь открыто восемь месторождений: пять нефтегазоконденсатных (Пильтун-Астохское, Одопту-море, Аркутун-Дагинское, Чайво, Лунское), одно газоконденсатное (Киринское), одно газовое (Венинское) и одно нефтяное (Северный купол). В разработке углеводородных месторождений данного региона принимают активное участие в рамках различных проектов, а всего таких проектов девять², как отечественные компании (ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть»), так и крупные зарубежные (ExxonMobil, Royal Dutch Shell, BP, Sinopec Group, Sodeco, ONGC, Mitsui, Mitsubishi).

Разработка углеводородных месторождений Сахалинского нефтегазового

¹ Российские технологии – быть или не быть? // Добыча нефти и газа на российском шельфе [Электронный ресурс]: ООО «Эр Пи Ай Интернэшнл». – Режим доступа: <http://rus.rpi-research.com/img/AnalitikBull.pdf> (дата обращения: 18 янв. 2015).

² См.: прил. 5.

района в рамках совместных проектов позволяет укреплять государственные позиции в Дальневосточном федеральном округе и привлекать инвестиции не только в добывающий сектор, но и в другие отрасли региональной экономики. Характерной особенностью освоения природных богатств дальневосточных акваторий является использование различных экономико-правовых режимов, в т.ч. соглашений о разделе продукции (СРП). Однако отсутствие единых жестких «правил игры» на Сахалине, недостаточное государственное регулирование хозяйственной деятельности в нефтегазовом производстве привело к относительно слабой социальной ответственности бизнеса и медленному решению множества региональных социально-экономических проблем. Важнейшими из них являются низкий уровень занятости и жизни местного населения, отсутствие диверсификации экономики, нарушение экологических нормативов и связанные с этим многочисленные экономические потери и др.

В настоящее время доказанные углеводородные запасы сахалинского шельфа (Охотского и Японского морей) оцениваются в 1,19 трлн м³ природного газа, 394,4 млн т нефти и 88,5 млн т газового конденсата¹. Для данного нефтегазового региона характерны относительно меньшие расстояния между месторождениями и Сахалином, небольшая глубина залегания сырья, а также более благоприятные природно-климатические условия, следовательно, затраты на добычу углеводородов здесь значительно ниже по сравнению с другими морями арктического шельфа. Кроме того, сахалинская нефть по качеству превосходит западносибирскую Urals, что делает ее более востребованной на мировом рынке².

В Сахалинском нефтегазовом районе планируется дальнейшее наращивание добывающих и перерабатывающих мощностей, строительство производств по сжижению природного газа (СПГ), проведение новых трубопроводов и других объектов производственной инфраструктуры. Сжиженный газ имеет важное стратегическое преимущество перед другими видами энергоносителей. При его поставках отсутствует жесткая привязка к конечному потребителю, который может находиться от Сахалина за многие тысячи километров, например в странах АТР.

¹ Грицов Г. В. Перспективы развития нефтегазового комплекса острова Сахалин / Г. В. Грицов // Проблемы современной экономики. – 2011. – № 4. – С. 310.

² См.: прил. 6.

В Каспийском море запасы составляют 800 млн т (категории $A + B + C_1 + C_2$), ресурсы – 2650 млн т (категории $D_1 + D_2 + D_3$) (см. табл. 2.2.1). В 1949 г. СССР впервые приступил к добыче шельфовой нефти на Нефтяных Камнях, где была построена первая в мире морская нефтяная платформа. После распада Советского Союза каспийская акватория была поделена между Азербайджаном, Россией, Казахстаном, Туркменистаном и Ираном. Лицензионными участками на российском континентальном шельфе Каспийского моря владеет компания ПАО «Лукойл», которая благодаря современным методам геолого-разведочных работ открыла значительные углеводородные месторождения. Крупнейшими нефтегазоконденсатными месторождениями являются Хвалынское, им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского. Относительно меньшими по доказанным объемам являются нефтегазоконденсатные месторождения Сарматское, «170 км» и газоконденсатное Ракушечное. Общая площадь отечественных месторождений каспийского шельфа превышает 6 тыс. км².¹ Хвалынское месторождение принадлежит России и Казахстану и совместно осваивается ПАО «Лукойл» и консорциумом «Казмунайгаз», Total и GDF Suez. Подобные консорциумы являются перспективным направлением развития Каспийского региона.

На шельфе Азовского моря находятся три газовых месторождения (Бейсугское, Западно-Бейсугское, Октябрьское), а в Черном море – множество небольших газовых, газоконденсатных и Семеновское нефтяное месторождения, до присоединения Крыма к России, принадлежавших Украине. По прогнозным оценкам, введение в эксплуатацию ряда перспективных участков российского черноморского шельфа планируется на 2018 – 2020 гг., в настоящее время продолжается геологическое изучение акваторий.

На шельфе Балтийского моря в исключительной экономической зоне России открыто два нефтяных месторождения (Калининградское, Кравцовское). В мае 2015 г. были внесены изменения в Федеральный закон РФ № 121, разрешающие частным компаниям добывать нефть на открытых ими месторождениях в

¹ Фадеев А. М. Экономические особенности реализации проектов по освоению углеводородных месторождений шельфа / А. М. Фадеев [и др.] // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2010. – Т. 11. – № 3. – С. 72.

данной акватории¹. Кроме того, Балтийское море является значимой транспортно-энергетической магистралью: по его дну проходит газопровод «Северный поток» и планируется строительство второй ветки газопровода «Северный поток-2». В совокупности же на Азовское, Черное и Балтийское моря приходится около 3% открытых углеводородных запасов континентального шельфа России.

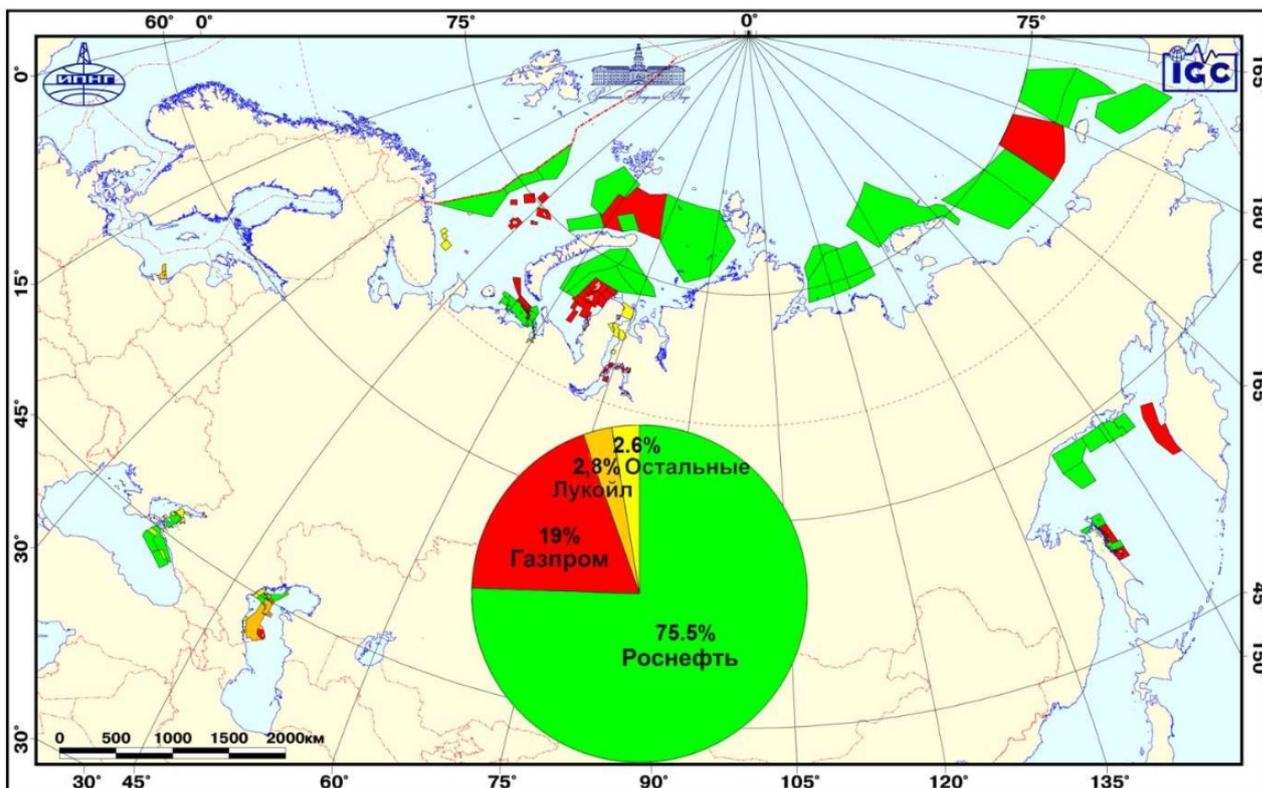


Рис. 2.2.2. Распределение лицензионных участков на шельфе РФ

Источник: Богоявленский В. И. Освоение месторождений нефти и газа в морях Арктики и других акваториях России / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Вестник МГТУ. – 2015. – Т. 18. – № 3. – С. 379.

Резкое обострение конкурентной борьбы на мировом энергетическом рынке поставило в разряд наиболее актуальных вопрос об улучшении качества недропользования, в особенности на шельфе. В России на внутреннем рынке в настоящее время проводятся конкурсы на право предоставления лицензионных участков, фактически сводящиеся к борьбе между «Газпромом» и «Роснефтью» за их получение. По расчетам В. И. Богоявленского, двум крупнейшим отечественным

¹ О внесении изменений в статью 12 Федерального закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства» [Электронный ресурс]: федер. закон от 2 мая 2015 г. № 121-ФЗ // СПС «КонсультантПлюс».

корпорациям принадлежат 94,5% всех лицензионных участков российского шельфа (см. рис. 2.2.2).

Учитывая тот факт, что подавляющая часть российских шельфовых месторождений сосредоточена в северных широтах, важнейшим направлением государственного регулирования недропользования арктического шельфа является тщательное изучение всех его углеводородных запасов, на основании которого возникнет безусловная необходимость корректировки ряда программ социально-экономического развития страны. По мнению В. И. Богоявленского, только «на шельфе Западной Арктики прогнозируется около 75% ресурсов всех акваторий России и 86% ресурсов ее северных морей»¹. Поэтому заключенный 15 сентября 2010 г. договор о демаркации российско-норвежской границы в Баренцевом море вызвал предсказуемую негативную реакцию общества в нашей стране. Если до его подписания в рамках подобного противостояния двух стран в вопросе границ шельфовых акваторий проводимые геолого-разведочные работы показывали многократное превышение запасов в российской части акватории «серой зоны» над запасами норвежской, то фактически сразу после перехода акватории под юрисдикцию Норвегии и проведенных масштабных инвестиций, в 2011 – 2012 гг., усилиями компаний Statoil, ENI Norge AS и Petoro AS были открыты два нефтегазовых месторождения Skrugard и Navis. Их совокупные запасы оцениваются в 70 млн т нефтяного эквивалента, а находятся они в значительно более благоприятных природно-климатических условиях по сравнению с российскими².

Следует учитывать, что отдельные национальные арктические участки по уровню изученности могут отличаться в сотни раз. Экстремальные северные природно-климатические условия ограничивают возможности проведения многих работ, включая научно-исследовательские работы, направленные на изучение части северных территорий, временем с апреля по ноябрь. Однако проблема заключается не только в климатическом факторе и встречающихся многолетних ледяных покровах, но и в серьезных структурных проблемах отечественной экономики,

¹ Богоявленский В. И. Изученность и перспективы нефтегазоносности российской и норвежской акваторий Баренцева моря / В.И. Богоявленский // Арктика. Экология и экономика. – 2011. – № 2. – С. 64.

² Богоявленский В. И. Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородов в Циркумарктическом регионе / В. И. Богоявленский // Арктика. Экология и экономика. – 2013. – № 2. – С. 66 – 67.

доставшихся в наследство от 1990-х гг., когда были заморожены ряд перспективных шельфовых проектов, в т.ч. в Восточной Арктике.

По мере истощения месторождений в континентальной части России освоение в середине XXI в. природных ресурсов моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей станет важнейшим резервом пополнения национальных запасов нефти и газа. Исследования этих колоссальных акваторий находятся в начальной стадии. Здесь следует прагматично подходить к изучению и использованию зарубежного опыта. Так, в Норвегии при проведении геолого-разведочных работ на шельфе государство финансирует региональные сейсмические исследования плотностью профилей до 0,5 пог. км/ км², в то время как изученность моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей в 2011 г. составила 0,034, 0,012 и 0,032 пог. км/км² соответственно при отсутствии пробуренных скважин¹.

Специалистами также учитывается тот факт, что высокие пластовые давления на ряде арктических месторождений способствуют увеличению нефтеносности залежей и улучшению таких качественных характеристик нефти, как уровень плотности и содержание серы. Например, на открытом в 2014 г. месторождении Победа на шельфе Карского моря плотность сверхлегкой нефти, добытой на самой северной в настоящее время скважине «Университетская-1», составила 808 – 814 кг/м³ при содержании серы 0,02%, в то время как у эталонной марки Brent аналогичные показатели составляют 834 кг/м³ и 0,2 – 1%. По мнению специалистов, запасы Карской нефтеносной провинции превышают совокупные арктические ресурсы США и Канады или запасы Мексиканского залива².

Научно-технический прогресс позволяет существенно ускорить сроки введения в эксплуатацию месторождений, в частности, уникального Штокмановского месторождения, расположенного в российском секторе Баренцева моря. Его запасы по категории С₁ оцениваются в 3,9 трлн м³ газа и 56 млн т газового конденсата, из которых в границах лицензионного участка «Газпрома» находятся 3,8

¹ Богоявленский В. И. Изученность и перспективы нефтегазоносности российской и норвежской акваторий Баренцева моря / В. И. Богоявленский // Арктика. Экология и экономика. – 2011. – № 2. – С. 67 – 68.

² Высокое качество нефти месторождения Победа подтверждено лабораторными исследованиями [Электронный ресурс] // ОАО «Роснефть». – Режим доступа: http://rosneft.ru/news/news_in_press/29102014.html (дата обращения: 24 нояб. 2014).

трлн м³ газа и 53,4 млн т газового конденсата¹. Стратегическое значение Штокмановского месторождения заключается, с одной стороны, в формировании нового углеводородного региона в арктической зоне Российской Федерации, с другой – в том, что после выхода на технологические мощности оно станет одним из крупнейших в мире арктических источников сырьевого роста поставок трубопроводного и сжиженного газа на отечественный и зарубежный рынки.

Последствием мирового экономического кризиса 2008 – 2009 гг. стало заметное сокращение объемов буровых работ на российском шельфе. Аналогичная ситуация складывается и в 2015 – 2016 гг. Тем не менее разведанные в настоящее время совокупные запасы углеводородного сырья российской Арктики намного превышают запасы остальных северных стран. Но если в Норвегии и США проводятся достаточно большие объемы разведочных работ, а количество пробуренных скважин постоянно увеличивается, то в России, к сожалению, происходит списание части физически и морально устаревших судов и платформ бурового флота без их соответствующей компенсации. Экономический спад 1990-х гг. оказал крайне негативное влияние на судостроение: в начале 2000-х гг. средний износ арктического флота составил около 80%. С середины 2000-х гг. началось его постепенное обновление посредством строительства и ввода в эксплуатацию новых танкеров, ледоколов и других судов².

Следует в полной мере учитывать и фактор глобального потепления, который, по мнению целого ряда ученых, носит циклический характер, и следовательно, в ближайшей перспективе можно ожидать глобальное похолодание. В настоящее время обширные участки шельфа, ранее покрытые многолетними паковыми льдами, стали свободны от ледяного панциря и более доступны для проведения арктических работ. Соответственно на передний план выходят количество единиц и техническая оснащенность российского бурового флота.

Современное состояние российского нефтегазового комплекса диктует острую необходимость в строительстве новых буровых платформ, заводов СПГ, инф-

¹ Штокмановский проект [Электронный ресурс] // ПАО «Газпром». – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shp/> (дата обращения: 13 апр. 2015).

² См.: Селин В. С. Экономические условия и инновационные возможности обеспечения конкурентоспособности месторождений углеводородного сырья арктического шельфа / В. С. Селин, В. А. Цукерман, А. Н. Виноградов. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2008. – 267 с.

раструктурных объектов. Ужесточаются также требования к добыче и транспортировке углеводородов в соответствии с экологическими стандартами. Дефицит инвестиционных ресурсов и передовых технологий являлся до середины 2014 г. основой для вхождения крупнейших мировых нефтегазовых концернов, таких как ExxonMobil, Chevron, Shell, Total, ConocoPhillips, Statoil, ENI Norge AS и др., в наиболее перспективные отечественные энергетические проекты.

Однако экономическая ситуация осложнилась в связи с западной санкционной политикой, проводимой с середины 2014 г. в отношении России. Так, Президент США Б. Обама подписал одобренный Конгрессом закон о секторальных санкциях применительно российских не только оборонных, но и нефтегазовых предприятий, занимающихся в т.ч. разработкой и глубинной добычей арктических шельфовых углеводородных месторождений. Европейский союз в июле 2014 г. ввел санкционный режим, запрещающий экспорт нефтегазового оборудования и технологий в основном для шельфовых проектов в РФ. Аналогичную политику проводят также Япония и Австралия. Запрет затронул широкий спектр оборудования: буровые платформы, насосы высокого давления, морское оборудование для шельфовых арктических проектов, детали для установок горизонтального бурения, дистанционно управляемые подводные аппараты и др.

Сложившиеся реалии показали настоятельную необходимость разработки современных отечественных технологий и оборудования в области нефтегазодобычи в условиях Арктики. Ответная политика импортозамещения существенно снизила экономические и политические риски, обусловленные зарубежными поставками. Кроме того, во-первых, появилась возможность реализации крупных отечественных инвестиционных проектов, которые, на наш взгляд, приведут к активизации предпринимательской активности. Во-вторых, сотрудничество с западными компаниями возможно на более выгодных для российской стороны условиях, когда договоренности касаются фактически выполненных и оплаченных работ, т.е. отсутствует необходимость включения зарубежных корпораций в долю при распределении добытой продукции или прибыли. Стоит отметить, что при разработке крупнейших иностранных месторождений зарубежные государства не очень ак-

тивно пускают российские компании, обладающие соответствующим опытом поисково-разведочных и буровых работ, в уставные капиталы компаний-операторов.

Несмотря на санкционную политику, многие зарубежные компании не отказались от сотрудничества в области совместного шельфового освоения российских нефтегазовых месторождений. Основными критериями участия иностранного капитала в данных проектах помимо технологической и экологической составляющих являются наличие длительного опыта работы на шельфе и профессиональный кадровый состав, ответственность которого существенно возрастает в условиях легкоранимой природы Арктики.

Арктика является одним из наиболее перспективных нефтегазоносных районов планеты. По данным международной аудиторской компании Ernst & Young за 2013 г., т.е. до открытия месторождения Победа на шельфе Карского моря, доля России в мировых арктических запасах составляет 52%, США – 20%, Норвегии – 12%, Дании – 11%, Канады – 5%¹. Если по арктическим запасам природного газа Россия в несколько раз опережает другие страны, то на отчетную дату на шельфе Аляски благодаря хорошей сейсмоизученности территорий потенциальные запасы нефти оценивались выше, чем на российском шельфе. Небольшой удельный вес (5%) имеет Канада, что связано не с меньшей площадью национального арктического шельфа, а с нерентабельностью разработки шельфовых месторождений в настоящее время: колоссальные разведанные запасы сверхтяжелой и битуминозной нефти в провинции Альберта являются намного более эффективным инвестиционным проектом.

На современном этапе в структуре углеводородов российского арктического шельфа разведанные запасы природного газа существенно превышают запасы нефти. Данный факт в первую очередь объясняется недостаточной изученностью территорий: экстремальные природно-климатические условия, дефицит необходимого оборудования и бурового флота не позволяют разрабатывать скважины большей глубины, на которой обычно располагаются месторождения жидких углеводородов. Постоянное совершенствование технологий в обозримой перспекти-

¹ Arctic oil and gas [Electronic resource] // EY. – Access mode: http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Arctic_oil_and_gas/FILE/Arctic_oil_and_gas.pdf (Address data: 20 Jan. 2015).

ве должно привести к открытию новых крупных нефтяных залежей.

Однако, на наш взгляд, со стратегической точки зрения представляется излишним публиковать в открытом доступе полную информацию о разведанных в северных российских широтах углеводородных запасах и проведении разведочных и буровых работ в перспективных районах. Появляющиеся новостные сводки о геофизическом состоянии арктических акваторий и обнаруженных там новых нефтегазовых месторождениях, во-первых, не всегда оказывают выгодное для России влияние на рыночную конъюнктуру в энергетическом секторе; во-вторых, повышают интерес к этим территориям со стороны целого ряда стран, в т.ч. не имеющих непосредственно выход в акваторию Северного Ледовитого океана, как, например, Швеция, Финляндия, Германия, Франция, Нидерланды, Польша, Китай и др. Все громче высказываются предложения о превращении Арктики в зону мира по аналогии с Антарктидой (континент мира) с равными правами всех стран, о придании международного статуса Северному морскому пути и др. Все это делается с целью постепенного вытеснения России из этого региона со всеми вытекающими отсюда последствиями, связанными с сырьевыми ресурсами.

Разработка арктических шельфовых запасов углеводородов обычно идет более медленными темпами, чем в остальных регионах мира, не только в силу геологического строения, природно-климатических и экологических факторов, а также недостатка инвестиций, но и в связи с отсутствием окончательно урегулированных арктических границ между государствами. Практически между всеми соседствующими здесь странами имеются пограничные шельфовые споры, что приводит к милитаризации Арктики. Так, США помимо существующих, разворачивают строительство новых военных баз береговой охраны в Борроу и Номе на Аляске. Изучается вопрос постоянного присутствия американской авианосной группы в арктических широтах. Норвегия разрабатывает арктическую военную стратегию, в рамках которой планируется изменить демилитаризованный статус архипелага Шпицберген. Россия планирует создание в рамках Северного военного округа до 2020 г. полномасштабной арктической группировки войск, оснащенных новым, не имеющим аналогов типами вооружения.

Защита национальных приоритетов в северных широтах обусловлена, с одной стороны, прагматизмом в осуществлении внешнеполитической деятельности, позволяющей расширить границы государства в шельфовой зоне за счет жесткого отстаивания российских интересов в ООН и других международных организациях; с другой – обострившаяся проблема энергетической безопасности превращает российскую Арктику в зону стратегических национальных интересов, которая в перспективе будет формировать значительную долю отечественного ВВП, а, следовательно, привлекать к себе повышенное геополитическое внимание. Увеличение численности населения в мире в перспективе предопределяет растущий спрос на углеводородное сырье¹. Таким образом, устойчивый рост российской экономики напрямую связан с рациональным освоением разведанных и потенциальных минерально-сырьевых запасов арктического шельфа, наличие которых является одним из важнейших конкурентных преимуществ и фактором энергетической безопасности Российской Федерации.

2.3. ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В ЦЕЛЯХ ПОДДЕРЖАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Современная динамика нефтегазового производства и потребления энергоносителей, особенно в экономически развитых государствах, выдвигает на передний план проблему энергетической безопасности, которая превратилась в одну из важнейших после введения в 1973 г. арабскими странами нефтяного эмбарго. Национальные доктрины энергетической безопасности обусловлены, с одной стороны, тем, что 75% мировых нефтегазовых запасов сосредоточено в странах ОПЕК и России, доля которых составляет только 5% мирового ВВП. С другой стороны – на США, Европейский союз, Китай, Индию и Японию, производящих более 75% мирового ВВП, приходится лишь 10% нефтегазовых ресурсов². Поэтому уже в

¹ См.: Трофимов С. Е. Российский арктический шельф и новые геополитические вызовы / С. Е. Трофимов // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. – 2015. – № 2. – С. 126 – 127.

² См.: Козлова А. В. Безопасность государства в энергетической сфере / А. В. Козлова // Российская экономика в современных условиях: материалы междунар. науч. конф., Иркутск, 25 марта 2015 г. / отв. ред. В. П. Горев. – Иркутск: Изд-во БГУЭП, 2015. – С. 56.

ближайшей перспективе сырьевая зависимость этих стран от импорта углеводородов будет только возрастать, что, безусловно требует поиска цивилизованных путей решения данной проблемы во избежание крупномасштабных конфликтов.

В различных странах категория «энергетическая безопасность» трактуется по-разному. Так, в экономически развитых государствах она сводится к гарантированным возможностям постоянного получения достаточного объема энергоносителей по доступным ценам, что позволяет эффективно развивать свое национальное производство и повышать уровень жизни населения. Страны-поставщики энергоносителей видят ее в гарантированности поддержания стабильного спроса на углеводороды, в возможности наращивания экспортных операций с целью получения прибыли, идущей в т.ч. на расширенное воспроизводство национального энергетического сектора экономики, а также на увеличение государственных доходов.

Россия связывает свою энергетическую безопасность со следующими элементами:

- восстановление своего места и роли надежного экспортера на мировом нефтегазовом рынке;
- диверсификация стран-потребителей и путей поставок российского углеводородного сырья на внешний рынок;
- контроль над магистральными нефтяными и газотранспортными системами, по которым российское углеводородное сырье поступает на мировой рынок;
- жесткое и прагматичное отстаивание национальных интересов на континентальном шельфе, особенно в арктической зоне, чрезвычайно богатой углеводородным сырьем;
- повышение эффективности функционирования НГК в условиях западных санкций, касающихся поставок оборудования и технологий для отечественного нефтегазового сектора;
- проведение эффективной политики энергосбережения на внутреннем рынке;
- проведение внешней энергетической политики, направленной на поддержание на должном уровне мировых цен на углеводородное сырье;
- формирование отвечающим потребностям страны Резервного фонда и

Фонда национального благосостояния РФ.

Проблема энергетической безопасности в той или иной степени затрагивает все страны и носит глобальный характер, поскольку направлена на устранение угроз в нефтегазовой сфере. Однако при этом возникает конфликт интересов стран-импортеров и стран-поставщиков, экономические интересы которых носят диаметрально противоположный характер и вытекают из экономических законов, в частности, законов конкурентной борьбы, спроса и предложения и др. Так, страны-импортеры заинтересованы закупить необходимый объем углеводородного сырья как можно дешевле, а страны-экспортеры – продать его как можно дороже.

Председатель Кембриджской ассоциации энергетических исследований (CERA) Д. Ергин считает, что энергетическая безопасность государства должна отвечать четырем принципам¹.

Первый принцип – диверсификация поставок. Для России он означает поиск новых маршрутов поставок и новых потребителей национальных углеводородов. Строительство нефте- и газопроводов «Северный поток-2» в обход Польши, «Турецкий поток» в обход Украины, ВСТО и «Сила Сибири», ориентированных на Китай и Японию, строительство предприятий по сжижению газа на Дальнем Востоке, потребителями которого могут стать целый ряд стран Азиатско-Тихоокеанского региона – все это усиливает национальную энергетическую безопасность РФ.

Второй принцип – это устойчивость, «запас надежности» в системе энергоснабжения, который амортизирует негативные последствия экономических потрясений и облегчает процесс восстановления после сбоев. Подобная эластичность может быть следствием незадействованных производственных мощностей, стратегических запасов и других факторов. Например, в России после катастрофического экономического спада 1990-х гг. наблюдался относительно устойчивый рост добычи нефти и газа².

Третий принцип – признание реальности интеграции в рамках мирового энергетического рынка, где ежедневно перемещается 86 млн барр. нефти. Отсюда

¹ См.: Ергин Д. Гарантировать энергетическую безопасность [Электронный ресурс] / Д. Ергин // Россия в глобальной политике. – 2006. – № 1. – Режим доступа: http://globalaffairs.ru/number/n_6320 (дата обращения: 20 нояб. 2016).

² См.: табл. 2.1.1, 2.1.2.

вытекает, что для всех без исключения потребителей безопасность кроется в стабильном функционировании этого рынка. Изоляция, которую пытаются навязать западные страны России, в т.ч. в топливно-энергетическом секторе, негативным образом сказывается и на самих странах-санкционерах. Так, только отказ от строительства газопровода «Южный поток» по дну Черного моря привел к упущенной выгоде Болгарии и ряда государств Южной Европы в сотни миллионов евро, компенсировать которые ЕС не собирается.

Четвертый принцип – важность информирования, так как в основе хорошо функционирующих рынков находится высококачественная информация. На глобальном уровне Международное энергетическое агентство (IEA) координирует деятельность по отладке информационных потоков, касающихся функционирования мировых нефтегазовых рынков. Полная и достоверная информация о состоянии и перспективах развития энергетического рынка, в т.ч. с учетом пессимистичных сценариев развития событий, позволила заключить соглашение о сокращении добычи нефти с 1 января 2017 г. В результате страны ОПЕК дали согласие на снижение ее добычи на 1,2 млн барр. в сутки, Россия – на 300 тыс. барр, Иран – на 90 тыс. барр., что привело к росту ценовой динамики на нефть. Контролировать исполнение решения картеля будут Алжир, Венесуэла и Кувейт, которые принимали активное участие в переговорах между ОПЕК и не входящими в ее состав государствами¹.

В целом мировая добыча углеводородного сырья на протяжении длительного времени имеет положительную динамику. Если в 2003 г. в мире было добыто 3737,5 млн т нефти, то в 2015 г. этот показатель увеличился на 16,7% и достиг 4361,9 млн т (табл. 2.3.1). Аналогичная ситуация складывается и с природным газом, производство которого за тот же период возросло с 2621,3 до 3538,6 млрд м³ или на 35,0%² (табл. 2.3.2).

Изучение и прагматичное применение зарубежного опыта развития и государственного регулирования НГК является стратегически важным шагом в укреплении национальных позиций России, как на внутреннем, так и на внешнем рын-

¹ РФ сократит добычу нефти в рамках соглашения с ОПЕК [Электронный ресурс]: Российская газета. – Режим доступа: <http://rg.ru/2016/11/30/rossiia-sokratit-dobychu-nefti-na-300-tysiach-barrelej-v-sutki.html> (дата обращения: 10 дек. 2016).

² BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – Pp. 10, 22.

ках. В связи с этим, представляет практический интерес практика государственного регулирования нефтегазовой промышленности в странах с развитой рыночной структурой, которая проводится, прежде всего, в целях обеспечения национальной энергетической безопасности.

Таблица 2.3.1

Динамика добычи нефти в России и развитых странах, млн т

Страна	2003	% к мировому уровню добычи	2008	% к мировому уровню добычи	2010	% к мировому уровню добычи	2013	% к мировому уровню добычи	2015	% к мировому уровню добычи
США	332,3	8,89	302,3	7,58	332,8	8,36	448,0	10,86	567,2	13,00
Россия	425,7	11,39	488,6	12,26	505,2	12,70	523,4	12,68	534,1	12,24
Канада	140,2	3,75	152,9	3,84	160,3	4,03	195,0	4,73	215,5	4,94
Норвегия	153,9	4,12	114,8	2,88	98,8	2,48	83,2	2,02	88,0	2,02
Великобритания	106,1	2,84	71,7	1,80	63,0	1,58	40,6	0,98	45,3	1,04
В мире	3737,5	100,0	3986,8	100,0	3979,1	100,0	4126,6	100,0	4361,9	100,0

Источник: рассчитано автором по: Нефтяной комплекс [Электронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1209> (дата обращения: 20 нояб. 2016). ; BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – P. 10. ; Коржубаев А. Г. Нефтедобывающая промышленность России / А. Г. Коржубаев, Л. В. Эдер // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 4.

Таблица 2.3.2

Динамика добычи природного газа в России и развитых странах, млрд м³

Страна	2003	% к мировому уровню добычи	2008	% к мировому уровню добычи	2010	% к мировому уровню добычи	2013	% к мировому уровню добычи	2015	% к мировому уровню добычи
США	540,8	20,63	570,8	18,58	603,6	18,81	685,4	20,10	767,3	21,68
Россия	620,0	23,65	665,1	21,65	650,7	20,28	668,2	19,59	635,5	17,96
Канада	184,7	7,05	176,6	5,75	159,9	4,98	156,1	4,58	163,5	4,62
Норвегия	73,1	2,79	100,1	3,26	107,3	3,34	108,7	3,19	117,2	3,31
Великобритания	102,9	3,93	69,6	2,27	57,1	1,78	36,5	1,07	39,7	1,12
В мире	2621,3	100,0	3071,7	100,0	3208,5	100,0	3410,7	100,0	3538,6	100,0

Источник: рассчитано автором по: Газовый комплекс [Электронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1215> (дата обращения: 20 нояб. 2016). ; BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – P. 22. ; Коржубаев А. Г. Газовая промышленность России: международные позиции, организационная и региональная структура / А. Г. Коржубаев, И. А. Соколова, Л. В. Эдер // Бурение и нефть. – 2011. – № 10. – С. 5.

Так, в Норвегии, где, как и в РФ, нефтегазовая отрасль имеет наибольший удельный вес в структуре ВВП, государство является единственным собственником всех национальных морских нефтегазовых месторождений. Добыча нефти в Норвегии сократилась в 2015 г. по сравнению с 2003 г. на 42,8%, с 153,9 до 88,0 млн т, а природного газа увеличилась с 73,1 до 117,2 млрд м³ или на 60,3%¹. Тем не менее в 2013 г. доходы от добычи углеводородов возросли до 344 млрд норв. крон (67 млрд долл. США), что составило более 30% государственных доходов. На 2014 г. доходы бюджета были запланированы в размере 314 млрд норв. крон при цене на нефть 104 долл./барр². Сложившаяся бюджетная практика обусловлена спецификой налогообложения нефтегазового сектора экономики. Добывающие компании уплачивают высокие налоги на финансовый результат: суммарная ставка налога на прибыль составляет 78% (27% – корпоративный налог и 51% – специальный нефтяной налог)³.

Регулирование нефтегазовой отрасли в Норвегии, включающее в себя распоряжение углеводородными ресурсами, подконтрольно королю и находится в прямой компетенции у Министерства нефти и энергетики. Ведущая роль среди подчиненных ему ведомств отводится Нефтяному директорату, при этом отсутствует дублирование функций между отдельными органами. Экономика страны деофшоризирована, а капитал, полученный от экспорта ресурсов, продолжает работать в национальных интересах. Основными нормативными документами Норвегии в данной области являются Закон от 13 июня 1975 г. «О налогообложении нефтегазодобывающей деятельности» (The Petroleum Taxation Act of 13 June 1975 № 35) и Закон от 29 ноября 1996 г. «Об осуществлении нефтегазовой деятельности» (Act 29 November 1996 № 72 relating to petroleum activities), подкрепляемые нормативно-правовыми актами правительства и Стортинга⁴. В результате полученные нефтегазовые доходы через Государственный нефтяной фонд направля-

¹ Рассчитано автором по: табл. 2.3.1, табл. 2.3.2.

² Обзор экономики Норвегии за 2013 год [Электронный ресурс] // Торговое представительство Российской Федерации в Королевстве Норвегия. – Режим доступа: <http://www.rusnorge.com/обзор-экономики-норвегии-за-2013-год> (дата обращения: 1 нояб. 2014).

³ Базалева Р. В. Освоение арктического шельфа (Регулирование и налогообложение нефтяных компаний в США, России и Норвегии) / Р. В. Базалева, П. Ф. Казначеев // Экономическая политика. – 2015. – Т.10. – № 2. – С. 126.

⁴ Обзор экономики Норвегии за 2013 год [Электронный ресурс] // Торговое представительство Российской Федерации в Королевстве Норвегия. – Режим доступа: <http://www.rusnorge.com/обзор-экономики-норвегии-за-2013-год> (дата обращения: 1 нояб. 2014).

ются на реализацию программы стратегического развития страны.

Отдельного внимания заслуживает процесс лицензирования геолого-разведочных и буровых работ на норвежском континентальном шельфе. Разделив его на отдельные участки, Министерство нефти и энергетики Норвегии предоставляет их как национальным, так и зарубежным компаниям, прошедшим лицензионный раунд и другие специализированные процедуры, которые позволяют им участвовать в разработке шельфа. Фактически располагая не самой развитой в технологическом отношении базой и соответствующим кадровым составом, Норвегия наращивает объемы добываемых углеводородов за счет крупных иностранных инвестиций в национальную добывающую промышленность, создания правовых институтов, обеспечивающих сохранность прав и интересов инвесторов, предоставления государственными банками кредитов на льготных условиях и справедливого, неизбирательного предоставления лицензий. В результате данная скандинавская страна в настоящее время имеет один из самых высоких мировых показателей социальной защиты населения, является лидером по экспорту нефти в Западной Европе и занимает четвертое место в мире по экспорту природного газа¹.

Благодаря должному уровню государственного регулирования и созданию внутриотраслевой конкуренции НГК успешно вписался в структуру экономики Норвегии. Он стал залогом ее процветания, несмотря на право государства в одностороннем порядке изменять условия соглашений с компаниями. В стране функционирует эффективная трехступенчатая налоговая система, в которой ставки налогов дифференцированы в зависимости от получаемой инвестором прибыли. Это позволяет избегать конфликта интересов между государством и бизнесом и стимулирует максимально возможное извлечение углеводородного сырья при существующих технологиях. Кроме того, по сравнению с Россией здесь значительно снижены риски коррупционного характера.

К неоднозначной составляющей нефтегазовой политики Норвегии, с определенной долей условности, можно отнести взятые на себя высокие социальные обязательства государства. В результате на добывающие компании существенно увеличивается налоговая нагрузка, которая выводит за черту рентабельности отдельные

¹ Там же.

проекты и переносит часть из них на более поздние сроки реализации. В 2014–2016 гг. в совокупности со снижением объема иностранных инвестиций данный фактор являлся основной причиной замедления темпов роста норвежской экономики.

Особое внимание правительство Норвегии уделяет разработке трудноизвлекаемых запасов и повышению нефтеотдачи пластов, что приводит к увеличению добычи на уже функционирующих месторождениях, в т.ч. в Баренцевом море вблизи морской границы с Российской Федерацией. Данный приграничный район является наиболее перспективным с позиции нефтегазоносности, а в его разработке планируют принимать участие также российские компании ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Лукойл». В качестве определяющей стратегии Министерство нефти и энергетики Норвегии выбрало не скорейшее освоение наиболее рентабельных участков, а развитие данного сектора экономики с учетом долгосрочной перспективы.

В Великобритании, отделенной от Норвегии Северным морем, в котором открыто несколько крупных нефтегазовых месторождений, право на разведку и разработку углеводородных запасов также основано на принципе справедливости при предоставлении лицензий. Вследствие постепенного истощения традиционных месторождений, в т.ч. в шельфовой зоне, добыча нефти в стране в 2015 г. (45,3 млн т) по сравнению с 2003 г. (106,1 млн т) сократилась в 2,3 раза, а природного газа за тот же период времени уменьшилась в 2,6 раза¹.

До проведения экономических реформ 1980-х гг. правительством М. Тэтчер государственное регулирование НК в Великобритании было аналогично норвежской модели. После их осуществления начала функционировать лицензионная система. Она дает право на проведение разведочных работ и добычу углеводородов, а также предоставляет возможность широкого маневра при принятии конкретных решений на шельфовых месторождениях. Приоритетом пользуются динамично развивающиеся компании, которые вносят наибольший вклад в экономику и на практике реализуют политику по защите окружающей среды, что повышает энергетическую безопасность страны.

Налогообложение нефтегазовой отрасли в Великобритании отличается от

¹ Рассчитано автором по: BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – Pp. 10, 22.

налогообложения прочих сегментов экономики и варьируется в зависимости от степени истощенности месторождения и срока ввода его в эксплуатацию. Помимо лицензий законодательством предусмотрены такие платежи в бюджет, как ренталис, роялти, бонусы, специальный налог на нефтяной доход (PRT) и корпоративный налог на прибыль (СТ)¹. Система налогового регулирования в стране направлена на увеличение объемов добычи трудноизвлекаемых запасов: за счет дифференцирования платежей удалось повысить общую рентабельность производств и привлечь дополнительные инвестиции².

Нефтегазовый комплекс Канады ориентирован на нужды собственной экономики и одновременно выступает в качестве ведущего экспортера своей продукции для промышленности США, от которой на протяжении длительного периода она сохраняет определенную зависимость. Канада также является важным сырьевым поставщиком на бурно развивающийся китайский рынок. Огромные разведанные запасы трудноизвлекаемой сверхтяжелой и битуминозной нефти в совокупности с достаточно разветвленной структурой производств способствуют динамичному развитию Канады. Если в 2003 г. в Канаде было извлечено 140,2 млн т нефти, что составляло 3,75% мирового уровня добычи, то в 2015 г. этот показатель увеличился до 215,5 млн т (4,94%). Однако за тот же период добыча природного газа сократилась с 184,7 до 163,5 млрд м³ или на 11,5%³.

¹ Ренталис – форма арендной платы за пользование участком недр, выплачиваемая собственнику участка, которым обычно выступает государство, получающее в течение срока действия контракта или договора устойчивый доход, который не зависит от размеров добытого сырья и рентабельности производства.

Роялти – форма арендной платы компании-недропользователя государству за право проведения добычи на участке недр, размер которой напрямую зависит от объемов добытого сырья; выплата осуществляется в денежной форме или в виде части произведенной продукции.

Бонус – единовременный платеж, выплачиваемый в определенный период срока действия лицензии, исполнения контракта или функционирования компании; обычно является предметом договора или соглашения между государством и компанией-недропользователем, однако в ряде стран может быть закреплен в законодательном порядке.

Специальный налог на нефтяной доход (PRT – petroleum revenue tax) и корпоративный налог на прибыль (СТ – corporate tax) – виды налоговых платежей на добычу нефти, применявшиеся в Великобритании. Их задачами явилось стимулирование ГРП и усиление гибкости налоговой системы. Оба платежа предусматривали льготы: выплата PRT происходила после вычета инвестиционных затрат и цены капитала, что уменьшало налогооблагаемую базу для СТ, платеж которого осуществлялся после того момента, когда инвестиционный проект становился рентабельным. См.: Глинкин Е. А. Государственное регулирование предпринимательской деятельности с использованием концессионного механизма в сфере недропользования: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / Е. А. Глинкин. – М., 2010. – С. 39 – 41. ; Картовенко И.В. Налоговые регуляторы нефтяного сектора в современной экономике: автореф. дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05, 08.00.10 / И.В. Картовенко. – М., 2009. – С. 12 – 13.

² См.: Department of Energy & Climate Change [Electronic resource] // GOV.UK. – Access mode: <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change> (Address data: 6 Nov. 2014). ; Statistics: release calendar [Electronic resource] // GOV.UK. – Access mode: <https://www.gov.uk/government/statistics/announcements> (Address data: 6 Nov. 2014).

³ Рассчитано автором по: BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – Pp. 10, 22.

Обладая развитой нефтегазотранспортной инфраструктурой и перерабатывающей промышленностью, НГК Канады, в отличие от НГК Норвегии, полностью находится в частной собственности. В стране происходит рост инвестиций в технологии по добыче и переработке углеводородов на нефтяных песках в провинции Альберта, сопровождаемый увеличением расходов на сохранение окружающей среды. Специфическими особенностями государственного регулирования НГК в Канаде являются сильное экологическое законодательство, высокие транснациональные транзитные тарифы на экспорт сырья по трубопроводам, стимулирование к использованию населением и предприятиями альтернативных источников энергии. Добыча сланцевого газа, которую наладили две крупнейшие страны Северной Америки, явилась основной причиной снижения экспорта канадских углеводородов в США в 2012 – 2014 гг. Проблему стараются решить строительством новых нефте- и газотранспортных артерий, а также производственных мощностей по сжижению природного газа, основным потребителем продукции которых в соответствии с долгосрочными прогнозами могут стать страны АТР.

Нефтегазовые месторождения Канады по характеру собственности подразделяются на три типа: федеральные, провинциальные и частные. Регулирование добычи углеводородного сырья находится в компетенции Министерства природных ресурсов, а также Национального совета по энергетике и базируется на Законе «О нефтегазовой деятельности» (Canada Oil and Gas Operation Act, R.S.C., 1985) и Законе «О нефтяных ресурсах» (Canada Petroleum Resources Act, R.S.C., 1985). Провинции издают собственные законодательные и нормативные акты в нефтегазовой сфере в пределах предоставленных им полномочий.

Взаимодействие государства и бизнеса по вопросам освоения перспективных участков недр в Канаде осуществляется посредством заключения концессионных договоров, после чего покупается лицензия или составляется договор аренды с руководством провинции. Компании уплачивают в бюджет роялти, налоги и ренту. Так, ставки по налогам на добычу трудноизвлекаемых углеводородов в нефтяных песках провинции Альберта существенно ниже общепринятых. Кроме того, правительство в рамках концепции энергобезопасности поощряет пе-

реход потребителей на экологически чистые источники энергии, такие как природный газ, биотопливо и др., за счет применения стимулирующей системы мер по их выработке. Также для Канады характерно жесткое отстаивание своих национальных интересов на арктическом шельфе. Работа ведется по различным направлениям: в частности, планируется строительство военно-морской базы, проводятся военные учения, в Комиссии ООН оспаривается принадлежность стратегических участков шельфа у России и Дании¹.

Для экономики США нефтегазовая отрасль имеет первостепенное значение. Так, если в 2003 г. в стране было добыто 332,3 млн т нефти, что составляло 8,89% ее мирового производства, то, несмотря на незначительное снижение в последующие пять лет, к 2015 г. этот показатель увеличился на 70,7% и составил уже 567,2 млн т или 13,00% мирового уровня добычи. США демонстрирует устойчивые темпы экономического роста в области газодобычи, опередив в 2009 г. Россию и заняв первое место в мире. С 2003 по 2015 г. добыча природного газа в стране возросла с 540,8 до 767,3 млрд м³ или на 41,9%².

Характерной особенностью американского энергетического рынка являются жесткие ограничения в отношении использования при добыче углеводородов иностранного капитала, связанные с национальной доктриной энергетической безопасности. Подобной стратегии придерживается большинство нефтедобывающих стран Ближнего Востока и Персидского залива. Например, в Саудовской Аравии, Катаре и Кувейте на современном этапе допускается использование только собственных финансовых ресурсов. Отличительной чертой американской правовой системы является тот фактор, что владелец земельного участка одновременно является собственником всех ископаемых ресурсов, которые в нем находятся³.

В XIX в. в США была создана патентная система на право проведения разведочных работ и добычи углеводородов, которая продолжает функционировать и

¹ См.: Виноградова О. Отраслевой опыт Канады: разграничение полномочий / О. Виноградова // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 8. – С. 36 – 40. ; Стрельцов А. А. Энергетическая политика Канады / А. А. Стрельцов // Проблемы национальной стратегии. – 2012. – № 1. – С. 129 – 148. ; Обзор основных направлений внешнеэкономической деятельности Канады [Электронный ресурс] // Торговое представительство Российской Федерации в Канаде. – Режим доступа: <http://can.ved.gov.ru/information/regulation/> (дата обращения: 6 нояб. 2014).

² Рассчитано автором по: BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – Pp. 10, 22.

³ Брагинский О. Б. Нефтегазовый комплекс мира / О.Б. Брагинский. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – С. 91.

в настоящее время. Перспективные нефтегазоносные участки либо выкупаются, либо сдаются в аренду, как компаниям, так и отдельным физическим лицам. Арендная система разработки углеводородных месторождений, включающая в себя обязательные лицензионные платежи при соответствующих инвестиционных вложениях, стала отдельной структурной составляющей регулирования нефтегазовой отрасли. Лицензионные участки в обязательном порядке выставляются на торги открытого или закрытого типов, по результатам которых оценивается эффективность инвестиционных проектов.

Следует подчеркнуть, что эпоха быстрой окупаемости инвестиций, показывающая запредельные нормы прибыли, зависевшие преимущественно от профессионального везения предпринимателей, прошла достаточно быстро. Ее отдельные этапы обычно заканчивались в связи с истощением тех или иных крупных месторождений. Наиболее яркий американский пример в истории развития нефтегазовой отрасли связан с 60-ми гг. XIX в., когда в Западной Пенсильвании «менее чем за два года одна из замечательных скважин дала 15 тысяч долларов прибыли на каждый вложенный доллар»¹.

На современном этапе вложения в основной нефтегазовый капитал, учитывая сложность и затратность многих проектов, начинают приносить прибыль через многие годы, а в отдельных случаях – и через десятилетия. Поэтому Правительство США стремится улучшить инвестиционный климат для одной из важнейших отраслей экономики и привлечь дополнительные объемы капитала. Следует учитывать, государственная нефтегазовая рента в США значительно ниже, чем в других добывающих странах, и составляет 47 – 58%, в то время как, например, в ОАЭ – 88 – 91%, в Индонезии – 87 – 89%, в Норвегии – около 82%². При этом частные производители в США владеют 90% сырьевых ресурсов и 82% объемов предложения природного газа³.

Отличительной чертой государственного регулирования НГК в США является эффективное правовое обеспечение. Так, например, участки земли, выстав-

¹ Ергин Д. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Д. Ергин. – М.: ДеНово, 1999. – С. 32.

² Павленко В. И. Регулирование сферы недропользования в приарктических странах (США, Канаде, Норвегии) / В. И. Павленко, Ю. Г. Селюков // Арктика: экология и экономика. – 2013. – № 3. – С. 50.

³ Симония Н. А. «Революция сланцевого газа»: мифы и реалии / Н. А. Симония // Мировая экономика и международные отношения. – 2013. – № 12. – С. 6.

ленные на торги, не должны превышать оговоренные в федеральном законодательстве или законодательстве штата размеры. Для Аляски максимальная площадь лицензионного участка недропользования закреплена в размере 23,3 км², для других штатов – 10,36 км², в отличие от России, где не введены меры ограничительного характера, касающиеся величины участка и разведанных в нем запасов¹. Торги в США обычно проводятся за счет бонусов и роялти, выплачиваемых компаниями. Лицензия может быть аннулирована в случае несоблюдения ее требований, например, нарушения экологического законодательства или норм охраны труда в части обеспечения его безопасности. Помимо лицензионных платежей компании также уплачивают в бюджеты различных уровней налоги, бонусы, рента и роялти.

Лицензии на разведку участков, расположенных на континентальном шельфе, предоставляются в США только на закрытых аукционах и после выплаты бонуса, роялти или иных платежей. Право же на добычу в северных широтах выдается после одобрения проекта Службой по управлению полезными ископаемыми, ответственной за арктические участки недропользования. Льготы по налогообложению предоставляются в случае освоения нового месторождения или заключительного этапа его эксплуатации, а также экономии капитала в ходе реализации нефтегазового проекта. Особое внимание законодательством США уделяется льготам по длительным инвестиционным вложениям в НГК, доля выручки от которых идет на накопление и ускоренные темпы амортизации. В совокупности они могут составлять до 60%².

Федеральное правительство США также реализует программу по частичному субсидированию научных разработок добывающих компаний и их экологических мероприятий. Кроме того, в стране проводится жесткая антимонопольная политика: компаниям предоставлен равный доступ к внутреннему углеводородному рынку, предполагающий неприемлемость монопольного положения одной из них даже на территории отдельно взятого штата. В особом правовом статусе находится Аляска, ресурсами которой владеют не индивидуальные недропользователи, а

¹ Павленко В. И. Регулирование сферы недропользования в приарктических странах (США, Канаде, Норвегии) / В. И. Павленко, Ю. Г. Селюков // Арктика: экология и экономика. – 2013. – № 3. – С. 51.

² Там же. С. 52.

население штата в целом.

В условиях падения темпов экономического роста в 2014 – 2015 гг. в США стала постепенно преобладать тенденция по усилению централизованного регулирующего воздействия на НГК, направленная на смягчение кризисных явлений, повышение энергобезопасности, обеспечение интересов не только компаний, но и жителей страны. Однако социальная отдача от функционирования данного сектора экономики в США ниже, чем в Норвегии и ряде других государств. В качестве приоритетов энергетической политики здесь выступает эффективное использование нефтегазовых ресурсов, сопровождаемое наращиванием добычи, возобновлением экспорта и улучшением экологической ситуации¹.

Большое внимание уделяется разработке программы прямых поставок в Западную Европу американского СПГ в качестве альтернативы экспорта российского газа, хотя США – страна, которая добывает, но практически не экспортирует углеводороды, оставляя их для собственного внутреннего потребления. Существующая здесь практика регулирования значительно снижает риски, связанные с колебанием нефтяных котировок на мировом рынке. Однако, по мнению К.В. Симонova, не исключено, что в ближайшие годы США уступят лидирующую позицию по добыче углеводородов, а развитие промышленного производства в стране будет сопровождаться усилением зависимости от внешних энергетических рынков². Характерной особенностью современной нефтегазовой политики США в свете энергетической безопасности страны является также жесткое прагматичное отстаивание своих арктических интересов на международной арене³.

Поскольку нефтегазовые месторождения, с точки зрения национальных интересов, являются уникальными присваиваемыми природными ресурсами, и, как правило, высокорентабельным инвестиционным вложением на рынке капитала, НГК относится к сфере естественных монополий. На современном этапе в нефте-

¹ См.: Кородюк И. С. Проблемы применения зарубежного опыта в государственном регулировании нефтегазового комплекса России / И. С. Кородюк, С. Е. Трофимов // Известия ИГЭА. – 2015. – Т. 25. – № 1. – С. 103 – 107.

² Симонов К. В. Газовые надежды уходящего года / К. В. Симонов // Нефть России. – 2012. – № 12. – С. 15.

³ См.: Байкова Э. Р. Опыт изъятия и распределения ренты в зарубежных странах / Э. Р. Байкова // Проблемы современной экономики. – 2010. – № 3. – С. 70 – 74. ; Лебедько А. Г. О масштабах государственного участия в управлении нефтегазовым комплексом / А. Г. Лебедько // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 1. – С. 397 – 411. ; Нефтегазовый комплекс: производство, экономика, управление: учебник для вузов / под ред. В. А. Афанасьева, Ю. Н. Липнина. – М.: Экономика, 2014. – 717 с.

добывающих странах с развитой рыночной экономикой активное воздействие на энергетические компании, входящие в структуры естественных монополий, оказывают антимонопольные органы, регулирующие объем производства, отраслевое ценообразование и ряд других показателей. Их функционирование связано с установлением фиксированных цен либо ценового коридора для конкретных видов углеводородной продукции, а также с контролем и возможностью применения различного рода санкций в отношении компаний, нарушающих антимонопольное законодательство.

Самым ярким примером использования антимонопольного законодательства в нефтегазовой отрасли является закон Шермана в отношении треста Standard Oil Джона Рокфеллера. Из-за применения ценовой дискриминации и установления цен, позволяющих разорить своих конкурентов, компания, контролировавшая в определенный период своего существования 90% американского нефтяного рынка, была разделена на 34 более мелких фирмы, входивших в состав объединения¹. Мировая практика насчитывает достаточно большое количество подобных примеров, когда правительства различных стран в ряде случаев частично решают проблему повышения эффективности функционирования экономической системы в целом за счет регулирования отдельно взятой отрасли.

Современная антимонопольная практика развитых стран старается держать вектор на повышение эффективности функционирования НГК и укрепление национальной энергетической безопасности, поскольку деятельность крупнейших корпораций не всегда тесно взаимосвязана со структурой рынка. Объект регулирующего воздействия часто избирается исходя из своего стратегического значения и не всегда зависит только от масштабов деятельности компании. Кроме того, крупнейшие мировые нефтегазовые корпорации являются ведущими инноваторами в области разведки и разработки новых месторождений в особо трудных условиях, в совершенствовании технологической цепочки, начиная от добычи и заканчивая производством традиционных и инновационных видов углеводородного продукта, а также в размерах прибыли. Так, в период с 2004 по 2014 гг. чистая прибыль Exxon Mobil (США) возросла с 25,3 до 32,5 млрд долл., ПАО «Газпром» – с 7,1 до

¹ 100 человек, которые изменили ход истории. Выпуск № 76: Джон Рокфеллер. – М.: Де Агостини, 2009. – С. 13, 18.

24,1 млрд долл., Chevron (США) – с 13,3 до 19,2 млрд долл., PetroChina (Китай) – с 12,4 до 17,4 млрд долл.¹

Регулирующая сила антимонопольных мероприятий напрямую зависит от проводимой в стране экономической политики: если она осуществляется с помощью постепенного уменьшения размеров государственного вмешательства в функционирование рыночного механизма, особенно на фазе экономического подъема, то количество конфликтных ситуаций, разбираемых антимонопольными органами, сокращается. И наоборот, усиление регламентации деятельности нефтегазовых компаний приводит к увеличению различного рода правонарушений в данной сфере.

Практическому воплощению подобной концепции способствовали представители неоклассической модели, преимущественно ее монетаристского направления. По их мнению, в результате ослабления государственного регулирования усиливается конкурентное соперничество внутри отрасли, как это происходило, например, в НГК США в период сланцевой революции. Ее начало обычно связывают с 2002 г., когда компания Devon Energy за счет применения горизонтального бурения и многократного гидроразрыва пласта ввела в эксплуатацию месторождение Барнетт в Техасе, что в условиях роста мировых котировок на энергоносители и снижения размеров государственного вмешательства в данный сектор привело к резкому увеличению числа добывающих компаний.

Однако последовавшее ужесточение налогового и экологического законодательства в дальнейшем привело к тому, что большинство сланцевых компаний прекратили свое существование преимущественно путем добровольного слияния с крупным энергетическим бизнесом или будучи поглощенными им. Кроме того, многие ведущие корпорации, занятые в добыче сланцевого углеводородного сырья, такие как Chesapeake, Devon Energy, EOG и Encana планируют репрофилирование и разрабатывают масштабные программы добычи СПГ и традиционной нефти². Следует учитывать также возросшее влияние мировой конкурентной сре-

¹ Брагинский О. Б. Нефтегазовый комплекс мира / О. Б. Брагинский. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2006. – С. 110. ; The World's Biggest Public Companies 2015 [Electronic resource]: Forbes. – Access mode: <http://www.forbes.com/global2000/> (Address data: 1 Oct. 2015).

² См.: Первые 5 лет «сланцевой революции»: что мы теперь знаем наверняка? / под ред. А. Макарова, Т. Митровой, В. Кулагина. – М.: ИНЭИ РАН, 2012. – 45 с.

ды, особенно после отмены западными странами в 2015 г. санкций в отношении Ирана, что в совокупности с притоком прямых и портфельных инвестиций транснациональных нефтегазовых компаний на внутренние рынки многих развивающихся нефтедобывающих стран, увеличивает предложение углеводородного сырья.

Мировая практика показывает, что экономический эффект от государственного регулирования национальных НКК должен значительно превышать затраты, связанные с его осуществлением. Это обусловлено тем, что уровень транзакционных издержек централизованного вмешательства находится в прямой зависимости от их эффективности. Так, совершенствование механизма налогового регулирования в США, Канаде, Норвегии, Великобритании, проводимое не только для бюджетных пополнений, но прежде всего в целях повышения эффективности производства и национальной энергетической безопасности, стимулировало потенциальные возможности нефтегазового сектора, а также оказало сильное влияние на общую инвестиционную привлекательность и активность компаний в других секторах экономики. Прагматичное развитие НКК придает импульс хозяйственной динамике в целом: ожидания инвесторов становятся оптимистичными, поскольку появляется стимул для интенсивного увеличения выпуска продукции за счет создания новых высокотехнологичных производств.

Возрастающие объемы мирового производства обостряют проблему энергетической безопасности. Сложившиеся в современной глобальной экономике реалии показывают, что нефтегазовый сектор имеет наибольший удельный вес в структуре добычи природных ресурсов. Подобное соотношение, особенно в контексте высокой вероятности возврата высоких цен на мировом энергетическом рынке и тенденции их дальнейшего роста в долгосрочной перспективе в связи с постепенным истощением нефтегазовых запасов, вызывает объективную необходимость совершенствования механизма государственного регулирования НКК, что особенно актуально для России, обладающей уникальными углеводородными месторождениями.

3. РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

3.1. ЭКОНОМЕТРИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОГО РЯДА ЦЕНЫ НА НЕФТЬ КАК ФАКТОРА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Развитие нефтегазового комплекса неразрывно связано с ценовой политикой на углеводородное сырье, проводимой как на внешнем, так и на внутреннем рынках. Волатильность изменения цен оказывает непосредственное влияние на рыночную конъюнктуру и экономическую устойчивость субъектов хозяйственной деятельности, повышая или, наоборот, сокращая их конкурентные преимущества на микро-, макро- и мегауровнях. Она в значительной степени зависит от удаленности месторождений от основных транспортных путей, издержек по добыче и доставке углеводородного сырья. Значение научного прогнозирования ценовой динамики на нефть существенно возрастает на современном этапе в условиях резких циклических колебаний на энергетическом рынке, вызывающих в большинстве стран экономические потрясения.

Прогнозированием ценовой нефтяной динамики занимаются различные международные аналитические агентства и консалтинговые фирмы, правительства отдельных государств, крупные нефтяные компании и банки, а также множество других организаций. За основу обычно берутся темпы роста мировой экономики, тенденции спроса на сырье, численность населения, в первую очередь в развивающихся странах Юго-Восточной Азии, уровень его реальных доходов, доказанные и потенциальные запасы углеводородов в отдельных государствах и регионах, инвестиционная активность ведущих игроков рынка, расходные обязательства бюджета нефтегазовых стран-импортеров и другие факторы. Мировая цена на нефть в значительной мере зависит также от внешнеторговой политики США и уровня ее бюджетного дефицита. В меньшей степени на ценообразование влияет

эффективность проведения крупными компаниями геолого-разведочных работ: в случае открытия и введения в эксплуатацию крупных новых нефтяных месторождений, в т.ч. сланцевых, биржевые нефтяные котировки могут немного понизиться, а застой в этой сфере деятельности приводит к их повышению.

Всемирный банк при прогнозировании цены на нефть использует различные модели общего равновесия, в основе которых лежат относительные и торговые цены, не предусматривающие единую мировую цену, однако рассчитывающие средние значения. Факторами данных моделей выступают глобальные экономические показатели, такие как торговая политика, мировое распределение дохода, климатические изменения, воздействие на окружающую среду и устойчивое развитие, международная миграция, сбережения и инвестиции, анализ экономических показателей и прогнозов развития добывающих стран и др. В результате прогнозирования получается базовый сценарий, подробно описывающий основные риски, влияющие на размеры спроса и предложения на нефтяном рынке¹.

Прогнозирование средних спотовых цен на нефть и индекса биржевых котировок, используемое МВФ, осуществляется в разрезе потребностей национальных министерств финансов. Используемая данной организацией модель общего равновесия мировой экономики обеспечивает оптимизацию долгосрочных бизнес-циклов и краткосрочную динамику инфляционных ожиданий государственной экономической политики. За основу прогноза берутся цены на фьючерсные или опционные контракты, которые корректируются на ожидания нейтральных по риску участников рынка. Нефть включается в состав модели как промежуточный товар, участвующий в международной торговле с высокой эластичностью предложения².

Крупнейшие мировые нефтегазовые корпорации, такие как ExxonMobil и BP, занимаются прогнозированием основных факторов, влияющих на производство и потребление углеводородов, однако не прогнозируют цены на нефть. ОПЕК прогнозирует цену, исходя из подробного анализа факторов, влияющих на спрос и

¹ Международная практика прогнозирования мировых цен на финансовых рынках (сырье, акции, курсы валют) / под ред. Я. М. Миркина. – М.: ИМЭМО РАН, 2014. – С. 125 – 127. См.: World Data Bank: Global Economic Monitor (GEM) Commodities [Electronic resource]: World Bank Group. – Access mode: <http://data.worldbank.org/data-catalog/commodity-price-data> (Address data: 20 Jan. 2016).

² Международная практика прогнозирования мировых цен на финансовых рынках (сырье, акции, курсы валют) / под ред. Я. М. Миркина. – М.: ИМЭМО РАН, 2014. – С. 128 – 129.

предложение. Прогнозы ЕС учитывают неопределенность политических рисков, а международные финансовые компании используют средневзвешенную цену нефтяных и газовых фьючерсов. Международное энергетическое агентство (IEA) в своих прогнозах учитывает динамику ВВП, развитие альтернативных видов топлива, объем потребления углеводородов в ведущих мировых экономиках и др.¹

Таким образом, применяемые в настоящее время модели прогнозирования цены на нефть отличаются друг от друга преимущественно факторами, лежащими в основании используемых математических моделей, а также продолжительностью прогнозного горизонта. По мнению Т. В. Жуковой, существующие модели имеют ряд недостатков:

- недостаточная определенность горизонта прогнозирования (сложности с точной оценкой периода, в течение которого предложение уравнивает спрос);

- ухудшение прогностической способности таких моделей в условиях несовершенного рынка (олигополии, монополии, дуополии и др.) и неэкономических факторов (государственные политики, структуры рынка и др.);

- низкий уровень практического применения полученных результатов из-за большого разброса сценарных условий;

- «географическая привязанность» моделей рынков, их слабая универсальность, различные условия добычи и др.²

Следует подчеркнуть, что еще 5 лет назад даже самые пессимистичные прогнозы крупнейших нефтяных корпораций и ведущих международных аналитических агентств не смогли предвидеть динамику ценовой конъюнктуры на нефтяном рынке, сложившуюся в 2014 – 2016 гг. К тому же, несмотря на часто встречающееся разнообразие прогнозов, в открытых источниках практически всегда приводятся только результаты прогнозирования, а не сами математические модели, лежащие в их основе. Следовательно, можно сделать вывод, что значительное количество экспертных оценок прогнозирования динамики цен на нефть носит абстрактный характер, не подкрепленный соответствующим экономико-математическим аппаратом.

¹ Там же. С. 143 – 151.

² Там же. С. 121.

В настоящее время определение цены происходит на основании биржевых котировок. Рыночный механизм является основным, но далеко не единственным элементом формирования высококонкурентной среды на мировом нефтяном рынке. В основу ценообразования положено потребление нефти в мире и по отдельным регионам на душу населения. На него влияют уровень технологического развития, величина запасов, погодные условия, положение ключевых игроков на фондовых площадках, изменение тренда котировок за прошедшие периоды, загрузка транспортных и перерабатывающих мощностей, динамика валютных курсов и процентных ставок и др. Все большее значение приобретает корпоративный риск-менеджмент, учет геополитической региональной инвестиционной специфики. Серьезное влияние на резкий рост уровня нефтяных цен в 2000-е гг. оказали военные действия США и западной коалиции в Ираке, а затем и в ряде североафриканских и ближневосточных государств, а также резкое увеличение спроса на энергоносители в азиатских странах, в первую очередь в Китае.

Значительная ценовая нефтяная волатильность по сравнению с прочими видами полезных ископаемых отчасти обусловлена тем фактором, что объемы разведанных углеводородных запасов, не говоря уже о доходах и расходах, ряда стран Ближневосточного региона и основных нефтегазовых корпораций не являются в должной мере прозрачными. Кроме того, действия некоторых ведущих западных политиков и крупнейших бизнесменов могут вызвать ажиотажные изменения котировок на финансовых рынках.

Для построения прогноза динамики цены на нефть на краткосрочный и среднесрочный периоды исследуем возможность использовать метод технического анализа биржевых котировок. В основе данного направления анализа ценных бумаг нефтяных компаний лежит утверждение о том, что в прошлых ценах заложена вся информация об активе, а также о факторах и событиях, влияющих на него¹. В прогнозе же будущих цен, по существу, учитываются только экономические факторы и происходит абстрагирование от внешнеполитических, военных и других неценовых факторов.

¹ См., например: Шарп У. Ф. Инвестиции / У. Ф. Шарп, Г. Дж. Александер, Дж. В. Бэйли. – М.: ИНФРА-М, 2009. – С. 808 – 809.

В своей работе на основе авторской методики предложим прогноз динамики цены на нефть на ближайшие пять лет на основе анализа временного ряда. Для проведения эконометрического исследования динамического ряда будем использовать изменения цены на нефть, рассчитанной по корзине ОПЕК, за 15 лет – с 2000 по 2014 г. Данная корзина определяется как среднее арифметическое спотовых цен маркерных сортов нефти 13 стран-участниц картеля. Маркерные сорта, входящие в корзину, отличаются по уровню плотности, а также по содержанию серы и представлены в табл. 3.1.1.

Таблица 3.1.1

Маркерные сорта нефти, входящие в корзину ОПЕК

Маркерный сорт нефти, входящий в корзину ОПЕК	Плотность, град. API	Плотность нефти, кг/м ³	Содержание серы
Arab Light (Саудовская Аравия)	31,8	867 кг/м ³	1,84 %
Basra Light (Ирак)	33,7	857 кг/м ³	1,95 %
Bonny Light (Нигерия)	36,7	841 кг/м ³	0,12 %
Es Sider (Ливия)	36,7	841 кг/м ³	0,37 %
Girassol (Ангола)	29,9	877 кг/м ³	0,32 %
Iran Heavy (Иран)	30,1	876 кг/м ³	1,20 %
Kuwait Export (Кувейт)	31,4	868 кг/м ³	2,52 %
Merey (Венесуэла)	14,7	968 кг/м ³	2,74 %
Murban (ОАЭ)	40,5	824 кг/м ³	0,78 %
Oriente (Эквадор)	25,9	892 кг/м ³	1,51 %
Rabi Light (Габон)	37,7	836 кг/м ³	0,15 %
Qatar Marine (Катар)	35,3	848 кг/м ³	1,57 %
Saharan Blend (Алжир)	44,7	803 кг/м ³	0,10 %

Источник: рассчитано автором по: Oil Properties [Electronic resource] // Environment Canada. – Access mode: <http://www.etc-cte.ec.gc.ca/databases/Oilproperties/> (Address data: 20 Jan. 2016). ; OPEC Basket Price [Electronic resource] // Organization of the Petroleum Exporting Countries. – Access mode: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm (Address data: 20 Jan. 2016). ; Platts [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.platts.com/> (Address data: 20 Jan. 2016).

Для того чтобы отследить динамику цены на нефть в рассматриваемый период и предложить ее прогноз на перспективу, недостаточно знать основные характеристики модели, такие как среднее значение или стандартное отклонение. Цена за очередной год в наибольшей степени зависит от таких факторов, как изменение цены за предыдущие годы, политические риски, поиск и внедрение альтернативных источников энергии и др.

Таким образом, с экономической точки зрения наблюдается ценовая вола-

тельность на нефть. В эконометрической модели существует определенное поле разброса двух соседних промежутков ряда за τ лет, характеризующее тенденцию изменения движения цены на нефть в зависимости от данных за прошлые периоды. Пусть y_t – цена на нефть в период t , $y_{t-\tau}$ – цена на нефть в год, предшествующий t со смещением на τ лет. Исходными данными для нашего исследования являются данные табл. 3.1.2.

Таблица 3.1.2

Динамический ряд цены на нефть, рассчитанной по корзине ОПЕК, долл./барр.

Год	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
ОПЕК basket price (корзина ОПЕК)	27,60	23,12	24,36	28,12	36,05	50,64	61,08	69,08	94,45
Год	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
ОПЕК basket price (корзина ОПЕК)	61,06	77,45	107,46	109,45	105,87	96,29	49,49	40,76	

Источник: ОПЕК Basket Price [Electronic resource] // Organization of the Petroleum Exporting Countries. – Access mode: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm (Address data: 23 Jan. 2017).

Любая динамика цены на нефть на постсоветском этапе развития страны оказывает заметное влияние на состояние российской экономики. В рассматриваемом периоде можно выделить фазы длительного ценового подъема (2001 – 2008 гг.), относительно короткого спада (2008 – 2009 гг.), снова подъема (2009 – 2012 гг.) и сначала небольшого (2012 – первая половина 2014 г.), а затем резкого обвала цены в 2014 – 2016 гг. Со второй половины 2014 г. многие экономисты отмечали прекращение относительно благоприятного периода высоких цен. Падение более чем в 3,0 – 4,9 раза цены на нефть вывело за черту рентабельности значительные по своим масштабам инвестиционные проекты, что заставило некоторые нефтегазовые компании, нуждающиеся в свободных финансовых ресурсах, продавать свои активы.

В первую очередь определим периодическую зависимость рассматриваемых данных по годам с помощью автокорреляционной функции (АКФ). Периодические компоненты временного ряда могут быть отысканы с помощью коррелограммы, численно и графически представляющей собой АКФ. Коэффициент автокорреляции r_τ поможет оценить тесноту связей между рассматриваемыми периодами

цен на нефть. Используя формулу коэффициента автокорреляции¹, рассчитаем автокорреляцию между смежными 2013 и 2014 гг., т.е. сделаем смещение на $\tau = 1$:

$$r_1 = \frac{\sum_{t=2001}^{2014} (y_t - \bar{y}_1) \cdot (y_{t-1} - \bar{y}_2)}{\sqrt{\sum_{t=2001}^{2014} (y_t - \bar{y}_1)^2 \cdot \sum_{t=2001}^{2014} (y_{t-1} - \bar{y}_2)^2}} = \frac{11842,998}{13433,326} = 0,8816.$$

Данное значение свидетельствует о достаточно высокой зависимости цены на нефть между 2014 г. и 2013 г., соответственно можно предположить, что в рассматриваемом динамическом ряду существует линейная тенденция. Расчеты приведены в табл. 3.1.3.

Таблица 3.1.3

Расчет коэффициента автокорреляции r_1

T	y_t	y_{t-1}	$y_t - \bar{y}_t$	$y_{t-1} - \bar{y}_{t-1}$	$(y_t - \bar{y}_t) \cdot (y_{t-1} - \bar{y}_{t-1})$	$(y_t - \bar{y}_t)^2$	$(y_{t-1} - \bar{y}_{t-1})^2$	$\frac{\sqrt{(y_t - \bar{y}_t)^2} \cdot \sqrt{(y_{t-1} - \bar{y}_{t-1})^2}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2000	27,60							
2001	23,12	27,60	-44,3414	-34,955	1549,9546	1966,1623	1221,852	
2002	24,36	23,12	-43,1014	-39,435	1699,7048	1857,7331	1555,1192	
2003	28,10	24,36	-39,3614	-38,195	1503,4098	1549,3221	1458,858	
2004	36,05	28,10	-31,4114	-34,455	1082,2808	986,6778	1187,147	
2005	50,64	36,05	-16,8214	-26,505	445,852	282,9605	702,515	
2006	61,08	50,64	-6,3814	-11,915	76,0347	40,7226	141,9672	
2007	69,08	61,08	1,6186	-1,475	-2,3874	2,6198	2,1756	
2008	94,45	69,08	26,9886	6,525	176,1004	728,383	42,5756	
2009	61,06	94,45	-6,4014	31,895	-204,1736	40,9783	1017,291	
2010	77,45	61,06	9,9886	-1,495	-14,9329	99,7716	2,235	
2011	107,46	77,45	39,9986	14,895	595,7787	1599,8857	221,861	
2012	109,45	107,46	41,9886	44,905	1885,4968	1763,0401	2016,459	
2013	105,87	109,45	38,4086	46,895	1801,17	1475,2184	2199,141	
2014	96,29	105,87	28,8286	43,315	1248,7096	831,0865	1876,1892	
Среднее значение \bar{y}_t	67,4614	62,555						
$\sum_{t=2001}^{2014}$					11842,998	13224,5618	13645,386	13433,3262

Источник: рассчитано автором по данным табл. 3.1.2.

¹ Эконометрика: учебник / И. И. Елисеева [и др.]; под ред. И. И. Елисеевой. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 2008. – С. 300.

Коэффициент автокорреляции со смещением на $\tau = 2$ рассчитывается таким же образом:

$$r_2 = \frac{\sum_{t=2002}^{2014} (y_t - \bar{y}_1) \cdot (y_{t-2} - \bar{y}_2)}{\sqrt{\sum_{t=2002}^{2014} (y_t - \bar{y}_1)^2 \cdot \sum_{t=2002}^{2014} (y_{t-2} - \bar{y}_2)^2}} = \frac{9015,05}{11363,07} = 0,7934.$$

Аналогично рассчитываем коэффициенты автокорреляции со смещением на $\tau = 3, 4, 5, 6, 7, 8$ и т.д. В результате получена автокорреляционная функция $\sigma = \{0,8816; 0,7934; 0,7844; 0,7863; 0,7793; 0,6614; 0,6178 \dots\}$, по которой можно сделать вывод о том, что в рассматриваемом временном ряду цен на нефть имеется линейная тенденция, которая после r_5 и r_7 , т.е. достаточно сильных смещений, начинает резко убывать. Таким образом, цена на нефть в очередном году будет сильно зависеть от цены за предыдущие годы, при этом будут отсутствовать резкие колебания. График автокорреляционной функции представлен на рис. 3.1.1.

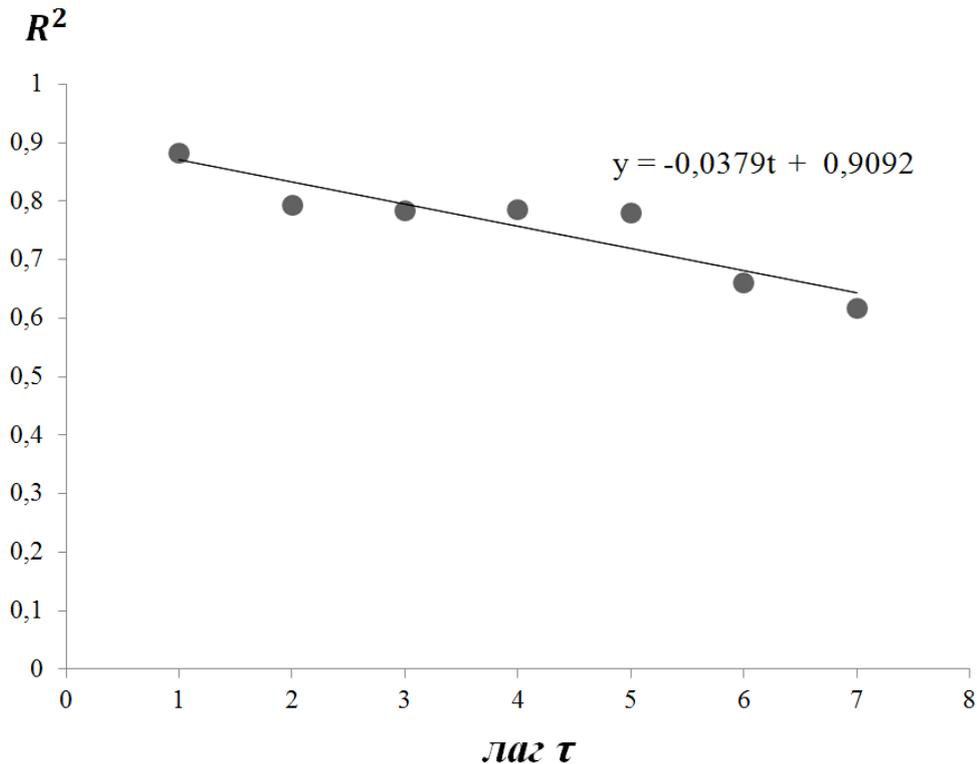


Рис. 3.1.1. График автокорреляционной функции цены на нефть, рассчитанной по корзине ОПЕК

Теперь смоделируем тенденцию изучаемого временного ряда с помощью построения аналитической функции, характеризующей зависимость значения це-

ны на нефть в зависимости от года. Для исходного временного ряда были построены различные виды трендов. Полученные уравнения и величина достоверности их аппроксимации приведены в табл. 3.1.4.

Таблица 3.1.4

Пригодность различных типов линии тренда по отношению к динамическому ряду цены на нефть, рассчитанной по корзине ОПЕК

Тип линии тренда	Полученное уравнение	Коэффициент детерминации R^2
Линейный	$\hat{y}_t = 6,7808t + 10,557$	0,8754
Экспоненциальный	$\hat{y}_t = 21,392e^{0,1209t}$	0,8774
Логарифмический	$\hat{y}_t = 35,835 \ln(t) - 1,8475$	0,7475
Параболический	$\hat{y}_t = -0,071t^2 + 7,9166t + 7,3395$	0,8768
Полиномиальный	$\hat{y}_t = -0,0011t^6 + 0,0501t^5 - 0,8198t^4 + 6,0775t^3 - 19,076t^2 + 21,93t + 19,395$	0,9325
Степенной	$\hat{y}_t = 16,299t^{0,6663}$	0,8145

Источник: рассчитано автором по данным табл. 3.1.2.

На рис. 3.1.2, приведен график динамического ряда цены на нефть с наиболее достоверной полиномиальной линией тренда. Исходя из него, можно предположить, что в данном временном ряду цена на нефть изменяется по условной синусоиде с положительным наклоном, следовательно, можно спрогнозировать ее незначительное понижение в 2015 – 2017 гг. относительно уровня 2013 – 2014 гг. с последующим ростом в 2018 – 2021 гг. Однако в изучаемом ряду нельзя применять полиномиальный тренд, так как он не представляет собой такую синусоиду. В реальных условиях цена на нефть зависит от множества макроэкономических и геополитических факторов. Данный тренд не пригоден для построения прогноза, так как прошел экстремальную точку на стыке 2013 и 2014 гг., и следовательно, станет резко убывать. В соответствии с ним, уже в начале 2016 г. цена на нефть должна упасть до 0 долл./барр., что не может соответствовать действительности.

Наиболее простую экономическую интерпретацию имеют параметры линейного и экспоненциального трендов. Качества этих моделей достаточно высоки: коэффициент детерминации $R^2 > 0,87$, что свидетельствует о высокой степени зависимости исследуемой цены от временного фактора. При линейном тренде $\hat{y}_t = 6,7808t + 10,557$ цена на нефть в 2000 – 2014 гг. изменяется от начального уровня в 10,56 долл./барр. со средним показателем абсолютного прироста 6,78%.

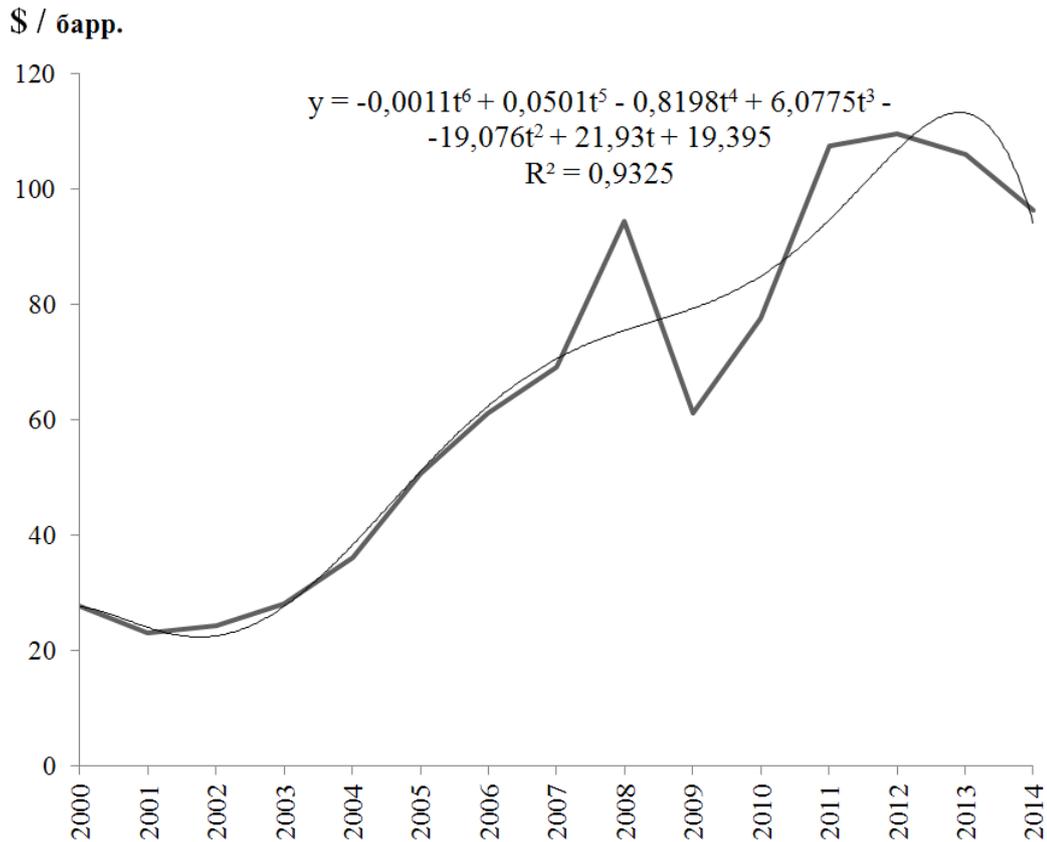


Рис. 3.1.2. Полиномиальная линия тренда графика цены на нефть, рассчитанной по корзине ОПЕК

Высокое значение R^2 позволяет строить прогнозные значения цены на нефть по линейному тренду, не учитывая при этом циклические и случайные составляющие данной модели. Например, в 2016 г. оно составит около 125 – 126 долл./барр.:

$$\hat{y}_{17} = 6,7808 \cdot 17 + 10,557 = 125,83.$$

При экспоненциальном тренде $\hat{y}_t = 21,392e^{0,1209t}$ цена меняется от 21,39 долл./барр. с годовым темпом роста 12,09%. При условии сохранения данного тренда цена возрастет до 167,05 долл./барр. в 2016 г.:

$$\hat{y}_{17} = 21,392e^{0,1209 \cdot 17} = 167,05.$$

Подобные прогнозируемые значения маловероятны в существующих условиях в силу типа линии тренда: при больших значениях t она будет возрастать в экспоненциальной зависимости. Жесткая эластичность цены и прочие конъюнктурные факторы сделают фактические значения значительно ниже даже в 2015 – 2016 гг., не говоря даже о более продолжительном временном горизонте.

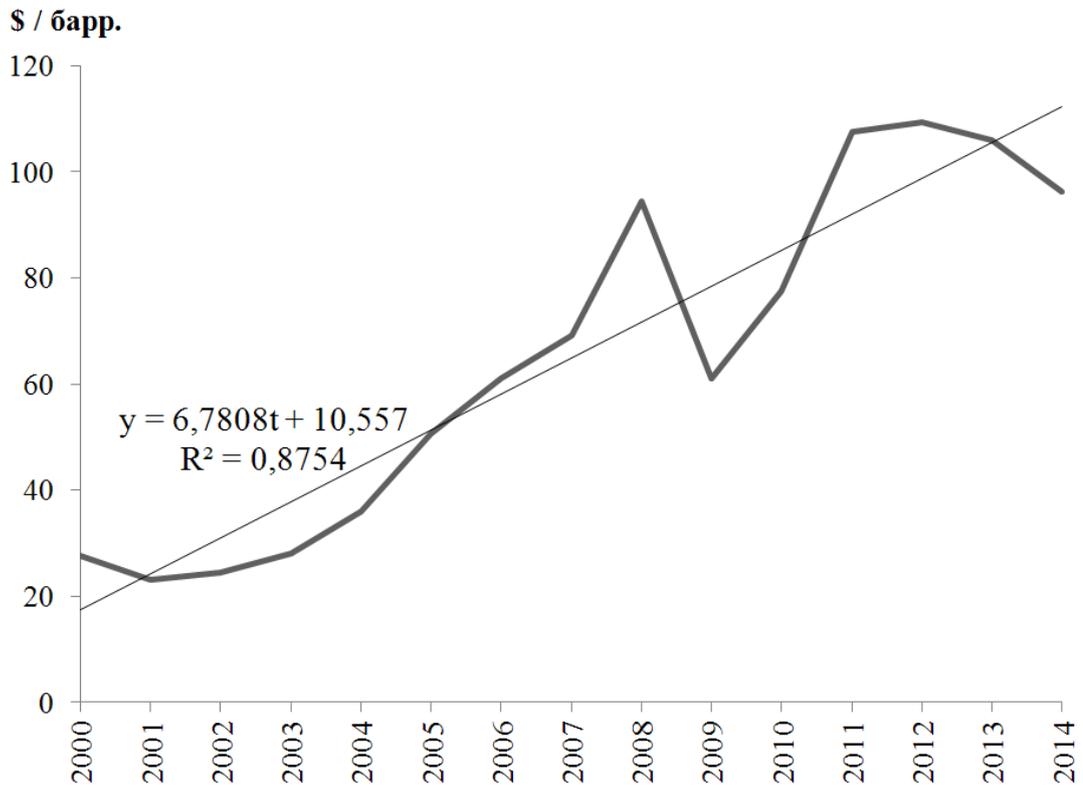


Рис. 3.1.3. Линейная линия тренда графика цены на нефть, рассчитанной по корзине ОПЕК



Рис. 3.1.4. Экспоненциальная линия тренда графика цены на нефть, рассчитанной по корзине ОПЕК

Построим аддитивную модель временного ряда, общий вид которой:

$$Y = T + S + E.$$

Цена на нефть – один из главных показателей функционирования глобальной экономики, основными взаимоувязанными тенденциями которой являются переход от энергозатратных производств к более информационным и рост совокупного спроса в транспортном секторе. Долгосрочный тренд цены на нефть (Т) характеризуется отсутствием резких стоимостных изменений, что в целом влияет на устойчивость мировой экономической системы.

Циклический компонент (S) состоит из коротких и длинных периодов, исчисляемых месяцами и годами соответственно. Для целей нашего исследования рассмотрим длинные циклы. К тому же для каждого элемента временного ряда, а также при формировании прогноза цены на нефть случайный компонент (E) играет значительную роль.

Таким образом, любой уровень временного ряда в аддитивной модели представлен в виде суммы трендовой, циклической и случайной компонент, что определяется структурой циклических колебаний. Их амплитуда относительно неизменна, т.е. значения S изначально заложены в качестве постоянных для каждого конкретного цикла¹.

В проведенном исследовании были рассчитаны аддитивные модели для циклов, состоящих из 2, 3, 4, 5, 6, 7 лет, и различных типов линий трендов. Наиболее достоверным оказался полиномиальный тренд четвертого порядка для цикла S = 5 лет. Для его нахождения потребовалось выровнять исходный временной ряд методом скользящей средней (табл. 3.1.5).

Для этого последовательно просуммируем элементы временного ряда за пять лет со сдвигом на три года (ст. 4). Полученные значения поделим на количество лет в цикле, в данном случае на пять лет (ст. 5), в результате чего исключается циклическая составляющая. Затем найдем центрированные скользящие средние как среднее арифметическое между двумя последовательными скользящими

¹ Эконометрика: учебник / И. И. Елисеева [и др.]; под ред. И. И. Елисеевой. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 2008. – С. 311.

средними (ст. 6) и оценку циклической компоненты как разницу между фактическим значением цены на нефть за конкретный год и полученной центрированной скользящей средней (ст. 7).

Таблица 3.1.5

Расчет оценок циклической компоненты

№ года	Год	Цена на нефть u_t	Итого за 5 лет	Скользящая средняя за 5 лет	Центрированная скользящая средняя	Оценка циклической компоненты
1	2	3	4	5	6	7
1	2000	27,60				
2	2001	23,12				
3	2002	24,36				
4	2003	28,10	139,23	27,846	30,15	-2,05
5	2004	36,05	162,27	32,454	36,25	-0,2
6	2005	50,64	200,23	40,046	44,518	6,122
7	2006	61,08	244,95	48,99	55,625	5,455
8	2007	69,08	311,3	62,26	64,761	4,319
9	2008	94,45	336,31	67,262	69,943	24,507
10	2009	61,06	363,12	72,624	77,262	-16,202
11	2010	77,45	409,5	81,9	85,937	-8,487
12	2011	107,46	449,87	89,974	91,116	16,344
13	2012	109,45	461,29	92,258	95,781	13,669
14	2013	105,87	496,52	99,304		
15	2014	96,29				

Источник: рассчитано автором.

Полученные оценки применим для нахождения циклической компоненты S (табл. 3.1.6).

Таблица 3.1.6

Расчет скорректированной циклической компоненты S_i

Показатель	№ цикла	№ года в цикле, i				
		1	2	3	4	5
	1	-	-	-	-2,05	-0,2
	2	6,122	5,455	4,319	24,507	-16,202
	3	-8,487	16,344	13,669	-	-
Сумма за i -й год цикла		-2,365	21,799	17,988	22,457	-16,402
Средняя оценка циклической компоненты для i -го года, \bar{S}_i		-1,1825	10,8995	8,994	11,2285	-8,201
Скорректированная циклическая компонента, S_i		-5,5302	6,5518	4,6463	6,8808	-12,5487

Источник: рассчитано автором.

Для этого расположим их согласно году каждого отдельного цикла и найдем среднюю оценку циклической компоненты для i -го года (\bar{S}_i). В аддитивной модели временного ряда происходит погашение циклических колебаний, т.е. сумма скорректированных циклических компонент (S_i) равняется нулю. Определим корректирующий коэффициент для данного примера, который рассчитывается как частное между суммой средних оценок циклической компоненты для i -го года и количеством лет в цикле (i):

$$k = (-1,1825 + 10,8995 + 8,994 + 11,2285 - 8,201) / 5 = 4,3477.$$

Скорректированные циклические компоненты определяются по формуле:

$$S_i = \bar{S}_i - k,$$

где $i = 1:5$.

Сумма скорректированных циклических компонент (S_i) равна нулю:

$$\sum_{i=1}^5 S_i = -5,5302 + 6,5518 + 4,6463 + 6,8808 - 12,5487 = 0.$$

Таблица 3.1.7

Расчет трендовой (Т) и случайной (Е) составляющих в аддитивной модели

T	Год	y_t	S_i	$T + E = y_t - S_i$	T	$T + S$	$E = y_t - (T + S)$	E^2
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2000	27,60	-5,5302	33,1302	28,8595	23,3293	4,2707	18,2389
2	2001	23,12	6,5518	16,5682	21,556	28,1078	-4,9878	24,8781
3	2002	24,36	4,6463	19,7137	22,1969	26,8432	-2,4832	6,16628
4	2003	28,10	6,8808	21,2192	28,2508	35,1316	-7,0316	49,4434
5	2004	36,05	-12,549	48,5987	37,5655	25,0168	11,0332	121,732
6	2005	50,64	-5,5302	56,1702	48,368	42,8378	7,8022	60,8743
7	2006	61,08	6,5518	54,5282	59,2645	65,8163	-4,7363	22,4325
8	2007	69,08	4,6463	64,4337	69,2404	73,8867	-4,8067	23,1044
9	2008	94,45	6,8808	87,5692	77,6603	84,5411	9,9089	98,1863
10	2009	61,06	-12,549	73,6087	84,268	71,7193	-10,659	113,621
11	2010	77,45	-5,5302	82,9802	89,1865	83,6563	-6,2063	38,5182
12	2011	107,46	6,5518	100,908	92,918	99,4698	7,9902	63,8433
13	2012	109,45	4,6463	104,804	96,3439	100,99	8,4598	71,5682
14	2013	105,87	6,8808	98,9892	100,725	107,606	-1,7356	3,01231
15	2014	96,29	-12,549	108,839	107,701	95,1518	1,1382	1,2955

Источник: рассчитано автором.

В результате получены следующие значения циклической компоненты: $S_1 = -5,5302$; $S_2 = 6,5518$; $S_3 = 4,6463$; $S_4 = 6,8808$; $S_5 = -12,5487$. Данные значения (ст. 4, табл. 3.1.7) необходимы для расчета выравненных значений (Т) и случайной составляющей (Е).

В первую очередь необходимо устранить циклическую составляющую за счет ее вычитания из уровней временного ряда: $T + E = y_t - S_i$ (ст. 5). Определяем тенденцию аддитивной модели: наиболее достоверным после аналитического выравнивания оказался полиномиальный тренд четвертого порядка (рис. 3.1.5).

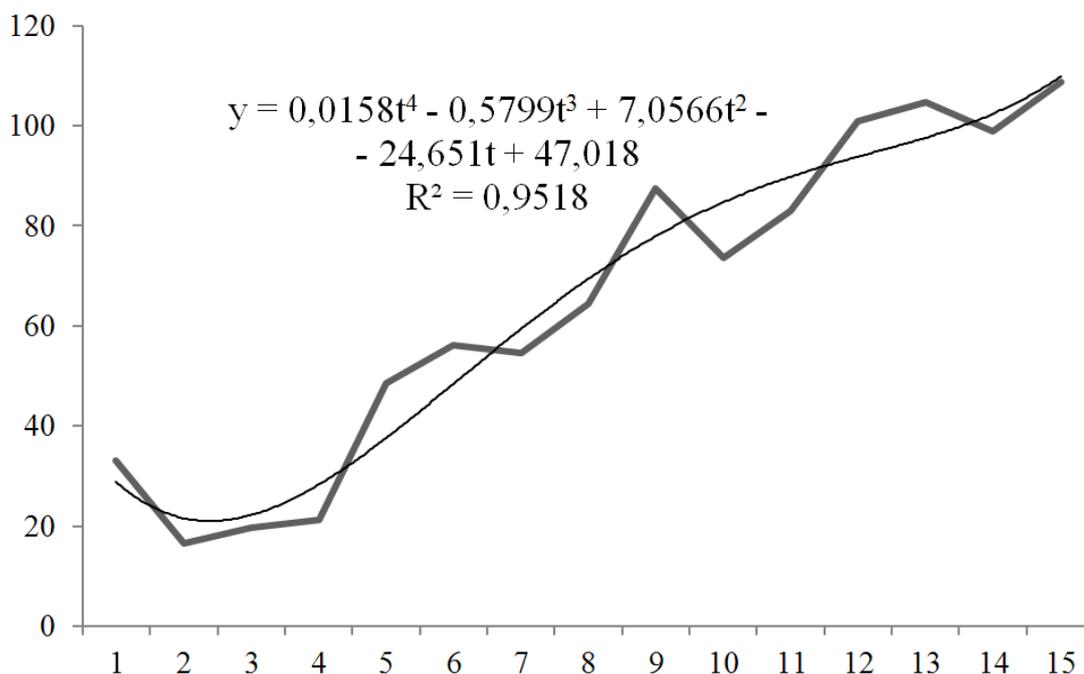


Рис. 3.1.5. Полиномиальный тренд цены на нефть, рассчитанной по корзине ОПЕК, без учета циклической компоненты

Подставив в уравнение тренда значения $t = [1, 15]$, найдем значение Т для каждого элемента временного ряда (ст. 6, табл. 3.1.7). Например, в 2000 г. ($t = 1$):

$$T = 0,0158 \cdot (1)^4 - 0,5799 \cdot (1)^3 + 7,0566 \cdot (1)^2 - 24,651 \cdot 1 + 47,018 = 28,8595.$$

Значения уровней временного ряда аддитивной модели будут равны сумме полученных трендовых значений (Т) и циклической компоненты (S) (ст. 7). Они необходимы для вычисления абсолютной ошибки для каждого уровня (ст. 8):

$$E = y_t - (T + S).$$

Качество полученной аддитивной модели оценивается с помощью суммы

квадратов абсолютных ошибок уровней временного ряда. В данном случае:

$$\sum_{t=1}^{15} E^2 = 716,9139.$$

Сумма квадратов отклонений уровней временного ряда от среднего уровня ряда в данном случае равна 14707,5664. Достоверность модели составляет:

$$R^2 = (1 - 716,9139 / 14707,5664) \cdot 100\% = 95,1255\%.$$

На прогнозирование динамического ряда влияет множество факторов, включая характер исходных данных, используемый математический метод, цели прогнозирования и др. Как уже было отмечено ранее, рассмотренные типы линий тренда оказались недостаточно пригодными для построения достоверного прогноза временного ряда, так как не учитывали в своей основе множество факторов, влияющих на цену нефти. Кроме того, длинные циклы не в должной степени отразили колебания коротких периодов, что повысило значение случайной компоненты и существенно сказалось на качестве прогнозирования. Соответственно, для построения прогноза среднегодовых цен на нефть на следующие пять лет используем имеющиеся данные о среднемесячных ценах нефти, рассчитанных по корзине ОПЕК, в период с января 2000 по декабрь 2016 г. (см. табл. П7.2). Все вычисления, необходимые для построения такого прогноза, проводим в пакете программ Statistica компании StatSoft.

Анализ графика ряда цен y_t (рис. 3.1.6) показывает наличие тренда и нестационарность этого ряда.

Предполагая логистический тип линии тренда и оценив его параметры методом наименьших квадратов, получим следующую модель тренда:

$$\hat{y}_t = \frac{84,24}{1 + 8,28 e^{-0,04t}}.$$

Рассмотрим ряд с удаленным трендом:

$$x_t = y_t - \hat{y}_t.$$

Оценки автокорреляционной и частной автокорреляционной функций этого ряда приведены на рис. 3.1.7 и рис. 3.1.8 соответственно.

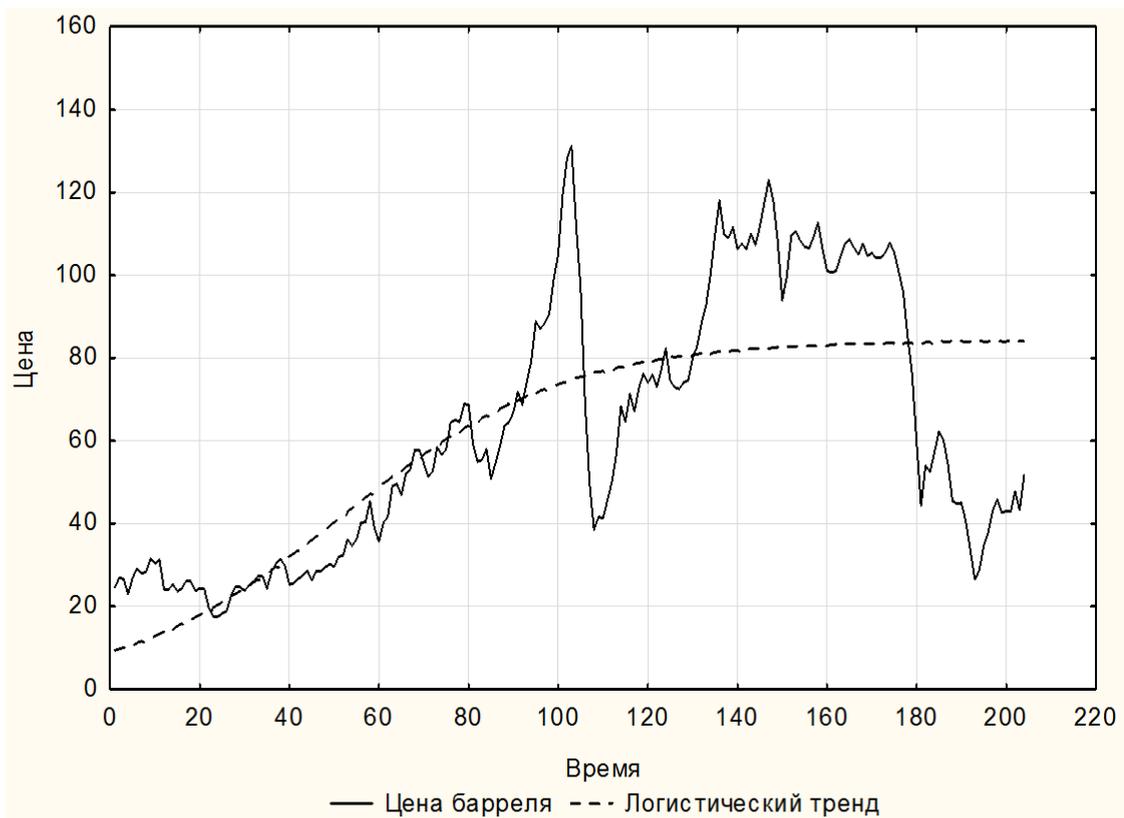


Рис. 3.1.6. Цена барреля нефти y_t , долл./барр. и логистический тип линии тренда \hat{y}_t

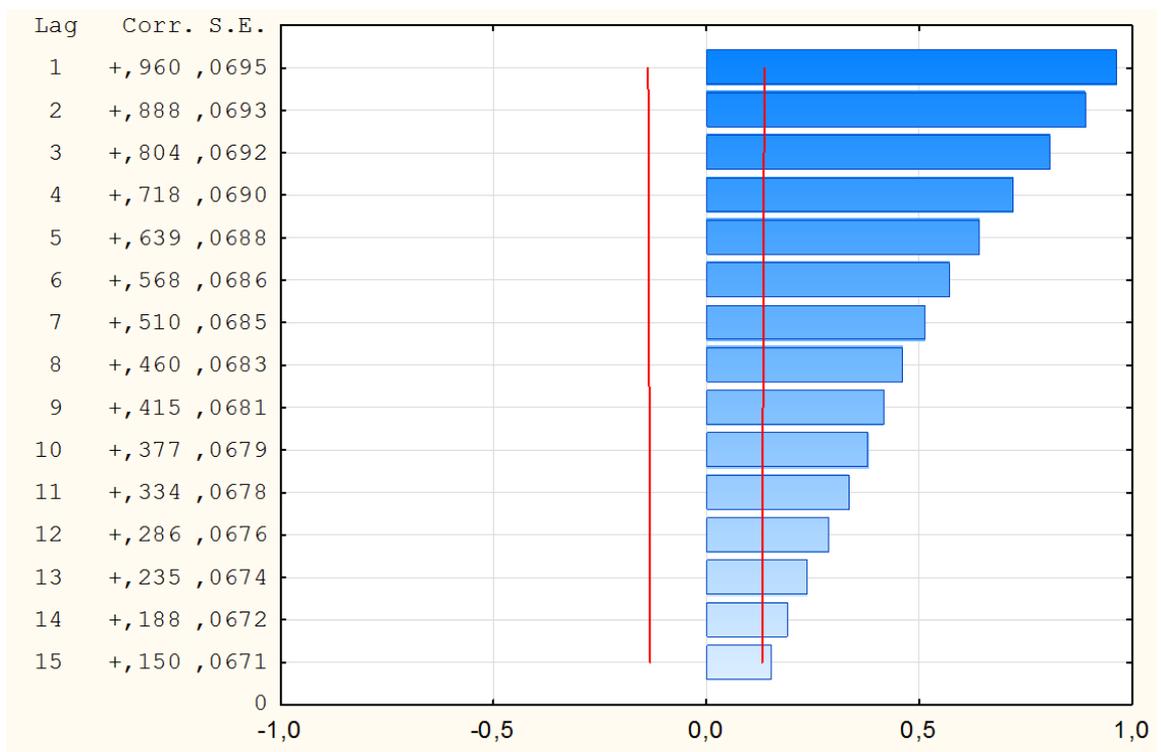


Рис. 3.1.7. Автокорреляционная функция процесса x_t

Так как автокорреляционная функция ряда x_t имеет тенденцию к затуханию, то в первом приближении этот ряд можно рассматривать как стационарный и по-

пытаться его идентифицировать как процесс $ARMA(p, q)$:

$$x_t = \sum_{i=1}^p \varphi_i x_{t-i} + \sum_{j=1}^q \theta_j \varepsilon_{t-j} + \varepsilon_t,$$

где ε_t – белый шум (некоррелированный стационарный процесс с нулевым математическим ожиданием и постоянной дисперсией)¹.

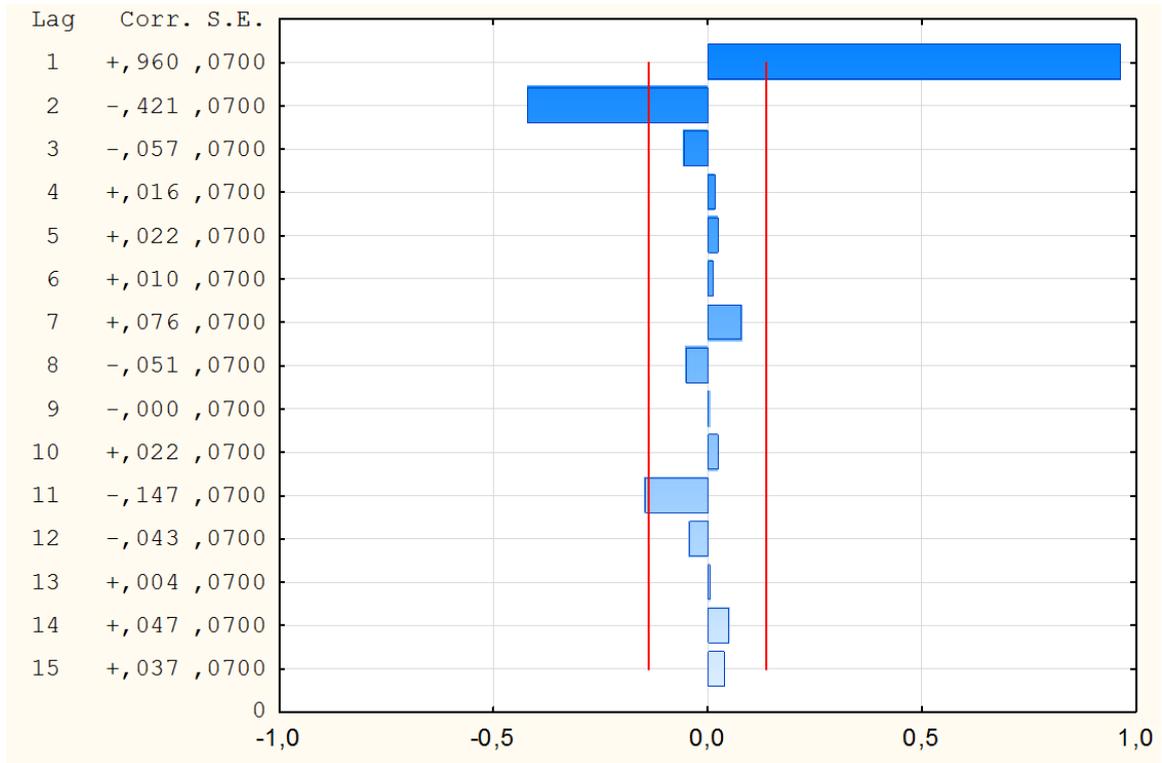


Рис. 3.1.8. Частная автокорреляционная функция процесса x_t

Для определения параметров авторегрессии p и скользящего среднего q последовательно увеличивались их значения и строились оценки автокорреляционной функции остатков. Минимальные значения параметров, при которых остатки оказались некоррелированными и были приняты за значения параметров модели, получились при использовании модели $ARMA(1, 1)$ (см. рис. 3.1.9).

Таким образом, процесс x_t идентифицирован как процесс $ARMA(1, 1)$:

$$x_t = \varphi_1 x_{t-1} + \varepsilon_t + \theta_1 \varepsilon_{t-1}.$$

Следует отметить, что вид оценок автокорреляционной и частной автокор-

¹ См.: Суслов В. И. Анализ временных рядов: учебное пособие / В. И. Суслов [и др.]. – Новосибирск: Изд-во Новосибирского государственного ун-та, 2006. – 210 с.

реляционной функций не противоречит выбору такой модели. Адекватность модели проверена сравнением имеющихся наблюдений и прогнозов, построенных на основании первых 108 и 136 наблюдений. В первом случае прогноз строился на два года вперед, а во втором – на три. Оценка параметров φ_1 и θ_1 , проведенная по первым 108 наблюдениям, дала следующий результат:

$$x_t = 0,91x_{t-1} + \varepsilon_t - 0,40\varepsilon_{t-1}.$$

Оценка параметров φ_1 и θ_1 , проведенная по первым 136 наблюдениям:

$$x_t = 0,91 x_{t-1} + \varepsilon_t - 0,35 \varepsilon_{t-1}.$$

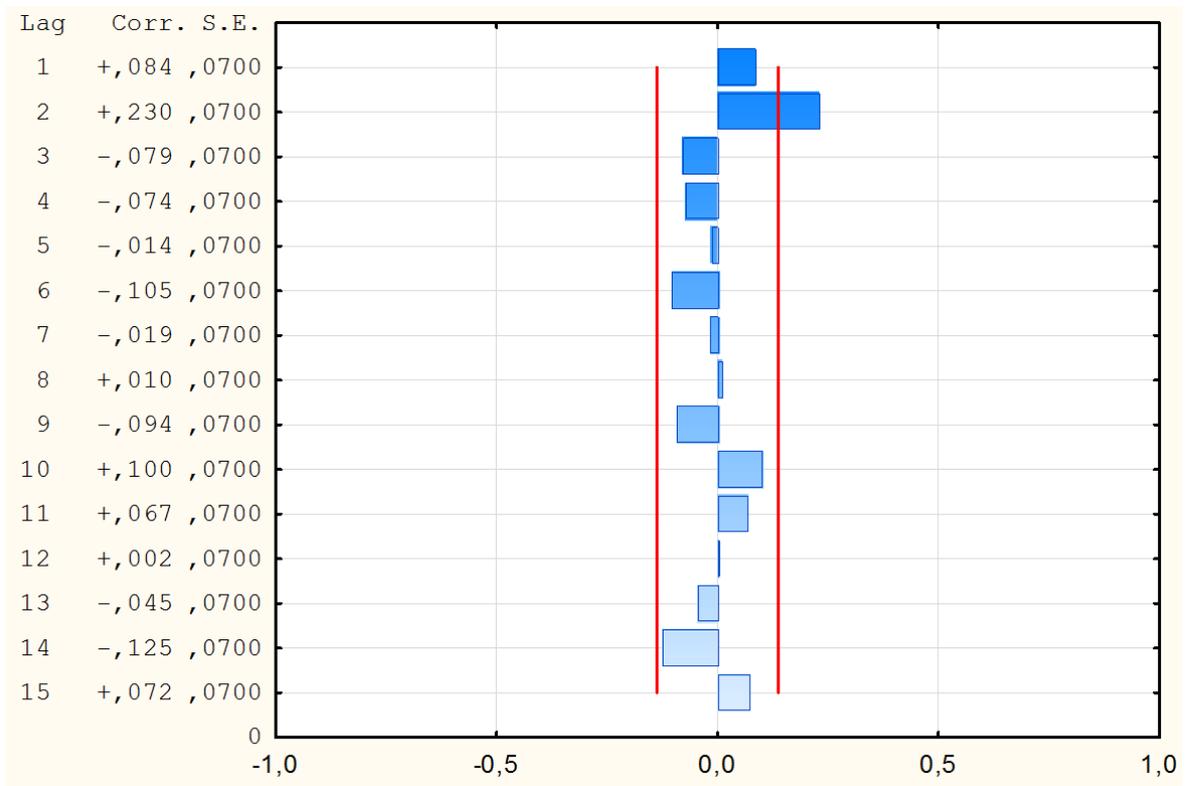


Рис. 3.1.9. Автокорреляционная функция остатков модели $ARMA(1, 1)$

Результаты прогнозирования представлены на рис. 3.1.10 и рис. 3.1.11. Мы видим, что прогноз повторяет реальное движение ряда y_t в обоих случаях, что позволяет считать выбор модели $ARMA(1, 1)$ адекватным.

Проведя оценку параметров по всем имеющимся 204 наблюдениям, получаем следующую модель:

$$x_t = 0,95x_{t-1} + \varepsilon_t - 0,34\varepsilon_{t-1}$$

ИЛИ

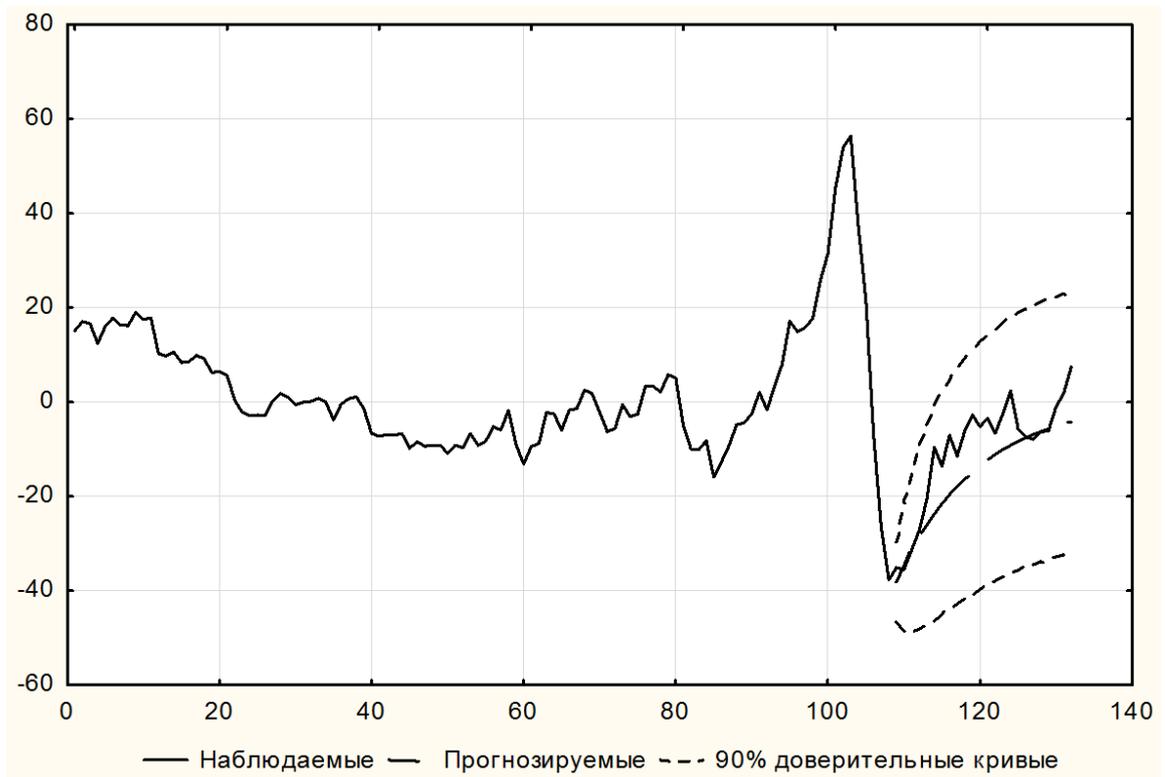


Рис. 3.1.10. Сравнение прогнозируемых и наблюдаемых значений x_t по первым 108 наблюдениям, долл./барр.

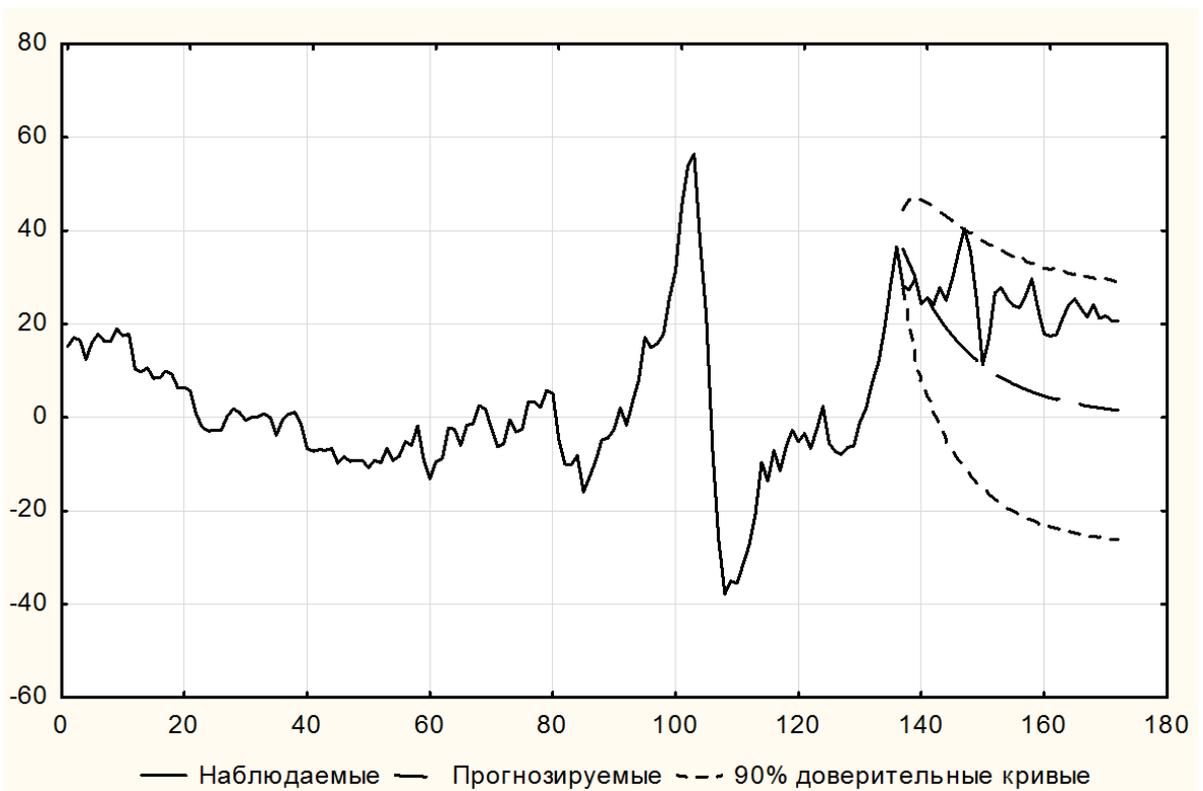


Рис. 3.1.11. Сравнение прогнозируемых и наблюдаемых значений x_t по первым 136 наблюдениям, долл./барр.

$$y_t = \frac{84,24}{1 + 8,28e^{-0,04t}} + 0,95x_{t-1} + \varepsilon_t - 0,34\varepsilon_{t-1}.$$

Результаты прогнозирования цены на нефть по этой модели на 2017 – 2021 гг., представленные на рис. 3.1.12, показывают постепенное восстановление мирового нефтяного рынка после обвала цен 2014 – 2016 гг.

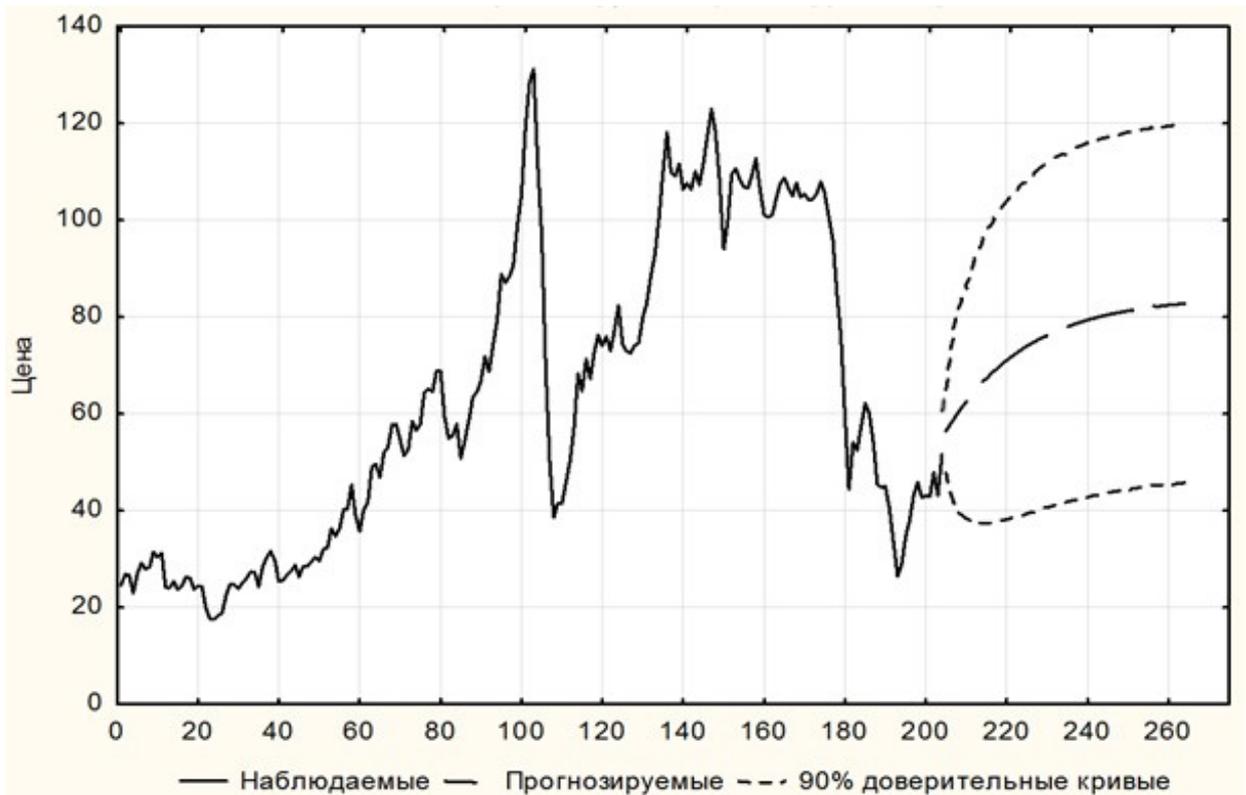


Рис. 3.1.12. Наблюдаемые и прогнозируемые цены барреля нефти на 2017 – 2021 гг., долл./барр.

В своем прогнозировании динамики мировых цен на энергоносители мы опирались только на показатель биржевых котировок без учета воздействия ряда труднопредсказуемых нерыночных, прежде всего внешнеполитических факторов. Боевые действия на Ближнем Востоке в Сирии, Ираке, Йемене, цветные революции в Ливии и Египте и их угроза в ряде других нефтедобывающих государствах, контрабандные поставки нефти ИГИЛ, периодически возникающие демпинговые войны (борьба Саудовской Аравии против сланцевых технологий) и всевозможные эмбарго, разногласия среди стран ОПЕК и др. – все это дестабилизирует энергетический рынок. В силу высокого значения случайной составляющей возникающие форс-мажорные обстоятельства, в т.ч. геополитического и глобализационного

характера, наряду с активным внедрением в производство энерго- и ресурсосберегающих технологий, в частности, альтернативных источников энергии, могут в короткий промежуток времени резко «качнуть нефтяной ценовой маятник» как в сторону повышения, так и понижения¹.

Сложившиеся на современном этапе реалии могут привести к существенным погрешностям в прогнозировании цен на нефть, что затрудняет экономически устойчивое развитие НГК. В определенном смысле цена на нефть в отдельные периоды перестает отражать реальное соотношение спроса и предложения, равно как и оказывать одинаковое влияние на экономику различных экспортирующих стран. Кроме того, с финансовой точки зрения нефтяная отрасль является чрезвычайно «раздутым» сектором, а значит, возрастают спекулятивные риски. Однако это не является основанием полностью отказаться от прогнозирования ценовой нефтяной динамики, поскольку в условиях неопределенности Россия должна быть готова к самым негативным сценариям развития энергетического рынка. Такой подход позволит принимать прагматичные управленческие решения по устойчивому развитию НГК в период обострения конкурентной борьбы в глобальном энергетическом секторе и сильной зависимости российского рубля от мировых цен на нефть.

3.2. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ МЕХАНИЗМА ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Российская Федерация, занимающая лидирующее положение в мире по экспорту углеводородов, постепенно восстанавливает собственные экономические и политические позиции, утраченные после развала СССР. В условиях глобализации положение государства все больше зависит не только от военной мощи, но и от наличия запасов стратегических полезных ископаемых. Е. А. Глинкин отмечает: «Государственная система воспроизводства минерально-сырьевой базы, существовав-

¹ См.: Трофимов С. Е. Эконометрическое моделирование динамического временного ряда цены на нефть / С. Е. Трофимов // Известия ИГЭА. – 2015. – Т. 25. – № 6. – С. 990 – 998.

шая в СССР, была разрушена, а комплекса условий для ее модернизации в рыночных условиях создано не было. В структуре запасов нефти в РФ значительную часть составляют низкокачественные и трудноизвлекаемые запасы, добыча и переработка которых возможна только при высоком уровне цен на энергоносители. Сложившийся рыночный механизм ведения хозяйства без осуществления мер государственного регулирования сферы недропользования не обеспечивает комплексности решения стратегических задач использования минерально-сырьевой базы»¹.

Механизм государственного регулирования НГК претерпел значительные изменения после распада СССР: от полной государственной монополии всего энергетического комплекса в рамках марксистской модели развития экономики страны до создания государственной монополии в газовом секторе в виде ОАО «Газпром» и передачи значительной части активов нефтяной отрасли в руки частного капитала в новейшей российской истории. На современном этапе механизм государственного регулирования отечественного НГК, на наш взгляд, содержит ряд недостатков, которые проявляются в следующем:

- монополизация производства и низкий уровень внутриотраслевой конкуренции;
- научно-техническое и технологическое отставание нефтегазового сектора от уровня нефтедобывающих стран с развитой рыночной экономикой и соответственно более низкий уровень производительности труда;
- низкий коэффициент извлечения углеводородного сырья по сравнению с данным показателем в развитых нефтедобывающих странах;
- высокий уровень лоббирования интересов финансово-промышленных групп, связанных с НГК;
- в отдельных случаях неэффективное инвестирование накопленных нефтегазовых доходов;
- недостаточная гибкость налогового регулирования;
- относительно слабые экологозащитные мероприятия, особенно в районах Сибири и Дальнего Востока и др.

¹ Глинкин Е. А. Государственное регулирование предпринимательской деятельности с использованием концессионного механизма в сфере недропользования: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / Е. А. Глинкин. – М., 2010. – С. 5.

Одной из основных проблем функционирования российского НГК является более низкая нефтеотдача пластов, чем в развитых нефтедобывающих государствах. В настоящее время отечественные компании практически не заинтересованы добывать углеводороды на заключительном этапе истощения месторождений, т.е. для бизнеса гораздо выгоднее «снимать сливки» с действующих месторождений, постоянно разрабатывая при этом новые перспективные участки. В частности, Ю. А. Станкевич отмечает: «Сегодня мы наблюдаем отставание России от таких лидеров нефтяной отрасли, как США и Норвегия, по коэффициенту извлечения нефти. В США этот показатель составляет 43%, в Норвегии – свыше 50%, а в России – около 20%. Только увеличение коэффициента до уровня 43% могло бы дать российским нефтяникам около 4 млрд т извлекаемых запасов традиционной нефти»¹.

Для повышения эффективности разработки месторождений полезных ископаемых в механизм государственного регулирования НГК России, на наш взгляд, следует включить такой инструмент, как ренталис, который успешно используется в нефтедобывающих странах с развитой рыночной структурой, в частности, в Норвегии, США и др. Ренталис представляет собой ежегодный платеж инвестора за пользование единицей площади участка недр, выплачиваемый на определенных условиях собственнику участка, в качестве которого обычно выступает государство, получающее в течение срока действия контракта или договора доход, как правило не зависящий от размеров добытого сырья и рентабельности производства. Так, в США действует дифференцированная система ставок ренталис в зависимости от природно-климатических и естественных условий извлечения углеводородов: чем сложнее условия добычи, тем ниже ставки ренталис и наоборот. При этом средний размер ставок составляет около 10 долл./акр. Данный инструмент государственного регулирования сохраняет за собственником право пользования участком недр и обеспечивает дополнительные поступления в федеральный бюджет². Аналогичная дифференцированная система ставок ренталис существует и в Великобритании.

¹ Станкевич Ю. Частные НК способны изучить участки шельфа, до которых у госкомпаний «не доходят руки» [Электронный ресурс]: Бурение и нефть. – Режим доступа: <http://burneft.ru/main/news/9284> (дата обращения: 7 марта 2016).

² Панчева В. С. Совершенствование налогообложения добычи нефти и газа в России: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.10 / В. С. Панчева. – М., 2015. – С. 29.

В России ренталис, как инструмент государственного регулирования НГК, не применяется. Мы предлагаем внедрить его в практику и рекомендуем методику расчета ренталис для нефтегазовых предприятий, занятых разведкой и разработкой углеводородных запасов. Для этого, на наш взгляд, следует применять регрессивную ставку ренталис до полного промышленного освоения месторождения, которое предполагает выход нефтегазового предприятия на проектную мощность¹. Так, например, по расчетам специалистов, геолого-разведочные работы в Арктике составляют в среднем два года, промысловое обустройство месторождения длится около пяти лет, т.е. промышленная добыча углеводородного сырья возможна только спустя примерно семь лет и достигает своего пика еще через четыре года². Следовательно, в среднем через десять-одиннадцать лет возможно полное освоение нефтегазового месторождения на арктическом шельфе.

Для расчета ренталис мы предлагаем использовать максимальную 100%-ю ставку с момента получения лицензии нефтегазовым предприятием на разработку углеводородного месторождения и до конца его промыслового обустройства. В дальнейшем ставка жестко привязывается к объему извлекаемых углеводородов: с начала промышленной добычи должно происходить ее ежегодное регрессивное снижение обратно пропорционально росту объема извлекаемого сырья. На этапе полного промышленного освоения месторождения ставка ренталис устанавливается на нулевой отметке. Осознание руководством нефтегазовых корпораций, что разработка каждого нового лицензионного участка автоматически приводит к необходимости уплаты дополнительных платежей в течение длительного периода, служит мощным экономическим стимулом повышения нефтеотдачи на уже используемых углеводородных участках, а также способствует ускорению выхода на проектную мощность нефтегазовых месторождений³. При этом обратно пропорциональная зависимость между объемом добываемого углеводородного сырья

¹ Под проектной мощностью месторождения мы понимаем определенную проектом максимально возможную добычу полезных ископаемых установленного качества в единицу времени. Для ее определения требуется независимая внешняя экспертиза.

² См.: Базалева Р. В. Освоение арктического шельфа (Регулирование и налогообложение нефтяных компаний в США, России и Норвегии) / Р. В. Базалева, П. Ф. Казначеев // Экономическая политика. – 2015. – Т. 10. – № 2. – С. 117.

³ См.: Трофимов С. Е. Проблемы совершенствования механизма государственного регулирования нефтегазового комплекса / С. Е. Трофимов // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 11 (ч.4). – С. 992 – 994.

и размером ставки рентайс, на наш взгляд, является оптимальной, так как она не только стимулирует рост эффективности производства в НГК, но и существенно упрощает экономические расчеты.

Кроме того, следует учитывать тот факт, что добыча углеводородов ведется на обширных территориях и акваториях, в различных природно-климатических и естественных условиях, на неодинаковой глубине залегания, а в отношении шельфовых месторождений должны приниматься во внимание также расстояние до береговой линии, ледовая обстановка и другие факторы. Поэтому относительное равенство возможностей функционирования достигается только за счет дифференцированного подхода к добывающим предприятиям.

В связи с этим, в зависимости от условий добычи углеводородного сырья мы предлагаем все предприятия НГК разделить на три группы:

- предприятия, функционирующие на арктическом шельфе и в условиях Крайнего Севера (экстремальные условия добычи);
- предприятия, функционирующие в труднодоступных районах Сибири и Дальнего Востока, а также на континентальном шельфе, не относящемся к арктическому (сложные условия добычи);
- все оставшиеся предприятия (относительно благоприятные условия добычи).

Мы считаем, что нефтегазовые предприятия, желающие добывать углеводородное сырье, в т.ч. в экстремальных условиях, нельзя полностью освободить от уплаты рентайс до выхода месторождений на проектную мощность. В противном случае они будут стремиться «захватить» как можно больше лицензионных участков, разработка которых может быть отложена на многие годы и даже десятилетия.

Принимая во внимание, что отечественные предприятия НГК добывают углеводороды на территории от Каспийского моря до Арктики и от Балтики до Охотского моря, введем в методику расчета рентайс дифференцирующий коэффициент ($K_{\text{диф}}$), который будет носить не фиксированный характер, а иметь определенный вариационный размах в пределах вышеназванных групп¹. Мы предлага-

¹ В диссертации мы не ставим перед собой задачу расчета дифференцированных коэффициентов рентайс в зависимости от условий добычи углеводородного сырья, так как это тема отдельного исследования, которое предполагает не только экономические, но и природно-климатические, геологические и технические обоснования.

ем максимальное значение $K_{\text{диф}}$ устанавливать для нефтегазовых предприятий, осуществляющих свою деятельность в относительно благоприятных условиях добычи, и по мере их усложнения данный коэффициент должен снижаться.

Таким образом, общий размер ренталис для n лицензионных участков составит:

$$\sum_{i=1}^n P_{\text{рент } i} = \sum_{i=1}^n S_i \cdot C_{\text{т рент } i} \cdot K_{\text{диф } i},$$

где $P_{\text{рент } i}$ – величина ренталис i -го лицензионного участка;

S_i – площадь i -го лицензионного участка;

$C_{\text{т рент } i}$ – ставка ренталис i -го лицензионного участка;

$K_{\text{диф } i}$ – дифференцирующий коэффициент i -го лицензионного участка, учитывающий природно-климатические, естественные и другие условия производства;

n – общее количество лицензионных участков.

В целом экономический алгоритм взимания ренталис на отдельно взятом лицензионном участке представлен на рис. 3.2.1.

Согласно данному алгоритму рассмотрим условную ситуацию определения динамики годовых ставок ренталис для нефтегазовой компании. Например, предприятие по итогам аукциона получило в долгосрочную аренду лицензионный участок. Проведенные ранее в пределах данного лицензионного участка геолого-разведочные и научно-исследовательские работы привели к открытию нефтяного месторождения, которое возможно осваивать в промышленных масштабах.

С момента получения государственной лицензии на право пользования участком недр и приобретения статуса недропользователя для нефтегазовой компании наступает обязанность по уплате ренталис по 100%-й ставке ($C_{\text{т рент}}$). После проведения предприятием дополнительных ГРР и уточнения разведанных запасов углеводородов на данном месторождении проектная мощность, в обязательном порядке сертифицируемая государством, составила – $ПМ_i$ тыс. т/год.

Во время проведения ГРР, буровых работ и промышленного обустройства месторождений, предприятие продолжает уплачивать ренталис по 100%-й ставке. Учитывая стимулирующий характер ренталис и регрессивный характер снижения,



Рис. 3.2.1. Экономический алгоритм взимания рента на отдельно взятом лицензионном участке

Источник: составлено автором.

с момента начала добычи нефти до полного промышленного освоения месторождения, годовые ставки рентаис будут изменяться по формуле:

$$Cm_{рент i, j} = Cm_{рент} \cdot K_{диф i} \cdot (ПМ_i - ФД_{i, j}) / ПМ_i,$$

где $Cm_{рент i, j}$ – ставка рентаис i -го нефтегазового месторождения в j -ом году освоения;

$ПМ_i$ – среднегодовая проектная мощность добычи нефти на i -м месторождении;

$ФД_{i, j}$ – фактическая добыча нефти на i -м месторождении в j -м году освоения.

Следовательно, когда предприятие выходит на проектную мощность, т.е. $ПМ_i = ФД_{i, j}$, то $Cm_{рент} = 0$.

Введение регрессивной ставки рентаис в механизм государственного регулирования НГК в России, на наш взгляд, позволит:

- стимулировать ускорение выхода нефтегазовых месторождений на проектную мощность;
- повысить коэффициент нефтеотдачи пластов, способствуя, тем самым, более полному извлечению углеводородов на существующих месторождениях;
- стимулировать научно-технический прогресс, участвовать нефтегазовым предприятиям в новых наукоемких инвестиционных проектах;
- уменьшить коррупционную составляющую, связанную с лоббированием интересов добывающих компаний при получении лицензий на разработку новых месторождений;
- сократить экологическую нагрузку, способствовать более бережному отношению к окружающей среде в районах добычи, особенно к легко ранимой северной природе.
- в течение срока полного промышленного освоения месторождения получать дополнительный источник бюджетных поступлений¹.

¹ Методика расчета дополнительных доходов бюджета от введения рентаис представлена в прил. 8. См.: Трофимов С. Е. Рентаис как инструмент повышения эффективности механизма государственного регулирования нефтегазового комплекса России / С. Е. Трофимов // Экономика. Право. Менеджмент: сборник трудов молодых исследователей БГУ (Электронное издание). – 2016. – № 2. Режим доступа: <http://izdatelstvo.bgu.ru/epm/dl.ashx?id=2913>.

Регулирование НГК в силу его стратегической значимости должно представлять собой единый комплекс мер, которые не подменяют друг друга в государственных структурах, а стимулируют экономически устойчивое развитие России. Это требует согласованности деятельности министерств и ведомств, в первую очередь Министерства энергетики РФ, Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, Министерства транспорта РФ, а также ведущих кредитных организаций. Должно быть устранено дублирование полномочий различных государственных органами в отношении нефтегазового сектора страны.

В НГК России сложился высокий уровень монополизации, базирующийся на лицензионной системе, при которой компания имеет исключительное право на разведку, разработку и добычу углеводородов на территории принадлежащего ей или арендованного перспективного нефтегазоносного участка. На практике вопрос о повышении конкуренции за счет равного доступа компаний к аукционным торгам на разработку и введение в эксплуатацию новых крупных месторождений если и ставится, то часто носит формальный характер. Право на доступ ко всем стратегически значимым участкам, включая континентальный шельф, фактически принадлежит ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть». Правда, нельзя не отметить, что государство изымает большую часть доходов нефтегазовых компаний, превышающую цену отсечения в 15 долл./барр. и в отдельные годы забирало до 85 – 90% их выручки, поступавшей в федеральный бюджет, Резервный фонд и ФНБ¹.

Одним из факторов роста экономики является научно-технический прогресс, а также внедрение современных технологий в добывающий сектор. Содействие стартапам, направленным на модернизацию НГК, обеспечит переход на качественно новый уровень экономического поведения хозяйствующих субъектов. Однако в российском энергетическом производстве значительный удельный вес имеют иностранное оборудование и технологии. В условиях санкционной политики, затронувшей и НГК, часть дорогостоящего оборудования в рамках программы импортозамещения может быть успешно произведена на отечественных

¹ См.: Капканщиков С. Г. Государственное регулирование экономики: учеб. пособие / С. Г. Капканщиков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: КНОРУС, 2013. – С. 256.

предприятиях. Создание и внедрение собственных инновационных технологических решений поможет сократить издержки на геолого-разведочные, буровые и эксплуатационные работы, а прагматичное отношение к допуску иностранных компаний к освоению углеводородных месторождений увеличит выгоду от совместных проектов.

Однако реализация программы импортозамещения не означает полного отказа от любых контактов с иностранным сектором в вопросах, связанных с НГК России. Необходимость инновационных разработок в энергетической сфере заставляет не только изучать передовые зарубежные научно-технические и технологические достижения, но и заниматься, когда это возможно, обменом опытом и анализом мировой практики государственного регулирования НГК. Такой подход поможет повысить эффективность функционирования отечественного топливно-энергетического сектора и войти России в число мировых лидеров по производству оборудования для нефтегазовой промышленности.

Особое внимание в рамках государственного регулирования следует уделять арктическим территориям, обладающим уникальными месторождениями полезных ископаемых. Это касается, прежде всего, нефтегазовых компаний, осуществляющих непосредственно добычу углеводородного сырья, а также развитие инфраструктуры в прибрежных районах: строительство трубопроводов, морских портов, нефтеналивных терминалов и др. Добыча углеводородов в экстремальных природно-климатических условиях – чрезвычайно капиталоемкий процесс, соответственно законодательством должны быть полностью защищены права и интересы инвесторов, предусмотрены финансовые стимулы и налоговые льготы для предприятий с глубокой степенью переработки нефти и газа. По расчетам специалистов, инвестиции в освоение Арктики только на начальном этапе составят свыше 100 млрд долл., основная доля которых – затраты на геолого-разведочные и буровые работы¹. Крупнейшие компании не смогут обойтись без соответствующей финансовой поддержки государства в виде субсидий, льготных кредитов и др.

Финансирование геолого-разведочных работ отдаленных участков шельфа

¹ Добыча нефти и газа на российском шельфе [Электронный ресурс]: ООО «Эр Пи Ай Интернэшнл». – Режим доступа: <http://rus.rpi-research.com/img/AnalitikBull.pdf>. – С. 4 (дата обращения: 18 янв. 2015).

целесообразно полностью возложить на федеральный центр, а не на нефтегазовые компании. Следует также увеличить финансирование арктических научно-исследовательских экспедиций. Это повысит достоверность независимых экспертных оценок нефтегазовых запасов, позволит дать конкретные прогнозы освоения перспективных участков шельфа, показать реальное состояние геологического строения и экосистемы российской части Арктики.

Особенность современного этапа освоения углеводородных месторождений в российской Арктике заключается в крайне незначительном числе пробуренных скважин по сравнению с их количеством в остальных добывающих арктических странах, например в Норвегии. Государственное регулирование на законодательном уровне должно предусматривать возможность проведения наиболее современных способов геолого-разведочных работ, например сейсморазведку 3D – 4D¹, в т.ч., когда это необходимо и экономически выгодно, за счет привлечения высококвалифицированных иностранных специалистов и фирм.

Необходимо учитывать и зарубежный опыт, в частности Норвегии и США, где в первую очередь осваиваются и разрабатываются прибрежные участки шельфа с уже сложившейся инфраструктурой, а государство стимулирует также изучение акваторий независимыми инвесторами. Такой подход оказался прагматичным в силу двух причин. Во-первых, отдельные морские месторождения или нефтегазовые провинции являются продолжением континентальных. Во-вторых, далеко не все пробуренные на шельфе скважины оказываются удачными с промышленной точки зрения. Поэтому результативность геолого-разведочных работ обычно рассчитывается по приросту запасов углеводородов на одну разведочную скважину.

Освоение уникальных природных ресурсов Арктики, которые могут придать новый импульс развитию отечественной экономики, предполагает модернизацию и частичное обновление российского флота, предназначенного для работы в северных широтах. Такой подход ставит вопрос о загрузке на полную мощность

¹ Сейсморазведка 3D – геофизический метод исследования земной коры, заключающийся в создании трехмерной модели месторождения за счет формирования блока параллельных приемных линий. Основным отличием пространственно-временной сейсморазведки 4D служит формирование четырехмерной модели залежей за счет непрерывного сейсмического мониторинга месторождения, в результате которого происходит большее, по сравнению с сейсморазведкой 3D, уплотнение сетки сеймопрофилей.

российских судостроительных предприятий. Следует отметить, что в России буровые суда и оборудование производились, главным образом, для более благоприятных природно-климатических условий, в основном для Каспийского и Балтийского морей. Они малопригодны для Арктики, где их эксплуатация может привести к серьезным экологическим последствиям. Регулирование строительства бурового флота представляет собой координацию государственного заказа по срокам исполнения и финансирования в рамках прогноза дальнейшего роста спроса на продукцию НГК со стороны отечественных и зарубежных потребителей. Увеличение объемов строительства танкеров, буровых судов и платформ должно сопровождаться повышением их технической оснащенности, надежности и долговечности, что практически невозможно без государственной научно-технической и финансовой поддержки.

Масштабные государственные инвестиции в НГК могут резко повысить конкурентные преимущества и энергетическую безопасность России. К тому же в условиях современного экономического кризиса ряд простаивающих или работающих на неполную мощность промышленных предприятий, ранее использовавшихся в других целях, вполне могут быть переориентированы на производство оборудования, предназначенного для освоения минеральных ресурсов российской Арктики и прибрежных территорий континентальной части страны.

Особое внимание следует уделять возможности доступа иностранного капитала к разведке и разработке российских углеводородных месторождений. Это прежде всего касается государственного регулирования соглашений о разделе продукции, к которым необходимо относиться очень осторожно. Мы разделяем прагматичную точку зрения Н. И. Зершиковой, согласно которой нужно постепенно отказываться от соглашений о разделе продукции на Харьягинском нефтяном месторождении и проектах «Сахалин-1» и «Сахалин-2», заменяя их конкретными расчетами за выполненный объем работ¹.

Увеличивающийся спрос на первичную и переработанную продукцию НГК

¹ Международные договоры по данным месторождениям были заключены до вступления в силу федерального закона «О соглашениях о разделе продукции» от 30 дек. 1995 г. № 225-ФЗ. См.: Зершикова Н. И. Особенности применения соглашений о разделе продукции в России / Н. И. Зершикова // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2008. – № 3. – С. 75 – 84.

на мировом рынке фактически сделал углеводороды одним из основных продуктов современного общества. В связи с этим важнейшее значение приобретает формирование нефтегазовых и нефтегазохимических кластеров, базирующихся на передовых технологиях по защите окружающей среды и на высокой рентабельности конечной продукции. Кроме того, инновационность производств в сочетании с повышением эффективности регулирования формирует качественно новую экономику, ориентированную на прорыв в научно-техническом развитии и рост уровня жизни населения.

Современные тенденции российской экономики наглядно показывают, что НГК, являющийся, по мнению некоторых ученых, «дойной коровой» федерального бюджета, в условиях резкого падения цен на энергоносители не в полной мере справляется с запланированными государственными расходами. Их секвестирование в 2014 – 2016 гг. обусловлено не только экономическими мотивами, но и внешнеполитическими факторами. Снижение совокупного спроса на выпускаемую продукцию в 2015 г. оказалось весьма значительным, а индекс промышленного производства в 2015 г. составил 96,6% к уровню 2014 г.¹ Наблюдавшийся в России в начале 2000-х гг. стабильный рост экономики и расходной части бюджета, с которыми связано экономически устойчивое развитие любого государства, происходил преимущественно, за счет экстенсивного увеличения добычи нефти и газа и роста на них мировых цен. В условиях резкого падения мировых котировок на углеводородное сырье – в 2,5 – 4,6 раза к январю 2016 г. по сравнению с 2011 – 2013 гг.², рентабельность экспорта переработанных нефтегазовых ресурсов снизилась пропорционально, что отразилось и на доходной части государственного бюджета.

До сентября 2014 г. внешняя энергетическая конъюнктура позволяла добиваться России роста экономики. Сырьевая модель развития на практике несла в себе определенные преимущества: выполнялись социальные обязательства, постепенно снижались уровни безработицы и инфляции, происходил рост уровня жизни и чистых денежных доходов населения и т.д.

¹ Промышленное производство [Электронный ресурс]: Федеральная служба государственной статистики. – Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial/ (дата обращения: 23 апр. 2016).

² Рассчитано автором по: табл. П7.1, П7.2.

Однако современные реалии диктуют необходимость ускоренной модернизации национальной экономики и ее перехода от ресурсодобывающей модели развития к модели развития державы с энергоиндустриальным и информационным статусом, который позволит значительно повысить производительность труда и эффективность производства в целом, в т.ч. за счет широкого использования энергосберегающих технологий. И хотя, вопреки распространенному убеждению, нефть, как и лес, по мнению В. П. Гаврилова, является возобновляемым ресурсом, «освоение месторождений должно строиться, исходя из научно обоснованного баланса объемов естественной генерации углеводородов и отбора в процессе эксплуатации месторождений»¹. Сложившиеся объемы и темпы добычи углеводородов несопоставимо превышают скорость их восстановления и ведут к постепенному истощению запасов, что в перспективе, безусловно, отразится на величине нефтегазовых доходов.

Создание в России на базе нефтегазовых доходов финансовой подушки безопасности в виде Резервного фонда и ФНБ показало правильность выбранного курса в условиях отрицательной динамики мировых цен на энергоносители в 2014 – 2016 гг. Они позволили перенести этот этап хотя и не безболезненно, но без повторения ошибок прошлого, когда обвальное снижение цены на нефть послужило одной из главных причин развала СССР и дефолта российской экономики 1998 г. При этом, средства Резервного фонда и ФНБ следует эффективно вкладывать в различные производственные и социальные инвестиционные проекты, в первую очередь внутри страны.

Особое внимание в вопросах регулирования развития НГК нужно уделить лицензированию участков углеводородных месторождений. Стратегически значимым направлением является не предоставление как можно большего числа лицензий компаниям, в т.ч. с государственным участием, а получение максимальной выгоды от долгосрочной эксплуатации ресурсов. На практике в отечественной экономической конъюнктуре имеется такой серьезный недостаток, как информа-

¹ Гаврилов В. П. Нефть, газ – возобновляемые ресурсы [Электронный ресурс]: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина / В. П. Гаврилов. – Режим доступа: http://gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyаемy.pdf. – С. 16 (дата обращения: 31 окт. 2015).

ционная несостоятельность: менее крупные нефтегазовые компании на внутреннем рынке не всегда обладают полными сведениями о предпринимаемых правительственных действиях. Несмотря на то, что сроки подачи документов на участие в аукционах, порядок лицензирования и т.п. всегда прописывается в соответствующих нормативных актах, в действительности эти требования в отдельных случаях не соблюдаются. Предпочтение заранее отдается крупнейшим компаниям, что снижает, таким образом, конкуренцию в нефтегазовом секторе.

Глубокая интегрированность НГК в структуру национальной экономики говорит о необходимости качественных изменений на всех уровнях хозяйствования. К ним относится не только модернизация действующих производств, но и обучение рабочих, высококвалифицированных специалистов как инженерно-технического направления, так и управленческого звена компаний и профильных ведомств, решение социальных и экологических проблем и др.

Повышение эффективности функционирования механизма государственного регулирования НГК требует также координации экономических действий стран-экспортеров газа по созданию международного газового картеля наподобие нефтяного картеля ОПЕК. С такой идеей выступили крупнейшие газовые державы – Иран, Россия и Катар, где сосредоточено более половины мировых запасов данного углеводородного сырья. По мнению председателя правления ПАО «Газпром» А. Б. Миллера, основной целью «газового ОПЕК» является «предоставление гарантий миру в поставках газа»¹.

На практике создание международного газового картеля сопровождается определенными сложностями. Во-первых, резкое обострение политической ситуации на Ближнем Востоке, война в Сирии, распространение терроризма группировкой ИГИЛ – все это дестабилизирует нефтегазовый рынок в условиях относительного избытка углеводородного сырья. Во-вторых, транспортировка газа рассчитана на длительный срок и преимущественно по дорогостоящим газопроводам, т.е. существует конкретная привязка к конечному потребителю. Это уменьшает возможность экономического маневра, и здесь Россия имеет многолетний

¹ Журавлева Н. Россия войдет в газовый картель [Электронный ресурс]: Взгляд. – Режим доступа: <http://vz.ru/economy/2008/10/21/221324.html> (дата обращения: 16 нояб. 2015).

негативный украинский «транзитный опыт». В-третьих, противниками создания международного газового картеля как фактора энергетической угрозы странам-потребителям природного газа, прежде всего странам Евросоюза, являются США и альянс НАТО. По их мнению, Иран и Россия, обладающие крупнейшими запасами природного газа, будут диктовать свои условия остальным странам-членам картеля в отношении проведения газовой политики, в первую очередь в вопросах ценообразования.

Таким образом, можно сделать вывод, что именно социально-экономическая и политическая стабильность – определяющие факторы развития нефтегазового сектора в современных условиях. В России, являющейся составной частью глобальной экономики, повышение эффективности государственного регулирования НГК, от которого в значительной мере зависят положительные тенденции его экономически устойчивого развития, а также энергетической безопасности страны, на наш взгляд, должно осуществляться с учетом следующих методических рекомендаций, которые, с определенной долей условности, можно разбить на экономический, институциональный и экологический блоки.

Экономический блок:

- активное изучение передового зарубежного опыта государственного регулирования НГК и внедрение результатов НТП в энергетический сектор экономики;
- научное прогнозирование динамики мировых цен на углеводородное сырье на внешнем рынке и государственное регулирование ценообразования естественных нефтегазовых монополий внутри страны;
- внедрение в механизм государственного регулирования НГК рентаис, способствующего повышению эффективности функционирования нефтегазовых предприятий;
- государственное регулирование строительства шельфового бурового флота, сокращение зависимости от дорогостоящего иностранного оборудования за счет постепенного импортозамещения в отечественном нефтегазовом секторе;
- государственное финансирование геолого-разведочных работ отдаленных участков шельфовых углеводородных месторождений, а также увеличение финан-

сирования арктических научно-исследовательских экспедиций;

- повышение эффективности лицензирования нефтегазовых участков с учетом их долгосрочной эксплуатации;
- финансовое стимулирование предприятий с глубокой степенью переработки нефти и газа и предоставление им налоговых льгот;
- эффективное вложение средств Резервного фонда и ФНБ, создаваемых за счет дополнительных нефтегазовых доходов, в национальные социально-экономические инвестиционные проекты, в т.ч. в нефтегазовой сфере;
- повышение качества подготовки работников НГК страны.

Институциональный блок:

- четкое разграничение государственных полномочий между Министерством энергетики РФ, Министерством природных ресурсов и экологии РФ, Министерством промышленности и торговли РФ, Министерством транспорта РФ, а также ведущими кредитными организациями в целях предотвращения дублирования регулирующих функций в вопросах развития НГК;
- повышение внутриотраслевой конкуренции за счет демонаполизации производства в НГК;
- прагматизм в заключении международных нефтегазовых контрактов, жесткое отстаивание национальных энергетических интересов на международной арене;
- создание промышленных нефтегазовых и нефтегазохимических кластеров;
- активизация работы по созданию странами-экспортерами природного газа международного газового картеля с целью проведения скоординированной газовой политики на внешнем рынке.

Научные открытия, сделанные в нефтегазовой промышленности, могут иметь и внешнеэкономические эффекты, в т.ч. экологического характера. Так, в связи с отсутствием в мировой юридической практике определения правового статуса Арктики большинство экологических положений международно-правовых актов по своей сути являются декларативными и основаны на нормах международного обычая. Существующее жесткое экологическое законодательство в приарктических странах направлено на отстаивание национальных арктических

интересов. Например, в Норвегии ответственность за причинение вреда окружающей среде наступает даже в тех случаях, когда источник загрязнения находится на территории другого государства. Кроме штрафов, размер которых существенно увеличился после мирового финансово-экономического кризиса 2008 – 2009 гг., компания, по вине которой возникла чрезвычайная ситуация, оплачивает все издержки, связанные с ее ликвидацией, а также восстановительные и превентивные мероприятия¹.

Особую актуальность экологический фактор приобретает в связи с необходимостью сокращения выбросов углекислого газа в атмосферу, внедрения новых способов очистки нефти и т.д. Так, современные технологии использования ПНГ позволили отдельным развивающимся странам, например Нигерии, не сжигать его, а создать газораспределительные системы и экспортировать газ в соседние государства. Саудовская Аравия и Алжир за счет нововведений в этой области осуществляют поставку ПНГ на внутренние рынки, существенно увеличивая таким образом доходную часть бюджета своих стран.

Самых высоких показателей использования ПНГ достигли США, Великобритания и Норвегия. Эти государства перерабатывают его для нужд нефтегазохимической промышленности более чем на 90%². Кроме того, в США действует рыночная система экологических взаимоотношений. Законодательством устанавливаются квоты на выбросы вредных веществ: предприятие-загрязнитель, превысившее размер вредных выбросов, обязано купить ее у другого предприятия, недоиспользовавшего свою квоту загрязнения. В России с 1 января 2013 г. законодательством установлено предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания ПНГ в размере не более 5% объема добытого ПНГ³.

¹ Козырь О. Актуальные вопросы ответственности за загрязнение окружающей среды, причиненное в результате недропользования на шельфе [Электронный ресурс]: King & Spalding. Energy Law Exchange / О. Козырь, Дж. Джоузефсон, А. Ротарь. – Режим доступа: <http://www.energylawexchange.com/актуальные-вопросы-ответственности> (дата обращения: 20 июня 2015).

² Скобелина В. П. Мировой опыт государственного регулирования сжигания и выброса попутного нефтяного газа / В. П. Скобелина, О. С. Краснов, И. С. Тремасова // Нефтегазовая геология. Теория и практика (Электронный журнал). – 2011. – Т. 6. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/24_2011.pdf.

³ См.: Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 8 нояб. 2012 г. № 1148 // ИПП «ГАРАНТ».

Поскольку бизнес добровольно практически не заинтересован вкладывать средства в экологозащитные мероприятия, предполагается, что в настоящее время в России охрана окружающей среды в НГК должна в полной мере регулироваться государственными институтами. Они, на наш взгляд, должны контролировать реализацию следующего блока экологозащитных направлений:

- применение жестких экономико-юридических санкций в отношении нефтегазовых предприятий, нарушающих нормативы экологического законодательства;
- установление европейских стандартов безопасности и очистки углеводородного сырья;
- регулирование рационального и эффективного использования попутного нефтяного газа;
- стимулирование руководства нефтегазовых компаний к сокращению выбрасываемых отходов посредством частичного субсидирования экологических проектов, в особенности в арктической зоне¹.

Современный этап развития рыночных отношений в России требует новых подходов к решению проблем государственного регулирования экономики. Это, прежде всего, относится к отраслям, имеющим исключительное значение для отечественного производства, среди которых особое место занимает НГК. На наш взгляд, реализация предложенных направлений не только повысит эффективность функционирования стратегически важного сектора производства, но и придаст дополнительную динамику его экономически устойчивому развитию, а также будет способствовать укреплению энергетической безопасности страны.

¹ См.: Трофимов С. Е. Проблемы совершенствования механизма государственного регулирования нефтегазового комплекса / С. Е. Трофимов // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 11 (ч.4). – С. 994.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современный этап развития рыночных отношений в России, сопровождаемый западной санкционной политикой, вызывает объективную необходимость разработки альтернативных подходов к проблеме государственного регулирования НГК, имеющего исключительное значение для отечественного производства. Несмотря на то, что российская экономика обладает колоссальным потенциалом роста, действующая хозяйственная модель показала свою непригодность при обвальном падении цен на энергоносители, которое произошло в конце 2014 – первой половине 2016 г. Экономически устойчивое развитие стратегически важной отрасли – НГК возможно при эффективном государственном регулировании, стабильности бюджетно-налоговой системы, благоприятном инвестиционном климате и т.д.

На основании проведенного диссертационного исследования получены следующие выводы:

1. Анализ моделей государственного регулирования выявил полную вариативность степени вмешательства государства в экономическую жизнь общества. В диссертации рассмотрены и проанализированы различные подходы к государственному регулированию хозяйственной деятельности, изучены взгляды ведущих ученых по данному вопросу. Отмечается неоднородность результатов идентичной экономической политики применительно к различным странам и историческим этапам. Показаны сравнительные преимущества и недостатки разных моделей государственного регулирования экономики. Обосновано, что выбор между той или иной моделью предопределяется социально-экономическим состоянием общества, менталитетом населения, а также многими другими факторами и может варьироваться от крайней степени дерегулирования различных отраслей до полной государственной монополии производства всех видов продукции. Необходим поиск оптимальных направлений в реализации политики государственного регулирования экономики на основе синтеза отдельных теоретических моделей, поскольку различия между некоторыми из них в современных условиях стали весьма условными.

2. В работе уточнен и дополнен ряд теоретических положений о сущности и механизме государственного регулирования экономики. С позиций государственного управления хозяйственными процессами и системно-функционального подхода предложены авторские определения категорий «государственное регулирование экономики», «методы государственного регулирования», «формы государственного регулирования», «инструменты государственного регулирования» и проведено их разграничение.

3. Изучение необходимых нормативных документов, справочно-информационного материала и научных публикаций позволило выявить специфику отечественного НГК и основные задачи, стоящие перед механизмом его государственного регулирования. В процессе исследования особенностей его функционирования подчеркнута значимость таких централизованных форм и инструментов, как система налогообложения, бюджетное финансирование, в частности субсидирование внутреннего рынка углеводородов, проектное финансирование стратегически значимых энергетических проектов и др.

Определены и исследованы факторы, влияющие на функционирование российского НГК: добыча нефти и природного газа в РФ и мире; разведанные запасы углеводородов по странам; мировые цены на нефть эталонной марки Brent и нефтяной корзины ОПЕК; средние экспортные цены РФ на природный газ; нефтегазовые доходы федерального бюджета РФ; потребление нефти и природного газа в РФ и мире и др. Показаны роль и значение России как одного из крупнейших производителей углеводородного сырья на мировом нефтегазовом рынке. Доказана необходимость усиления государственного регулирования хозяйственной деятельности в условиях спада производства, структурной перестройки российской экономики и ее диверсификации. Обоснованы одни из важнейших экономических функций России, выступающей на мировом нефтегазовом рынке в качестве связующего звена в цепочке прямых логистических поставок углеводородного сырья и гаранта энергетической безопасности Евразийского континента.

4. Раскрыто стратегическое значение разработки нефтегазовых запасов российского арктического шельфа, не только отличающегося экстремальными при-

родно-климатическими условиями, но и обладающего колоссальными запасами углеводородов и других полезных ископаемых. Проанализирована динамика освоения национальных арктических территорий, дана оценка распределения суммарных запасов континентального шельфа в целом по акваториям Российской Федерации и показана структура преобладающих в них углеводородов.

Отмечены возможности отечественной нефтегазовой промышленности осуществлять буровые работы на большей части национальных арктических акваторий, которые относительно слабо изучены по сравнению с другими арктическими государствами. С экономической точки зрения затраты на добычу здесь углеводородного сырья во много раз превышают аналогичные издержки производства, сложившиеся в континентальной части России. Поэтому на современном этапе при существующих ценах на нефть намного рентабельнее вести добычу в континентальной части и работать над удешевлением технологий разведочных и буровых работ на шельфе. Обоснована необходимость в импортозамещении зарубежного оборудования и технологий добычи, позволяющем сократить экономические риски в условиях западной санкционной политики и политической нестабильности. Но это не значит, что следует полностью отказаться от изучения передового зарубежного опыта освоения шельфовых месторождений, прежде всего в северных широтах. Экономическая и особенно научно-техническая самоизоляция могут только усилить отставание России в этой сфере.

Сделан вывод, что с геополитической точки зрения наличие ресурсов арктического шельфа, находящихся под юрисдикцией Российской Федерации, является одним из важнейших конкурентных преимуществ и фактором энергетической безопасности отечественной экономики. Обоснована необходимость жесткого прагматичного отстаивания национальных интересов России в ООН и других международных организациях. В условиях отсутствия официально утвержденных арктических границ между странами и развернувшейся борьбы за обладание арктическими ресурсами, отмечены экономические риски и потенциальные угрозы возникновения разнообразных конфликтов. В силу огромного геоэкономического и политического значения северных акваторий особую актуальность приобретает

вопрос ограничения доступа зарубежных компаний к добыче углеводородных ресурсов в российской Арктике.

5. Исследование механизма государственного регулирования НГК позволило раскрыть его глобализационные аспекты. Через призму энергетической безопасности проанализированы модели функционирования НГК Норвегии, Великобритании, Канады и США, базирующиеся на жестком отстаивании национальных интересов при разработке углеводородных ресурсов, бюджетно-налоговом стимулировании инновационных разработок, благоприятствующих инвестиционной активности, лицензионном прагматизме при проведении геолого-разведочных и буровых работ, возможности привлечения иностранного капитала (за исключением США) в данный сектор экономики. Показано, что в развитых нефтедобывающих странах не только существует эффективное правовое обеспечение функционирования национальных НГК, но и проводится достаточно агрессивная политика в отношении использования шельфовых месторождений, в т.ч. в арктической зоне.

6. Рассмотрены основные факторы, влияющие на ценообразование в нефтяном секторе, показано значение научно обоснованного прогнозирования уровня мировых цен на углеводородное сырье для экономики России. Для проведения эконометрического исследования динамического ряда цены на нефть, рассчитанной по корзине ОПЕК, определена периодическая взаимосвязь рассматриваемых данных по годам с помощью автокорреляционной функции, демонстрирующей зависимость цены на нефть в очередном году от цены за предыдущие годы. Использование аналитической функции позволило смоделировать динамику изучаемого временного ряда. На основании полученных результатов сделан вывод о необходимости применения коротких периодов для составления более достоверного прогноза с помощью построения ARMA-модели. Ее надежность проверена сравнением имеющихся данных, построенных на основании проведенных наблюдений, позволивших определить адекватность использования ARMA-модели (1, 1) для экономического прогнозирования. Это дало возможность показать и научно обосновать тенденцию постепенного восстановления мирового рынка углеводородов и сделать пятилетний прогноз динамики мировых цен на нефть.

7. Выявлены основные недостатки механизма государственного регулирования отечественного НГК: монополизация производства и низкий уровень внутриотраслевой конкуренции; научно-техническое и технологическое отставание нефтегазового сектора от аналогичного сектора нефтедобывающих стран с развитой рыночной экономикой и соответственно более низкий уровень производительности труда; недостаточная гибкость налогового регулирования; низкий коэффициент извлечения углеводородного сырья по сравнению с данным показателем в развитых нефтедобывающих странах; высокий уровень лоббирования интересов финансово-промышленных групп, связанных с НГК; в отдельных случаях неэффективное инвестирование накопленных нефтегазовых доходов; относительная слабость экологозащитных мероприятий, особенно в районах Сибири и Дальнего Востока и др.

8. С целью повышения эффективности функционирования отечественного нефтегазового сектора на основе разработанного экономического алгоритма предложено ввести рентакс до полного промышленного освоения месторождения в качестве дополнительного инструмента государственного регулирования НГК. Его внедрение позволит повысить в России эффективность производства и нефтеотдачу пластов, стимулировать НТП в нефтегазовой сфере, уменьшить экологическую нагрузку в районах добычи, а также заинтересовать предприятия участвовать в новых наукоемких инвестиционных проектах, что будет содействовать экономически устойчивому развитию НГК. Кроме того, это даст возможность уменьшить коррупционную составляющую, связанную с лоббированием интересов добывающих компаний при получении лицензий на разработку новых месторождений.

9. Разработаны методические рекомендации по совершенствованию механизма государственного регулирования НГК России. Их внедрение в хозяйственную практику будет способствовать, по нашему мнению, устранению рассогласованных действий отдельных ведомств и дублирования их полномочий; повышению внутриотраслевой конкуренции посредством демонополизации производства в НГК; осуществлению государственного финансирования геолого-разведочных работ на отдаленных участках шельфовых углеводородных месторождений, а

также строительству шельфового бурового флота; сокращению зависимости от дорогостоящего иностранного оборудования за счет постепенного импортозамещения в отечественном нефтегазовом секторе; повышению эффективности лицензирования нефтегазовых участков с учетом их долгосрочной эксплуатации и др.

Предлагается усилить государственное регулирование НГК в области экологической политики путем установления европейских стандартов безопасности и очистки углеводородного сырья; регулирования рационального и эффективного использования попутного нефтяного газа; применения жестких административных санкций в отношении нефтегазовых предприятий, нарушающих нормы экологического законодательства; стимулирования нефтегазовых компаний к сокращению выбрасываемых отходов за счет частичного субсидирования экологических проектов.

Таким образом, эффективное государственное регулирование НГК становится одним из важнейших направлений совершенствования национальной экономической политики. Практическая реализация разработанных методических рекомендаций по совершенствованию механизма государственного регулирования НГК России придаст дополнительный импульс экономически устойчивому развитию отечественного нефтегазового сектора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конвенция Организации Объединенных Наций по морскому праву (UNCLOS) (заключена в г. Монтего-Бее 12 дек. 1982 г.) [Электронный ресурс]: (с изм. от 23 июля 1994 г.) // СПС «КонсультантПлюс».
2. Бюджетный кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон от 31 июля 1998 г. № 145-ФЗ: (в ред. от 3 июля 2016 г.) // СПС «КонсультантПлюс».
3. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая [Электронный ресурс]: федер. закон от 5 авг. 2000 г. № 117-ФЗ: (в ред. от 3 июля 2016 г.) // СПС «КонсультантПлюс».
4. О континентальном шельфе Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон от 30 нояб. 1995 г. № 187-ФЗ: (в ред. от 2 мая 2015 г.) // СПС «КонсультантПлюс».
5. О недрах [Электронный ресурс]: закон РФ от 21 февр. 1992 г. № 2395-1: (в ред. от 3 июля 2016 г.) // СПС «КонсультантПлюс».
6. Пояснительная записка к проекту Федерального закона «О федеральном бюджете на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов» [Электронный ресурс] // СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 11 дек. 2016).
7. О долгосрочной государственной экономической политике [Электронный ресурс]: указ Президента РФ от 7 мая 2012 г. № 596 // СПС «КонсультантПлюс».
8. Об основных направлениях совершенствования системы государственного управления [Электронный ресурс]: указ Президента РФ от 7 мая 2012 г. № 601 // СПС «КонсультантПлюс».
9. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 г. [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства РФ от 17 нояб. 2008 г. № 1662-р // ИПП «ГАРАНТ».
10. Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 8 нояб. 2012 г. № 1148 // ИПП «ГАРАНТ».

11. О проектировании и строительстве магистрального нефтепровода трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства РФ от 17 апр. 2012 г. № 532-р // ИПП «ГАРАНТ».

12. Стратегия инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 г. [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства РФ от 8 дек. 2011 г. № 2227-р // СПС «КонсультантПлюс».

13. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства РФ от 13 нояб. 2009 г. № 1715-р // СПС «КонсультантПлюс».

14. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. Проект (в ред. от 21 сент. 2016 г.) [Электронный ресурс]: Министерство энергетики РФ. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1920> (дата обращения: 20 нояб. 2016).

15. Заключение Счетной палаты Российской Федерации на отчет об исполнении федерального бюджета за 2015 год № ЗСП – 166/16-09 от 31 авг. 2016 г. [Электронный ресурс]: Счетная палата Российской Федерации. – Режим доступа: <http://ach.gov.ru/activities/audit-of-the-federal-budget/28047/> (дата обращения: 1 окт. 2016).

16. О генеральной схеме развития газовой отрасли на период до 2030 г. [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики РФ от 6 июня 2011 г. № 213 // ИПП «ГАРАНТ».

17. О генеральной схеме развития нефтяной отрасли до 2020 г. [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики РФ от 6 июня 2011 г. № 212 // ИПП «ГАРАНТ».

18. Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов [Электронный ресурс]: приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 1 нояб. 2013 г. № 477 // ИПП «ГАРАНТ».

19. Основные направления единой государственной денежно-кредитной политики на 2017 год и период 2018 и 2019 годов [Электронный ресурс]: Центральный банк Российской Федерации. – Режим доступа: [http://www.cbr.ru/publ/ondkpon_2017\(2018-2019\).pdf](http://www.cbr.ru/publ/ondkpon_2017(2018-2019).pdf) (дата обращения: 20 нояб. 2016).

20. Об утверждении концепции системы планирования выездных налоговых проверок [Электронный ресурс]: приказ ФНС России от 30 мая 2007 г. № ММ-3-

06-333: (в ред. от 10 мая 2012 г.) // СПС «КонсультантПлюс».

21. Государственная программа Иркутской области «Развитие инвестиционной и инновационной деятельности на 2014 – 2020 годы» [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства Иркутской области от 24 окт. 2013 г. № 441-пп. – Режим доступа: <http://www.irk.gov.ru/activity/sessions/budget/Investic%20deyatelnost.pdf> (дата обращения: 6 янв. 2015).

22. Абалкин Л. И. «Капитал» К. Маркса и политическая экономия социализма / Л. И. Абалкин. – М.: Мысль, 1967. – 215 с.

23. Аганбегян А. Г. Интенсификация и эффективность социалистического производства / А. Г. Аганбегян [и др.]. – М.: Наука, 1988. – 407 с.

24. Акции «Газпрома» [Электронный ресурс]: ПАО «Газпром». – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/investors/stock/> (дата обращения: 1 окт. 2015).

25. Алабердеев Р. Р. Налоговая преступность в нефтегазовом комплексе России / Р. Р. Алабердеев // Journal of Economic Regulation (Вопросы регулирования экономики). – 2011. – Т. 2. – № 1. – С. 29 – 46.

26. Алекперов В. Ю. Нефть России: прошлое, настоящее и будущее / В. Ю. Алекперов. – М.: Креативная экономика, 2011. – 432 с.

27. Анненкова А. Остров в нефтяном море / А. Анненкова // Нефть России. – 2009. – № 11. – С. 62 – 65.

28. Базалева Р. В. Освоение арктического шельфа (Регулирование и налогообложение нефтяных компаний в США, России и Норвегии) / Р. В. Базалева, П. Ф. Казначеев // Экономическая политика. – 2015. – Т. 10. – № 2. – С. 110 – 132.

29. Байков Н. М. Организационные структуры Министерства энергетики США и Министерства нефти и энергии Норвегии / Н. М. Байков // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 5. – С. 114 – 118.

30. Байков Н. М. Прогноз развития отраслей ТЭК в мире и по основным регионам до 2030 г. / Н. М. Байков, Р. Н. Гринкевич. – М.: ИМЭМО РАН, 2009. – 82 с.

31. Байкова Э. Р. Опыт изъятия и распределения ренты в зарубежных странах / Э. Р. Байкова // Проблемы современной экономики. – 2010. – № 3. – С. 70 – 74.

32. Бегун Т. В. Устойчивое развитие: определение, концепция и факторы в контексте моногородов / Т. В. Бегун // Экономика, управление, финансы (II): ма-

териалы междунар. заоч. науч. конф., г. Пермь, дек. 2012 г. – Пермь: Меркурий, 2012. – С. 158 – 163.

33. Бензиновые и дизельные цены по странам [Электронный ресурс] // GlobalPetrolPrices.com. – Режим доступа: <http://ru.globalpetrolprices.com/> (дата обращения: 20 янв. 2016).

34. Блауг М. Экономическая мысль в ретроспективе / М. Блауг. – 4-е изд. – М.: Дело Лтд, 1994. – 720 с.

35. Бобылев Ю. Н. Мировой опыт налогообложения добывающей промышленности / Ю. Н. Бобылев. – М.: РАНХиГС, 2013. – 67 с.

36. Бобылев Ю. Н. Налогообложение минерально-сырьевого сектора экономики / Ю. Н. Бобылев, М. Ю. Турунцева. – М.: Ин-т Гайдара, 2010. – 200 с.

37. Богданов В. Л. Что мешает воспроизводству минерально-сырьевой базы нефтяной отрасли / В. Л. Богданов // Бурение и нефть. – 2008. – № 11. – С. 3 – 6.

38. Богданов В. Л. Эффективность устойчивого развития нефтегазовой компании в условиях реформирования ТЭК России: дис. ... д-ра экон. наук: 08.00.05 / В. Л. Богданов. – СПб., 2005. – 327 с.

39. Богоявленский В. И. Изученность и перспективы нефтегазоносности российской и норвежской акваторий Баренцева моря / В. И. Богоявленский // Арктика. Экология и экономика. – 2011. – № 2. – С. 64 – 75.

40. Богоявленский В. И. На пороге арктической эпопеи / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Нефть России. – 2015. – № 4. – С. 25 – 30.

41. Богоявленский В. И. Освоение месторождений нефти и газа в морях Арктики и других акваториях России / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Вестник МГТУ. – 2015. – Т. 18. – № 3. – С. 377 – 385.

42. Богоявленский В. И. Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородов в Циркумарктическом районе / В. И. Богоявленский // Арктика. Экология и экономика. – 2013. – № 2. – С. 62 – 71.

43. Большой экономический словарь / под ред. А. Н. Азрилияна. – 7-е изд., доп. и перераб. – М.: Ин-т новой экономики, 2012. – 1472 с.

44. Брагинский О. Б. Нефтегазовый комплекс мира / О. Б. Брагинский. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2006. – 640 с.

45. Брагинский О. Б. Нефтехимический комплекс мира / О. Б. Брагинский. – М.: Academia, 2009. – 800 с.
46. Брагинский О. Б. Цены на нефть: история, прогноз, влияние на экономику / О. Б. Брагинский // Российский химический журнал – ЖРХО им. Д. И. Менделеева. – 2008. – № 6. – С. 25 – 36.
47. Бушуев В. В. О доктрине энергетической безопасности России / В. В. Бушуев [и др.] // Экономика региона. – 2012. – № 2. – С. 40 – 50.
48. Бушуев В.В. Энергетическая стратегия – 2050: методология, вызовы, возможности / В.В. Бушуев, Н.К. Куричев, А.И. Громов // ЭСКО. Энергетика и промышленность (Электронный журнал). – 2013. – № 6. – Режим доступа: http://esco.co.ua/journal/industry/2013_6/art224.pdf.
49. Вальрас Л. Элементы чистой политической экономии или Теория общественного богатства / Л. Вальрас. – М.: Изограф, 2000. – 448 с.
50. Виноградова О. Отраслевой опыт Канады: разграничение полномочий / О. Виноградова // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 8. – С. 36 – 40.
51. Винокуров М. А. Российская экономика: необходимость модернизации и инновационного развития / М. А. Винокуров, А. П. Суходолов // Известия ИГЭА. – 2009. – № 6. – С. 5 – 13.
52. Волынская Н. А. Экономическая эффективность освоения нефтяных ресурсов: оценка и регулирование / Н. А. Волынская, М. В. Пленкина, А. А. Сильванский. – СПб.: Недра, 2009. – 150 с.
53. Волынская Н. А. Экстенсивное развитие вместо качественного роста / Н. А. Волынская // Нефть России. – 2012. – № 12. – С. 3.
54. Воронов К. В. Евроинтеграция Норвегии: особый курс малой страны / К. В. Воронов. – М.: Прогресс-Традиция, 2008. – 400 с.
55. Воропай Н. И. Энергетическая безопасность: состояние проблемы и опыт исследований / Н. И. Воропай, С. М. Сендеров // Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии. – 2014. – № 2. – С. 18 – 24.
56. Высокое качество нефти месторождения Победа подтверждено лабораторными исследованиями [Электронный ресурс] // ОАО «Роснефть». Режим доступа: http://rosneft.ru/news/news_in_press/29102014.html (дата обращения: 24 нояб. 2014).

57. Гаврилов В. П. Нефть, газ – возобновляемые ресурсы [Электронный ресурс]: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина / В. П. Гаврилов. – Режим доступа: http://gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy.pdf (дата обращения: 31 окт. 2015).

58. Газовый комплекс [Электронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1215> (дата обращения: 20 нояб. 2016).

59. Гайдар Е. Т. Гибель империи. Уроки для современной России / Е. Т. Гайдар. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: РОССПЭН, 2006. – 448 с.

60. Гильмуудинов В.М. «Голландская болезнь» в российской экономике: отраслевые аспекты проявления / В. М. Гильмуудинов // ЭКО. – 2008. – № 12. – С. 17–26.

61. Глазьев С. Ю. Мировой экономический кризис как процесс смены технологических укладов / С. Ю. Глазьев // Вопросы экономики. – 2009. – № 3. – С. 26–39.

62. Глазьев С. Ю. О неотложных мерах по укреплению экономической безопасности России и выводу российской экономики на траекторию опережающего развития. Доклад / С. Ю. Глазьев. – М.: Ин-т экономических стратегий, Русский биографический ин-т, 2015. – 60 с.

63. Глинкин Е. А. Государственное регулирование предпринимательской деятельности с использованием концессионного механизма в сфере недропользования: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / Е. А. Глинкин. – М., 2010. – 177 с.

64. Григоренко Ю. Н. Морская база углеводородного сырья России и перспективы ее освоения / Ю. Н. Григоренко [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика (Электронный журнал). – 2007. – Т. 2. – Режим доступа: <http://www.ngtp.ru/rub/5/003.pdf>.

65. Григоренко Ю. Н. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения / Ю. Н. Григоренко [и др.] // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – Спец. вып.: Минеральные ресурсы российского шельфа. – С. 14–71.

66. Гринберг Р. С. Как переломить складывающиеся негативные макротренды? / Р. С. Гринберг, Д. Е. Сорокин // Российский экономический журнал. – 2014. – № 1. – С. 12–18.

67. Гринберг Р. С. Экономика современной России: состояние, вызовы, перспективы / Р. С. Гринберг // Вестник института экономики РАН. – 2015. – № 1. – С. 10 – 29.
68. Грицов Г. В. Перспективы развития нефтегазового комплекса острова Сахалин / Г. В. Грицов // Проблемы современной экономики. – 2011. – № 4. – С. 308 – 310.
69. Грязнухина В. Р. Развитие нефтегазового комплекса в условиях Севера / В. Р. Грязнухина, Р. Р. Ноговицын. – СПб.: Изд-во Санкт-Петербургского университета управления, 2012. – 218 с.
70. Губин Е. П. Правовые проблемы государственного регулирования рыночной экономики и предпринимательства: дис. ... д-ра юрид. наук: 12.00.03 / Е. П. Губин. – М., 2005. – 431 с.
71. Гурвич Е. Т. Нефтегазовая рента в российской экономике / Е. Т. Гурвич // Вопросы экономики. – 2010. – № 11. – С. 4 – 24.
72. Гэлбрейт Дж. К. Капитализм, социализм, сосуществование (в соавторстве с С. М. Меншиковым) / Дж. К. Гэлбрейт // Новое индустриальное общество. Избранное. – М.: Эксмо, 2008. – С. 1037 – 1189.
73. Гэлбрейт Дж. К. Новое индустриальное общество. Избранное: пер. с англ. / Дж. К. Гэлбрейт. – М.: Эксмо, 2008. – 1200 с.
74. Давыдова Г. В. Влияние жизненного цикла нефтедобывающей отрасли на стратегические альтернативы ее развития / Г. В. Давыдова, О. С. Козлова // Baikal Research Journal (Электронный журнал). – 2016. – Т. 7. – № 5. – Режим доступа: <http://eizvestia.bgu.ru/reader/article.aspx?id=20916>.
75. Данные, применяемые для расчета налога на добычу полезных ископаемых в отношении нефти (в целях применения главы 26 Налогового кодекса РФ) [Электронный ресурс]: СПС «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50642/ (дата обращения: 30 авг. 2016).
76. Дмитриевский А. Н. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов российского шельфа / А. Н. Дмитриевский, М. Д. Белонин // Природа. – 2004. – № 9. – С. 3 – 10.
77. Добряков И. С. Основные направления и методы организационно-эконо-

мических изменений на предприятиях нефтегазовой отрасли / И. С. Добряков // Вестник МГТУ. – 2010. – Т. 13. – № 1. – С. 192 – 198.

78. Добыча нефти и газа на российском шельфе [Электронный ресурс]: ООО «Эр Пи Ай Интернэшнл». – Режим доступа: <http://rus.rpi-research.com/img/AnalitikBull.pdf> (дата обращения: 18 янв. 2015).

79. Дьячкова Е. А. Экономическое регулирование нефтегазовой отрасли в постсоветской России / Е. А. Дьячкова. – М.: ООО «Геоинформарк», 2011. – 238 с.

80. Евстигнеева А. Нефтяная копилка: что представляет собой Резервный фонд РФ [Электронный ресурс]: РосБизнесКонсалтинг. – Режим доступа: <http://top.rbc.ru/economics/25/10/2011/621894/shtml> (дата обращения: 29 окт. 2014).

81. Ергин Д. Гарантировать энергетическую безопасность [Электронный ресурс] / Д. Ергин // Россия в глобальной политике. – 2006. – № 1. – Режим доступа: http://globalaffairs.ru/number/n_6320 (дата обращения: 20 нояб. 2016).

82. Ергин Д. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Д. Ергин. – М.: ДеНово, 1999. – 968 с.

83. Жаркова Е. В. Нефтегазодобывающий комплекс Иркутской области: развитие и проблемы / Е. В. Жаркова // Нефтегазовая геология. Теория и практика (Электронный журнал). – 2016. – Т. 11. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2016.pdf.

84. Жаркова Е. В. Развитие нефтегазодобывающих регионов Сибири и Дальнего Востока: инновации и перспективы / Е. В. Жаркова // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. – 2015. – № 4. – С. 40 – 48.

85. Жизнин С. З. Энергетическая дипломатия России: экономика, политика, практика / С. З. Жизнин. – М.: Ист Брук, 2005. – 638 с.

86. Журавлева Н. Россия войдет в газовый картель [Электронный ресурс]: Взгляд. – Режим доступа: <http://vz.ru/economy/2008/10/21/221324.html> (дата обращения: 16 нояб. 2015).

87. Замятин Л. М. Горби и Мэгги. Записки посла о двух известных политиках – Михаиле Горбачеве и Маргарет Тэтчер / Л. М. Замятин. – М.: ПИК ВИНТИ, 1995. – 184 с.

88. Зерщикова Н. И. Особенности применения соглашений о разделе продук-

ции в России / Н. И. Зерщикова // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2008. – № 3. – С. 75 – 84.

89. Иркутская область в XXI веке: проблемы и ресурсы развития. – Иркутск: Изд-во БГУЭП, 2014. – 422 с.

90. Как избежать ресурсного проклятия / под ред. М. Хамфриса, Д. Д. Сакса, Дж. Ю. Стиглица. – М.: Изд-во ин-та Гайдара, 2011. – 464 с.

91. Капканщиков С. Г. Государственное регулирование экономики: учеб. пособие / С. Г. Капканщиков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: КНОРУС, 2013. – 528 с.

92. Картовенко И. В. Налоговые регуляторы нефтяного сектора в современной экономике: автореф. дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05, 08.00.10 / И. В. Картовенко. – М., 2009. – 26 с.

93. Кейнс Дж. М. Общая теория занятости, процента и денег. Избранное / Дж. М. Кейнс. – М.: Эксмо, 2007. – 960 с.

94. Кидямкин А. А. Формирование стратегии сотрудничества России и Европейского Союза в области транзита природного газа в условиях глобализации мировой энергетики: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.14 / А. А. Кидямкин. – М., 2014. – 161 с.

95. Козлова А. В. Безопасность государства в энергетической сфере / А. В. Козлова // Российская экономика в современных условиях: материалы междунар. науч. конф., Иркутск, 25 марта 2015 г. / отв. ред. В. П. Горев. – Иркутск: Изд-во БГУЭП, 2015. – С. 56 – 62.

96. Козырь О. Актуальные вопросы ответственности за загрязнение окружающей среды, причиненное в результате недропользования на шельфе [Электронный ресурс]: King & Spalding. Energy Law Exchange / О. Козырь, Дж. Джозефсон, А. Ротарь. – Режим доступа: <http://www.energylawexchange.com/актуальные-вопросы-ответственности> (дата обращения: 20 июня 2015).

97. Конопляник А. А. О ценах на нефть и нефтяных деривативах / А. А. Конопляник // Экономические стратегии. – 2009. – № 2. – С. 2 – 9.

98. Конопляник А. А. Пять факторов освоения шельфа / А. А. Конопляник // Нефть России. – 2014. – № 1. – С. 4 – 7.

99. Континентальный шельф России [Электронный ресурс] // ПАО «Газ-

пром». – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shelf/> (дата обращения: 22 нояб. 2014).

100. Конторович А. Э. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации / А. Э. Конторович, Л. В. Эдер // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8 – 17.

101. Конторович А. Э. Пути освоения ресурсов нефти и газа российского сектора Арктики / А. Э. Конторович // Вестник РАН. – 2015. – Т. 85. – № 5 – 6. – С. 420 – 430.

102. Коржубаев А. Г. Газовая промышленность России: международные позиции, организационная и региональная структура / А. Г. Коржубаев, И. А. Соколова, Л. В. Эдер // Бурение и нефть. – 2011. – № 10. – С. 3 – 7.

103. Коржубаев А. Г. Инновационное развитие нефтегазового комплекса России: проблемы, условия, перспективы / А. Г. Коржубаев // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 2. – С. 27 – 33.

104. Коржубаев А. Г. Нефтедобывающая промышленность России / А. Г. Коржубаев, Л. В. Эдер // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3 – 8.

105. Кородюк И. С. Проблемы применения зарубежного опыта в государственном регулировании нефтегазового комплекса России / И. С. Кородюк, С. Е. Трофимов // Известия ИГЭА. – 2015. – Т. 25. – № 1. – С. 103 – 107.

106. Круглов В. В. Основные векторы энергетической стратегии России / В. В. Круглов, Г. Б. Макаренко // Известия Санкт-Петербургского государственного университета экономики и финансов. – 2012. – № 1. – С. 32 – 39.

107. Кудрин А. Л. Влияние доходов от экспорта нефтегазовых ресурсов на денежно-кредитную политику России / А. Л. Кудрин // Вопросы экономики. – 2013. – № 3. – С. 4 – 19.

108. Кудрин А. Л. Стабилизационный фонд: зарубежный и российский опыт / А. Л. Кудрин // Вопросы экономики. – 2006. – № 2. – С. 28 – 45.

109. Кулешов В. В. В какой системе координат оценивать альтернативы освоения углеводородных ресурсов Российской Арктики? / В. В. Кулешов, В. А. Крюков, В. Д. Маршак // ЭКО. – 2013. – № 4. – С. 5 – 25.

110. Кушлин В. И. Государственное регулирование экономики: учебник / В. И. Кушлин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Экономика, 2016. – 495 с.
111. Кушлин В. И. Политика устойчивого развития и преодоление кризиса / В. И. Кушлин // Экономист. – 2012. – № 8. – С. 3 – 11.
112. Лаверов Н. П. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России / Н. П. Лаверов, А. Н. Дмитриевский, В. И. Богоявленский // Арктика. Экология и экономика. – 2011. – № 1. – С. 26 – 37.
113. Ларичкин Ф. Д. Проблемы изучения и освоения минерально-сырьевых ресурсов арктического региона / Ф. Д. Ларичкин, А. М. Фадеев, А. Е. Череповицын // Арктика. Экология и экономика. – 2012. – № 1. – С. 8 – 15.
114. Ларичкин Ф. Д. Проблемы изучения и рационального освоения минерально-сырьевых ресурсов Севера и Арктики / Ф. Д. Ларичкин // Вестник Кольского научного центра РАН. – 2011. – № 4. – С. 15 – 21.
115. Лебедько А. Г. О масштабах государственного участия в управлении нефтегазовым комплексом / А. Г. Лебедько // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 1. – С. 397 – 411.
116. Лобковский Л. И. Арктический мост. Интервью Ю. Медведеву [Электронный ресурс]: Российская газета. – Режим доступа: <http://www.rg.ru/2013/10/30/territoria.html> (дата обращения: 13 апр. 2015).
117. Макарова Г. Н. «Скрытый» инвестиционный кризис в условиях российских реформ / Г. Н. Макарова // Известия ИГЭА (БГУЭП) (Электронный журнал). – 2013. – № 6. – Режим доступа: <http://eizvestia.isea.ru/reader/article.aspx?id=18650>.
118. Макарова Г. Н. «Управленческая» неопределенность в российской экономике / Г. Н. Макарова. – Иркутск: Изд-во БГУЭП, 2010. – 191 с.
119. Маркс К. Капитал. Критика политической экономии. Т. 2. Процесс обращения капитала / К. Маркс. – М.: Политиздат, 1978. – 648 с.
120. Медведев Д. А. Новая реальность: Россия и глобальные вызовы / Д. А. Медведев // Вопросы экономики. – 2015. – № 10. – С. 5 – 29.
121. Медведев Д. А. Социально-экономическое развитие России: обретение новой динамики / Д. А. Медведев // Вопросы экономики. – 2016. – № 10. – С. 5 – 30.
122. Международная практика прогнозирования мировых цен на финансо-

вых рынках (сырье, акции, курсы валют) / под ред. Я. М. Миркина. – М.: ИМЭМО РАН, 2014. – 456 с.

123. Милль Дж. С. Основы политической экономии с некоторыми приложениями к социальной философии / Дж. С. Милль. – М.: Эксмо, 2007. – 1040 с.

124. Минэкономразвития попросило увеличить свои полномочия для регулирования естественных монополий [Электронный ресурс]: ЗАО «Интерфакс». – Режим доступа: <http://www.interfax.ru/business/447579> (дата обращения: 1 июля 2015).

125. Минэнерго РФ до конца года примет решение о целесообразности поддержки проекта ВНК [Электронный ресурс]: Транспорт нефти. Информационно-аналитический портал. – Режим доступа: <http://www.transport-nefti.com/news/2414/> (дата обращения: 30 авг. 2015).

126. Мировая экономическая мысль. Сквозь призму веков: в 5 т. Т. I: От зарри цивилизации до капитализма / отв. ред. Г. Г. Фетисов. – М.: Мысль, 2004. – 714 с.

127. Морские нефтегазовые разработки и рациональное природопользование на шельфе / отв. ред. Г. Г. Матишов. – Ростов-на-Дону: ЮНЦ РАН, 2009. – 500 с.

128. Национальные счета [Электронный ресурс]: Федеральная служба государственной статистики. – Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/accounts/ (дата обращения: 20 янв. 2017).

129. Нефтегазовые месторождения шельфа Сахалина [Электронный ресурс]: СП ООО «Сахалин-Шельф-Сервис». – Режим доступа: <http://www.sssc.ru/shelf/> (дата обращения: 3 июня 2015).

130. Нефтегазовый комплекс: производство, экономика, управление: учебник для вузов / под ред. В.А. Афанасьева, Ю.Н. Липнина. – М.: Экономика, 2014. – 717 с.

131. Нефтяной комплекс [Электронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1209> (дата обращения: 20 нояб. 2016).

132. Никитин Б. А. Нефтегазоносность шельфа Российской Арктики: взгляд в XXI в. / Б.А. Никитин [и др.] // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11-12. – С. 2 – 7.

133. Новак А. В. Зеленый свет – локомотиву экономики / А. В. Новак // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 3 – 5.

134. Новая нефть для старого света [Электронный ресурс] // ПАО «Газпром-нефть». – Режим доступа: http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2014-may/1104850/?sphrase_id=79097/ (дата обращения: 10 янв. 2015).

135. Обзор основных направлений внешнеэкономической деятельности Канады [Электронный ресурс] // Торговое представительство Российской Федерации в Канаде. – Режим доступа: <http://can.ved.gov.ru/information/regulation/> (дата обращения: 6 нояб. 2014).

136. Обзор экономики Норвегии за 2013 год [Электронный ресурс] // Торговое представительство Российской Федерации в Королевстве Норвегия. – Режим доступа: <http://www.rusnorge.com/обзор-экономики-норвегии-за-2013-год> (дата обращения: 1 нояб. 2014).

137. Орешин В. П. Государственное регулирование национальной экономики / В. П. Орешин. – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 1999. – 272 с.

138. Осадчий А. Нефть и газ российского шельфа: оценки и прогнозы / А. Осадчий // Наука и жизнь. – 2006. – № 7. – С. 2 – 7.

139. Основы гармонизации нефтегазохимического комплекса / под ред. И. А. Садчикова. – СПб.: Изд-во СПбГЭУ, 2015. – 191 с.

140. Павленко В. И. Арктическая зона Российской Федерации в системе обеспечения национальных интересов страны / В. И. Павленко // Арктика: экология и экономика. – 2013. – № 4. – С. 16 – 25.

141. Павленко В. И. Регулирование сферы недропользования в приарктических странах (США, Канаде, Норвегии) / В. И. Павленко, Ю. Г. Селюков // Арктика: экология и экономика. – 2013. – № 3. – С. 50 – 57.

142. Пакулина И. С. Государственное регулирование развития социальной сферы: приоритеты и экономические механизмы: монография / И. С. Пакулина. – Орел: Изд-во Орловского филиала РАНХиГС, 2014. – С. 20 – 22.

143. Панчева В. С. Совершенствование налогообложения добычи нефти и газа в России: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.10 / В. С. Панчева. – М., 2015. – 126 с.

144. Папченкова М. Нефтяники рассчитывают добиться снижения налоговой нагрузки из-за падения цены на нефть [Электронный ресурс]: Ведомости. – Режим доступа: <http://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/02/02/novaya-cena-manevra>

(дата обращения: 7 июля 2015).

145. Первые 5 лет «сланцевой революции»: что мы теперь знаем наверняка? / под ред. А. Макарова, Т. Митровой, В. Кулагина. – М.: ИНЭИ РАН, 2012. – 45 с.

146. Переговоры по заморозке нефти: накануне нового раунда [Электронный ресурс]: ТАСС. – Режим доступа: <http://tass.ru/ekonomika/3739307> (дата обращения: 28 окт. 2016).

147. Перегудов С. П. Тэтчер и тэтчеризм / С. П. Перегудов. – М.: Наука, 1996. – 301 с.

148. Письменная Е. Глазьев укажет курс стране [Электронный ресурс]: Ведомости. – Режим доступа: http://www.vedomosti.ru/politics/articles/2013/01/18/glazev_ukazhet_kurs_strane (дата обращения: 30 авг. 2015).

149. Полищук Ю. М. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений / Ю. М. Полищук, И. Г. Яценко. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.

150. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года / А. А. Макаров [и др.]. – М.: ИНЭИ РАН, 2014. – 170 с.

151. Промышленное производство [Электронный ресурс]: Федеральная служба государственной статистики. – Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial/ (дата обращения: 23 апр. 2016).

152. Процентные ставки по операциям банка России [Электронный ресурс]: Центральный банк Российской Федерации. – Режим доступа: http://www.cbr.ru/DKP/print.aspx?file=standart_system/rates_table_14.htm&pid=dkp&sid=ITM_49976 (дата обращения: 23 апр. 2016).

153. Роснефть – Структура акционерного капитала [Электронный ресурс]: ОАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: http://www.rosneft.ru/Investors/structure/share_capital/ (дата обращения: 1 окт. 2015).

154. Российский статистический ежегодник, 2000: стат. сб. / под ред. В. Л. Соколина. – М.: Госкомстат России, 2000. – 644 с.

155. Российский статистический ежегодник, 2003: стат. сб. / под ред. В. Л. Соколина. – М.: Госкомстат России, 2003. – 705 с.

156. РФ сократит добычу нефти в рамках соглашения с ОПЕК [Электронный

ресурс]: Российская газета. – Режим доступа: <https://rg.ru/2016/11/30/rossiia-sokratit-dobychu-nefti-na-300-tysiach-barrelej-v-sutki.html> (дата обращения: 10 дек. 2016).

157. Садчиков И. А. Экономика нефтегазовой отрасли: учеб. пособие / И. А. Садчиков, В. Е. Сомов, В. А. Балучова; под ред. И. А. Садчиков. – СПб.: Химиздат, 2014. – 256 с.

158. Санеев Б. Г. Развитие газового рынка России в долгосрочной перспективе: роль азиатских регионов / Б. Г. Санеев, А. В. Лагерева, В. Н. Ханаева // Газовая промышленность. – 2015. – № 8. – С. 14 – 18.

159. Самаруха В. И. Влияние «Голландской болезни» на развитие промышленности России / В. И. Самаруха // Известия ИГЭА. – 2012. – № 1. – С. 68 – 72.

160. Самаруха В.И. О роли государства в регулировании экономических процессов / В. И. Самаруха // Известия ИГЭА. – 2007. – № 3. – С. 54 – 57.

161. Самуэльсон П. Э. Экономика / П. Э. Самуэльсон, В. Д. Нордхаус. – 15-е изд. – М.: БИНОМ, 1997. – 800 с.

162. Сафонова Т. Ю. Влияние де-эскалаторов по качеству на цену российской нефти / Т. Ю. Сафонова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 4. – С. 29 – 32.

163. Светульников М. Г. Теория государственного регулирования предпринимательскими сетями / М. Г. Светульников. – Ульяновск: Изд. ИП Василькина М. Н., 2011. – 200 с.

164. Селин В. С. Экономические условия и инновационные возможности обеспечения конкурентоспособности месторождений углеводородного сырья арктического шельфа / В. С. Селин, В. А. Цукерман, А. Н. Виноградов. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2008. – 267 с.

165. «Сила Сибири» [Электронный ресурс] // ПАО «Газпром». – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/ukv/> (дата обращения: 10 мая 2015).

166. Симония Н. А. «Революция сланцевого газа»: мифы и реалии / Н. А. Симония // Мировая экономика и международные отношения. – 2013. – № 12. – С. 3 – 13.

167. Симонов К. В. Газовые надежды уходящего года / К. В. Симонов // Нефть России. – 2012. – № 12. – С. 14 – 15.

168. Скобелина В. П. Мировой опыт государственного регулирования сжи-

гания и выброса попутного нефтяного газа / В. П. Скобелина, О. С. Краснов, И. С. Трemasова // Нефтегазовая геология. Теория и практика (Электронный журнал). – 2011. – Т. 6. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/24_2011.pdf.

169. Совокупный объем средств Резервного фонда [Электронный ресурс]: Минфин России. Официальный сайт. – Режим доступа: http://minfin.ru/ru/document/?id_4=27067 (дата обращения: 20 янв. 2017).

170. Совокупный объем средств Фонда национального благосостояния [Электронный ресурс]: Минфин России. Официальный сайт. – Режим доступа: http://minfin.ru/ru/document/?id_4=27068 (дата обращения: 20 янв. 2017).

171. Смит А. Исследование о природе и причинах богатства народов / А. Смит. – М.: Эксмо, 2007. – 960 с.

172. Смольякова Т. Россия может расширить границы за счет Арктики [Электронный ресурс]: Российская газета. – Режим доступа: <http://www.rg.ru/2014/10/29/arktika-site.html> (дата обращения: 25 апр. 2015).

173. Станкевич Ю. Частные НК способны изучить участки шельфа, до которых у госкомпаний «не доходят руки» [Электронный ресурс]: Бурение и нефть. – Режим доступа: <http://burneft.ru/main/news/9284> (дата обращения: 7 марта 2016).

174. Стиглиц Дж. Ю. Экономика государственного сектора / Дж. Ю. Стиглиц. – М.: МГУ: ИНФРА-М, 1997. – 720 с.

175. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом: кризис и перспективы устойчивого развития / под науч. ред. Е. А. Телегиной. – М.: Информ-Знание, 2009. – 399 с.

176. Стрельцов А. А. Венесуэла в системе международных энергетических отношений / А. А. Стрельцов // Проблемы национальной стратегии. – 2011. – № 1. – С. 120 – 139.

177. Стрельцов А. А. Энергетическая политика Канады / А. А. Стрельцов // Проблемы национальной стратегии. – 2012. – № 1. – С. 129 – 148.

178. Суслов В. И. Анализ временных рядов: учебное пособие / В. И. Суслов [и др.]. – Новосибирск: Изд-во Новосибирского государственного ун-та, 2006. – 210 с.

179. Суходолов А. П. Основные положения программы развития промышленности Иркутской области на среднесрочную перспективу / А. П. Суходолов,

А. Ф. Манжигеев // Известия ИГЭА. – 2012. – № 1. – С. 64 – 67.

180. Терешок А. В. Совершенствование налогового регулирования в целях стимулирования развития российской нефтяной отрасли / А. В. Терешок // Государственное управление. Электронный вестник. – 2014. – № 44. – С. 83 – 105.

181. Тихомиров Ю. А. Публично-правовое регулирование: динамика сфер и методов / Ю. А. Тихомиров // Журнал российского права. – 2001. – № 5. – С. 3 – 12.

182. Трофимов С. Е. Глобализационные проблемы мирового нефтегазового рынка / С. Е. Трофимов // Проблемы социально-экономического развития Сибири. – 2015. – № 3. – С. 50 – 55.

183. Трофимов С.Е. Историко-экономические аспекты государственного регулирования экономики / С.Е. Трофимов // Известия ИГЭА (БГУЭП) (Электронный журнал). – 2014. – № 6. Режим доступа: <http://eizvestia.isea.ru/reader/article.aspx?id=19797>.

184. Трофимов С. Е. Нефтегазовый комплекс и его роль в российской и глобальной экономике / С. Е. Трофимов // Проблемы социально-экономического развития Сибири. – 2015. – № 4. – С. 41 – 49.

185. Трофимов С. Е. Проблемы совершенствования механизма государственного регулирования нефтегазового комплекса / С. Е. Трофимов // Экономика и предпринимательство. – 2016. – № 11 (ч. 4). – С. 991 – 994.

186. Трофимов С. Е. Ренталс как инструмент повышения эффективности механизма государственного регулирования нефтегазового комплекса России / С. Е. Трофимов // Экономика. Право. Менеджмент: сборник трудов молодых исследователей БГУ (Электронное издание). – 2016. – № 2. Режим доступа: <http://izdatelstvo.bgu.ru/epm/dl.ashx?id=2913>.

187. Трофимов С. Е. Российский арктический шельф и новые геополитические вызовы / С. Е. Трофимов // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. – 2015. – № 2. – С. 123 – 127.

188. Трофимов С. Е. Эконометрическое моделирование динамического временного ряда цены на нефть / С. Е. Трофимов // Известия ИГЭА. – 2015. – Т.25. – №6. – С. 990 – 998.

189. Тэтчер М. Искусство управления государством: Стратегии для меняю-

щегося мира / М. Тэтчер. – М.: Альпина Паблишер, 2012. – 504 с.

190. Удалов В. В. Цены мирового рынка нефти и их влияние на российскую экономику: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / В. В. Удалов. – М., 2011. – 151 с.

191. Фадеев А. М. Зарубежный опыт освоения углеводородных ресурсов Арктического континентального шельфа / А. М. Фадеев, А. Е. Череповицын, Ф. Д. Ларичкин // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2011. – № 1. – С. 79 – 89.

192. Фадеев А. М. Устойчивое развитие нового добывающего региона при реализации нефтегазовых проектов на шельфе Арктики / А. М. Фадеев, А. Е. Череповицын, Ф. Д. Ларичкин // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2012. – № 1. – С. 27 – 38.

193. Фадеев А. М. Экономические особенности реализации проектов по освоению углеводородных месторождений шельфа / А. М. Фадеев [и др.] // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2010. – Т. 1. – № 3. – С. 61 – 74.

194. Фетисов Г. Г. «Голландская болезнь» в России: макроэкономические и структурные аспекты / Г. Г. Фетисов // Вопросы экономики. – 2006. – № 12. – С. 38 – 53.

195. Фридмен М. Если бы деньги заговорили... / М. Фридмен. – М.: Дело, 1998. – 160 с.

196. Фридмен М. Капитализм и свобода / М. Фридмен. – М.: Новое издательство, 2006. – 240 с.

197. Хайн Н. Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Н. Дж. Хайн. – М.: Олимп-Бизнес, 2010. – 726 с.

198. Ходов Л. Г. Государственное регулирование национальной экономики / Л. Г. Ходов. – М.: Экономистъ, 2005. – 618 с.

199. Цены на нефть, нефтепродукты и газ: Brent Crude Oil (ICE) [Электронный ресурс] // OilCapital.ru – новости о нефти и газе. – Режим доступа: http://www.oilcapital.ru/stat/stat_1/stat_1.shtml (дата обращения: 20 янв. 2015).

200. Череповицын А. Е. Концептуальные подходы к разработке инновационно-ориентированной стратегии развития нефтегазового комплекса / А. Е. Череповицын // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2011. – № 1. – С. 89 – 100.

повицын. – СПб.: СПГГИ, 2008. – 212 с.

201. Череповицын А. Е. Принципы и предпосылки формирования нефтегазового кластера при освоении Штокмановского газоконденсатного месторождения / А. Е. Череповицын, А. Н. Султани // Записки Горного института «Экономические проблемы развития минерально-сырьевого и топливно-энергетического комплексов России». – СПб.: СПГГИ (ТУ), 2011. – Т. 191. – С. 218 – 222.

202. Чукалова С. Н. Государственное регулирование естественных монополий (административно-правовой аспект): дис. ... канд. юрид. наук: 12.00.14 / С. Н. Чукалова. – М., 2013. – 239 с.

203. Шарп У. Ф. Инвестиции / У. Ф. Шарп, Г. Дж. Александер, Дж. В. Бэйли. – М.: ИНФРА-М, 2009. – 1028 с.

204. Шмелев Н. П. В поисках здравого смысла. Двадцать лет российских экономических реформ / Н.П. Шмелев. – М.: Весь мир, 2009. – 514 с.

205. Штокмановский проект [Электронный ресурс] // ПАО «Газпром». – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/shp/> (дата обращения: 13 апр. 2015).

206. Эдер Л. В. Экономика нефтегазового сектора России / Л. В. Эдер, И. В. Филимонова // Вопросы экономики. – 2012. – № 10. – С. 76 – 91.

207. Эконометрика: учебник / И. И. Елисеева [и др.]; под ред. И. И. Елисеевой. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 2008. – 576 с.

208. Экспорт Российской Федерации природного газа за 2000–2016 годы [Электронный ресурс] // Центральный банк Российской Федерации. – Режим доступа: http://www.cbr.ru/statistics/credit_statistics/trade/gas.xls (дата обращения: 23 янв. 2017).

209. Энергетический бюллетень. Последствия низких цен для нефтяной отрасли. – 2015. – № 20. – 31 с.

210. Яковенко Д. Здесь уже ничего не исправишь / Д. Яковенко // Эксперт. – 2014. – № 18–19. – С. 18 – 24.

211. Ясин Е. Г. Функции государства в рыночной экономике / Е. Г. Ясин // Вопросы экономики. – 1997. – № 6. – С. 13 – 22.

212. 100 человек, которые изменили ход истории. Выпуск № 76: Джон Рокфеллер. – М.: Де Агостини, 2009. – 32 с.

213. Arctic oil and gas [Electronic resource] // EY. – Access mode: http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Arctic_oil_and_gas/FILE/Arctic_oil_and_gas.pdf (Address data: 20 Jan. 2015).

214. BP Statistical Review of World Energy. June 2014 // BP Global. – 48 p.

215. BP Statistical Review of World Energy. June 2016 // BP Global. – 48 p.

216. Crude Oil (petroleum); Dated Brent Monthly price – U.S. Dollars per Barrel [Electronic resource] // Index Mundi. – Access mode: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-brent&months=180> (Address data: 23 Jan. 2017).

217. Department of Energy & Climate Change [Electronic resource] // GOV.UK. – Access mode: <http://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change> (Address data: 6 Nov. 2014).

218. Europe Brent Spot Price FOB [Electronic resource] // U.S. Energy Information Administration (EIA). – Access mode: <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RB RTE&f=D> (Address data: 7 May 2015).

219. Federal Debt: Total Public Debt as Percent of Gross Domestic Product [Electronic resource] // Economic Research. Federal Reserve Bank of St. Louis. – Access mode: <https://fred.stlouisfed.org/series/GFDEGDQ188S> (Address data: 20 Jan. 2017).

220. Feldstein M. Inflation, Income Taxes and the Rate of Interest: A Theoretical Analysis / M. Feldstein // *American Economic Review*. – 1976. – Vol. 66. – № 5. – Pp. 809 – 829.

221. Financial audit: Bureau of the Fiscal Service's Fiscal Years 2015 and 2014 Schedules of Federal Debt [Electronic resource] // U.S. Government Accountability Office. – Access mode: <http://www.gao.gov/assets/680/674652.pdf> (Address data: 5 Nov. 2016).

222. Friedman M. Money and Economic Development: The Horowitz Lectures of 1972 / M. Friedman. – New York: Praeger, 1973. – 67 p.

223. Friedman M. The Role of Monetary Policy / M. Friedman // *American Economic Review*. – 1968. – № 58. – Pp. 1 – 17.

224. Friedman M. The Quantity Theory of Money: A Restatement / M. Friedman // *Studies in the Quantity Theory of Money* / In Friedman M. (Ed.). – Chicago: University of Chicago Press, 1956. – Pp. 3 – 21.

225. Krugman P. The Age of Diminished Expectations: U.S. Economic Policy in

the 1990s. / P. Krugman. – 3-rd ed. – MIT Press, Cambridge, Mass., 1997. – 244 p.

226. Laffer A. B. An Equilibrium Rational Macroeconomic Framework / A. B. Laffer // Economic Issues of the Eighties / In Kamrany N. M., Day R. H. (Eds.). – Baltimore: John Hopkins University Press, 1979. – Pp. 44 – 57.

227. Laffer A. B. Monetary Policy and the Balance of Payments / A. B. Laffer // Journal of Money, Credit and Banking. – 1972. – Vol. 4. – № 1. – Pp. 13 – 22.

228. Laffer A. B. The Economics of the Tax Revolt / A. B. Laffer, J. P. Seymour. – San Diego: Harcourt Brace Jovanovich, 1979. – 138 p.

229. Lukas R. E. Expectations and the Neutrality of Money / R. E. Lukas // Journal of Economic Theory. – 1972. – Vol. 4. – № 2. – Pp. 103 – 124.

230. Lukas R. E. Understanding Business Cycles / R.E. Lukas // Studies in Business-Cycle Theory / In Lukas R. E. (Ed.). – Cambridge: MIT Press, 1977. – Pp. 215 – 239.

231. Meadows D. H. The Limits to Growth / D. H. Meadows, D. L. Meadows, J. Randers, W. W. Behrens III. – New York: Universe Books, 1972. – 205 p.

232. Mundell R.A. Monetary Theory: Inflation, Interest and Growth in the World Economy / R.A. Mundell. – Pacific Palisades, California: Goodyear, 1971. – 189 p.

233. Mundell R. A. The Future of the International Financial System / R. A. Mundell // Bretton-Woods revisited / In Acheson A., Chant J., Prachowny M. (Eds.). – Toronto, 1972. – Pp. 91 – 104.

234. Muth J. F. Rational Expectations and the Theory of Price Movements / J. F. Muth // Econometrica. – 1961. – Vol. 29. – № 3. – Pp. 315 – 335.

235. Oil Prices – Urals, Brent & WTI Crude Oil [Electronic resource]: Top Oil News. – Access mode: <http://www.topoilnews.com/> (Address data: 10 Jan. 2016).

236. Oil Properties [Electronic resource] // Environment Canada. – Access mode: <http://www.etc-cte.ec.gc.ca/databases/Oilproperties/> (Address data: 20 Jan. 2015).

237. OPEC Basket Price [Electronic resource] // Organization of the Petroleum Exporting Countries. – Access mode: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm (Address data: 23 Jan. 2017).

238. OPEC Monthly Oil Market Report [Electronic resource] // Organization of the Petroleum Exporting Countries. – Access mode: http://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm (Address data: 28 March 2016).

239. Platts [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.platts.com/> (Address data: 20 Jan. 2016).

240. Price difference between Brent and WTI crude oil narrowing [Electronic resource]: U.S. Energy Information Administration. – Access mode: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11891> (Address data: 10 Jan. 2016).

241. Sargent T. J. Business Cycle Modeling Without Pretending to Have Too Much a Priori Theory / T. J. Sargent, C. A. Sims // *New Methods of Business Cycle Research: Proceedings from a Conference* / In Sims C. A. (Ed.). – Minneapolis: Federal Reserve Bank of Minneapolis, 1977. – Pp. 45 – 109.

242. Sims C. A. A Simple Model for Study of the Determination of the Price Level and the Interaction of Monetary and Fiscal Policy / C. A. Sims // *Journal of Economic Theory*. – 1994. – Vol. 4. – № 3. – Pp. 381 – 399.

243. Sims C.A. Fiscal Aspects of Central Bank Independence [Electronic resource] / C.A. Sims. – Princeton, New Jersey: Princeton University, 2003. – Access mode: <http://sims.princeton.edu/yftp/Munich/CBInd.pdf> (Address data: 5 Jan. 2015).

244. Special report: Russian crude oil exports to the Pacific Basin – ESPO starts flowing. May 2010 [Electronic resource]: Platts.com. – Access mode: <http://www.platts.com/IM.Platts.Content/InsightAnalysis/IndustrySolutionPapers/espoupdate0510.pdf> (Address data: 10 Jan. 2015).

245. Statistics: release calendar [Electronic resource] // GOV.UK. – Access mode: <https://www.gov.uk/government/statistics/announcements> (Address data: 6 Nov. 2014).

246. The World's Biggest Public Companies 2014 [Electronic resource]: Forbes. – Access mode: <http://www.forbes.com/global2000/> (Address data: 15 Dec. 2014).

247. The World's Biggest Public Companies 2016 [Electronic resource]: Forbes. – Access mode: <http://www.forbes.com/global2000/> (Address data: 20 Aug. 2016).

248. World Data Bank: Global Economic Monitor (GEM) Commodities [Electronic resource]: World Bank Group. – Access mode: <http://data.worldbank.org/data-catalog/commodity-price-data> (Address data: 20 Jan. 2016).

Цена на бензин в различных странах на 11 января 2016 г., руб./л

	Страна	Цена бен- зина, руб.		Страна	Цена бен- зина, руб.		Страна	Цена бен- зина, руб.		Страна	Цена бен- зина, руб.		Страна	Цена бен- зина, руб.
1	Венесуэла	1,15	21	США	44,55	56	Монголия	61,15	104	Польша	77,41	155	Уругвай	99,63
2	Ливия	9,87	23	Колумбия	45,81	59	Узбекистан	62,81	105	Камерун	78,31	159	Швейцария	101,77
3	Алжир	14,83	24	Белоруссия	46,43	61	Филиппины	63,22	119	Литва	84,15	160	Германия	102,58
4	Кувейт	15,11	25	Индонезия	46,57	65	Австралия	63,69	121	Венгрия	84,58	162	Бельгия	103,96
5	Саудовская Аравия	16,95	27	Афганистан	47,69	69	Ирак	65,42	122	Латвия	84,99	164	Франция	105,11
6	Катар	19,41	35	Сирия	52,85	75	Бразилия	67,63	124	Чехия	85,76	165	Турция	106,67
7	Туркменистан	20,11	36	Грузия	53,78	78	Китай	68,59	126	Южная Корея	86,36	167	Финляндия	110,41
8	Оман	21,98	37	Азербайджан	53,89	84	Марокко	70,23	128	Сербия	86,65	169	Исландия	111,13
9	Иран	23,64	39	Пакистан	54,45	85	Индия	70,26	131	Бангладеш	87,61	170	Великобритания	111,60
10	Бруней	26,98	43	Египет	56,30	86	Перу	70,92	133	Румыния	88,99	171	Швеция	111,71
11	Бахрейн	29,06	44	Вьетнам	56,35	88	Парагвай	72,16	134	Австрия	89,21	174	Греция	113,18
12	Нигерия	30,38	45	Украина	56,44	89	Япония	72,29	140	Испания	92,71	175	Израиль	113,77
13	Малайзия	31,64	46	ЮАР	57,25	94	Чили	73,91	145	Хорватия	93,70	176	Италия	117,17
14	Казахстан	31,95	48	Мексика	58,26	95	Армения	74,45	146	Кипр	93,95	177	Дания	117,95
15	ОАЭ	32,23	49	Молдавия	59,20	98	Эстония	75,42	147	Куба	95,06	179	Норвегия	121,05
17	Россия	36,42	51	Канада	59,61	99	Аргентина	75,83	148	Новая Зеландия	95,14	180	Нидерланды	125,25
19	Киргизия	38,66	52	Таджикистан	60,65	102	Болгария	76,71	150	Сингапур	95,79	181	Гонконг	135,95

Источник: Цены бензина [Электронный ресурс] // GlobalPetrolPrices.com. – Режим доступа: http://ru.globalpetrolprices.com/gasoline_prices/ (дата обращения: 20 янв. 2016).

Цена на дизельное топливо в различных странах на 11 января 2016 г., руб./л

	Страна	Цена, руб.		Страна	Цена, руб.		Страна	Цена, руб.		Страна	Цена руб.		Страна	Цена, руб.
1	Венесуэла	0,57	21	Россия	34,46	58	Индонезия	52,51	111	Камерун	71,47	149	Зимбабве	86,15
2	Ливия	7,40	22	Филиппины	34,62	60	Нигерия	52,69	113	Эстония	72,16	150	Франция	86,19
3	Алжир	8,99	27	Вьетнам	37,42	64	Индия	53,89	114	Люксембург	72,41	152	Сербия	87,12
4	Иран	11,82	31	Азербайджан	40,42	69	Кения	54,77	115	Южная Корея	72,64	153	Камбоджа	87,81
5	Саудовская Аравия	14,13	33	Сирия	41,64	71	Бразилия	55,41	118	Литва	73,55	154	Португалия	88,39
6	Египет	16,21	35	США	43,76	73	Сингапур	55,82	119	Польша	74,60	157	Уругвай	90,72
7	Бруней	16,31	36	Афганистан	44,51	75	Узбекистан	56,17	121	Латвия	75,16	158	Кипр	91,08
8	Тринидад и Тобаго	17,53	37	Колумбия	44,58	76	Марокко	56,47	124	Болгария	75,54	162	Нидерланды	93,45
9	Эквадор	17,82	38	Чили	45,16	77	Парагвай	56,50	128	Испания	78,93	163	Ирландия	93,69
10	Туркменистан	18,30	41	ЮАР	46,52	79	Монголия	57,14	130	Австрия	80,48	166	Финляндия	94,99
11	Катар	19,41	42	Ирак	47,50	81	Мексика	57,58	134	Венгрия	81,15	167	Гонконг	96,20
12	Бахрейн	21,80	43	Перу	47,78	82	Пакистан	57,69	138	Хорватия	82,28	168	Дания	97,18
13	Казахстан	22,59	44	Белоруссия	48,00	85	Китай	59,96	141	Германия	83,58	172	Италия	100,70
14	Ливан	24,96	47	Украина	48,73	87	Бангладеш	60,18	142	Греция	84,07	174	Исландия	101,90
15	Кувейт	25,57	48	Новая Зеландия	48,83	90	Таджикистан	60,65	143	Чехия	84,19	176	Швейцария	103,65
16	Оман	25,64	49	Йемен	49,23	91	Япония	61,91	144	Турция	84,35	177	Швеция	103,90
17	Малайзия	27,37	51	Грузия	50,82	97	Австралия	63,85	145	Румыния	84,37	178	Норвегия	109,52
18	ОАЭ	32,84	54	Молдавия	51,43	105	Аргентина	69,23	146	Куба	84,87	179	Великобритания	112,45
19	Киргизия	34,01	56	Канада	52,09	108	Армения	70,07	147	Бельгия	85,13	180	Израиль	113,77

Источник: Цены дизельного топлива [Электронный ресурс] // GlobalPetrolPrices.com. – Режим доступа: http://ru.globalpetrolprices.com/diesel_prices/ (дата обращения: 20 янв. 2016).

Цена сжиженного природного газа (СПГ) в различных странах на 11 января 2016 г., руб./л

	Страна	Цена СПГ, руб.		Страна	Цена СПГ, руб.		Страна	Цена СПГ, руб.		Страна	Цена СПГ, руб.		Страна	Цена СПГ, руб.
1	Алжир	5,91	11	Молдавия	32,55	21	Латвия	40,56	31	Чили	46,85	41	Израиль	55,65
2	Казахстан	11,18	12	Босния и Герцеговина	33,42	22	Чехия	40,60	32	Германия	47,05	42	Греция	57,16
3	Россия	17,86	13	Бельгия	33,43	23	Литва	41,10	33	Словакия	47,89	43	Великобритания	57,27
4	Киргизия	19,10	14	Тайвань	33,46	24	Хорватия	41,73	34	Южная Корея	48,49	44	Франция	60,18
5	Белоруссия	24,19	15	Македония	34,27	25	Индия	42,15	35	Италия	49,33	45	Нидерланды	61,48
6	Украина	25,20	16	Люксембург	34,57	26	Эстония	43,95	36	Словения	49,74	46	Турция	62,22
7	Гондурас	28,45	17	Болгария	34,83	27	Сан-Марино	44,39	37	Португалия	52,76	47	Швейцария	63,84
8	Перу	28,83	18	Албания	35,65	28	Румыния	45,51	38	Черногория	53,00	48	Швеция	76,49
9	Канада	29,91	19	Польша	36,46	29	Испания	46,40	39	Австрия	53,82			
10	Доминиканская республика	31,90	20	Австралия	38,66	30	Сербия	46,70	40	Венгрия	54,33			

Источник: Цены СУГ [Электронный ресурс] // GlobalPetrolPrices.com. – Режим доступа: http://ru.globalpetrolprices.com/lpg_prices/ (дата обращения: 20 янв. 2016).

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. КРУПНЕЙШИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОРПОРАЦИИ МИРА
ПО УРОВНЮ КАПИТАЛИЗАЦИИ, МАЙ 2014 – МАЙ 2016 Г., МЛРД ДОЛЛ.

Таблица П2.1

№	Компания	Год	Рыночная капитализация, млрд долл.	Место в рейтинге крупней- ших публичных компаний по уровню капитализации	Выручка, млрд долл.	Прибыль, млрд долл.	Активы, млрд долл.	Основные направления деятельности компании
1	Exxon Mobil (США)	2014	422,3	2	394,0	32,6	346,8	Добыча и перера- ботка нефти и га- за, нефтехимия
		2015	357,1	3	376,2	32,5	349,5	
		2016	363,3	4	236,8	16,2	336,8	
2	Royal Dutch Shell (Нидерланды, Великобритания)	2014	234,1	12	451,4	16,4	357,5	Добыча и перера- ботка нефти и га- за, нефтегазохи- мия
		2015	195,4	28	420,4	14,9	353,1	
		2016	210,0	18	264,9	2,1	340,2	
3	Chevron (США)	2014	227,2	15	211,8	21,4	253,8	Добыча и перера- ботка нефти и природного газа, нефтехимия
		2015	201,0	25	191,8	19,2	266,0	
		2016	192,3	28	129,9	4,6	266,1	
4	Petrochina (Китай)	2014	202,0	20	328,5	21,1	386,9	Добыча и перера- ботка нефти и природного газа, нефтехимия
		2015	334,6	6	333,4	17,4	387,7	
		2016	203,8	22	274,6	5,7	368,7	
5	BHP Billiton (Австралия, Великобритания)	2014	182,3	29	67,7	14,8	151,0	Добыча полезных ископаемых, в т.ч. нефти
		2015	119,5	59	63,1	10,0	146,1	
		2016	80,3	96	30,5	-6,1	118,7	
6	Total (Франция)	2014	149,8	36	227,9	11,2	239,1	Добыча и перера- ботка нефти и природного газа, нефтехимия
		2015	120,2	58	211,4	4,2	229,8	
		2016	121,9	54	143,4	5,0	224,5	
7	BP (Великобритания)	2014	148,8	37	379,2	23,6	305,7	Добыча и перера- ботка нефти и природного газа, нефтехимия, аль- тернативные ис- точники энергии
		2015	120,8	57	352,8	3,5	284,3	
		2016	99,0	73	218,7	-6,5	261,8	
8	Schlumberger (США)	2014	128,0	49	45,4	6,7	67,1	Нефтесервисная компания
		2015	109,8	69	48,6	5,4	66,9	
		2016	111,1	58	31,7	1,6	69,1	

№	Компания	Год	Рыночная капитализация, млрд долл.	Место в рейтинге крупней- ших публичных компаний по уровню капитализации	Выручка, млрд долл.	Прибыль, млрд долл.	Активы, млрд долл.	Основные направления деятельности компании
9	BASF (Германия)	2014	102,3	67	98,2	6,4	88,7	Нефтехимия
		2015	93,5	85	98,6	6,8	90,2	
		2016	73,2	104	78,1	4,4	80,1	
10	Sinopec Group (Китай)	2014	94,7	79	445,3	10,9	228,4	Нефтепереработ- ка, нефтехимия
		2015	121,0	56	427,6	7,7	233,9	
		2016	89,9	82	283,6	5,1	223,7	
11	SABIC (Саудовс- кая Аравия)	2014	94,4	80	50,4	6,7	90,4	Нефтехимия
		2015	64,0	145	50,4	6,2	90,9	
		2016	63,5	128	39,8	5,0	87,4	
12	Eni (Италия)	2014	90,9	83	152,7	6,9	186,6	Добыча и перера- ботка нефти и природного газа, нефтехимия
		2015	64,2	142	145,9	1,8	176,9	
		2016	57,7	152	87,2	-9,8	149,8	
13	Statoil (Норвегия)	2014	89,2	87	105,2	6,8	146,0	Добыча и перера- ботка нефти и га- за, нефтехимия
		2015	58,0	172	95,1	3,5	131,6	
		2016	53,6	165	58,0	-4,6	109,2	
14	ПАО «Газпром» (Россия)	2014	88,8	88	164,6	39,0	397,2	Геологоразведка, добыча, транс- портировка, хра- нение, переработ- ка газа, газового конденсата и неф- ти, тепло- и элект- роэнергетика
		2015	62,5	154	158,0	24,1	356,0	
		2016	57,1	154	102,1	4,9	250,2	
15	Petrobras (Бразилия)	2014	86,8	91	141,2	10,9	319,2	Добыча, перера- ботка и транспор- тировка нефти и природного газа, электроэнергети- ка, альтернатив- ные источники энергии
		2015	44,4	238	143,7	-7,5	298,7	
		2016	42,1	225	96,3	-10,4	227,5	
16	ConocoPhillips (США)	2014	86,3	92	55,6	9,2	118,1	Добыча и перера- ботка нефти и га- за, нефтехимия
		2015	80,5	106	52,0	6,9	116,5	
		2016	59,0	146	29,4	-4,4	97,5	

№	Компания	Год	Рыночная капитализация, млрд долл.	Место в рейтинге крупней- ших публичных компаний по уровню капитализации	Выручка, млрд долл.	Прибыль, млрд долл.	Активы, млрд долл.	Основные направления деятельности компании
17	Ecopetrol (Колумбия)	2014	83,6	97	37,7	7,0	68,5	Добыча и перера- ботка нефти и га- за, нефтехимия, альтернативные источники энергии
		2015	33,6	339	34,4	3,8	59,8	
		2016	20,0	562	18,9	-1,5	38,7	
18	Occidental Petroleum (США)	2014	75,0	112	24,4	5,9	70,9	Добыча и перера- ботка нефти и га- за, нефтехимия
		2015	59,0	169	19,4	0,62	56,3	
		2016	57,9	150	12,6	-7,8	43,4	
19	ПАО «НК «Рос- нефть» (Россия)	2014	70,0	128	142,6	12,8	229,4	Разведка, добыча и переработка нефти, газа и га- зового конденса- та, нефтехимия
		2015	51,1	198	129,0	9,0	150,0	
		2016	51,1	175	80,8	5,8	139,6	
20	CNOOC (Китай)	2014	67,2	131	43,0	10,6	102,7	Добыча и переработка нефти и газа
		2015	64,4	140	44,6	9,8	106,8	
		2016	58,0	149	27,3	3,2	102,3	
21	GDF Suez (Франция)	2014	64,6	137	118,6	-12,3	219,9	Электроэнергети- ка, добыча и транспортировка газа, альтерна- тивные источни- ки энергии
		2015	49,5	205	99,1	3,2	200,0	
		2016	39,0	257	77,5	-5,1	174,5	
22	BG Group (Великобритания) ¹	2014	64,0	139	19,2	2,5	66,0	Добыча и перера- ботка нефти и газа, производство СПГ
		2015	43,5	238	19,3	-1,0	61,8	
23	EOG Resources Inc. (США)	2014	54,1	178	14,5	2,2	30,6	Добыча и перера- ботка нефти и га- за, альтерна- тивные источни- ки энергии
		2015	52,0	193	16,7	2,9	34,8	
		2016	44,5	210	8,7	-4,5	27,0	
24	Enel S.p.A. (Италия)	2014	53,2	180	106,3	4,3	226,2	Электроэнергетика. Компания владеет рядом энергетиче- ских и нефтегазо- вых объектов в РФ
		2015	44,6	236	97,3	0,7	201,6	
		2016	44,6	208	76,4	2,9	179,0	

¹ В 2016 г. BG Group вошла в состав Royal Dutch Shell.

№	Компания	Год	Рыночная капитализация, млрд долл.	Место в рейтинге крупней- ших публичных компаний по уровню капитализации	Выручка, млрд долл.	Прибыль, млрд долл.	Активы, млрд долл.	Основные направления деятельности компании
25	Suncor Energy (Канада)	2014	51,5	188	38,4	3,8	73,7	Добыча и перера- ботка нефти и га- за, нефтехимия
		2015	44,9	229	36,1	2,4	68,8	
		2016	45,2	206	22,8	-1,6	55,8	
26	Reliance Indus- tries Limited (Индия)	2014	50,9	192	72,8	3,8	67,2	Добыча и перера- ботка нефти, нефтехимия
		2015	42,9	253	71,7	3,7	76,6	
		2016	50,6	180	42,2	4,2	96,5	
27	Halliburton (США)	2014	50,7	194	29,4	2,1	29,2	Нефтегазосер- висная компания
		2015	39,0	284	32,9	3,5	32,2	
		2016	35,1	292	23,6	-0,7	36,9	
28	Duke Energy (США)	2014	49,9	198	24,6	2,7	114,8	Электроэнергети- ка, добыча нефти и газа, альтерна- тивные источни- ки энергии
		2015	55,4	180	25,1	1,9	120,7	
		2016	53,1	167	23,4	2,8	121,2	
29	National Grid (Великобритания)	2014	49,6	200	23,4	3,9	83,9	Электроэнергети- ка, поставки газа
		2015	49,0	209	23,9	3,5	84,6	
		2016	51,4	173	24,2	3,3	83,3	
30	LyondellBasell Industries (Нидерланды)	2014	48,2	205	44,1	3,8	27,3	Нефтехимия
		2015	43,4	251	45,6	4,2	24,3	
		2016	38,5	262	32,7	4,5	22,8	
31	ПАО «НК «ЛУ- КОЙЛ»» (Россия)	2014	47,7	208	119,2	7,8	109,4	Добыча и перера- ботка нефти и га- за, нефтехимия, электроэнергетика
		2015	43,5	250	121,4	4,7	111,8	
		2016	36,8	274	90,4	4,8	69,6	
32	Phillips 66 (США)	2014	46,8	213	157,9	3,7	51,0	Добыча и перера- ботка нефти и га- за, нефтегазохи- мия, производ- ство СПГ
		2015	42,6	255	149,8	4,8	48,7	
		2016	46,3	200	85,2	4,2	48,6	

Источник: The World's Biggest Public Companies 2014 [Electronic resource]: Forbes. – Access mode: <http://www.forbes.com/global2000/> (Address data: 13 Dec. 2014). ; The World's Biggest Public Companies 2016 [Electronic resource]: Forbes. – Access mode: <http://www.forbes.com/global2000/> (Address data: 20 Aug. 2016). Официальные сайты компаний.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3. КРУПНЕЙШИЕ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ ПО УРОВНЮ
КАПИТАЛИЗАЦИИ, МАЙ 2014 – МАЙ 2016 Г., МЛРД ДОЛЛ.**

Таблица ПЗ.1

№	Компания	Год	Рыночная капитализация, млрд долл.	Место в рейтинге крупней- ших публичных компаний по уровню капитализации	Выручка, млрд долл.	Прибыль, млрд долл.	Активы, млрд долл.	Основные направления деятельности компании
1	ПАО «Газпром» (Россия)	2014	88,8	88	164,6	39,0	397,2	Геологоразведка, добыча, транс- портировка, хра- нение, переработ- ка газа, газового конденсата и неф- ти, тепло- и элект- роэнергетика
		2015	62,5	154	158,0	24,1	356,0	
		2016	57,1	154	102,1	4,9	250,2	
2	ПАО «НК «Рос- нефть» (Россия)	2014	70,0	128	142,6	12,8	229,4	Разведка, добыча и переработка нефти, газа и га- зового конденса- та, нефтехимия
		2015	51,1	198	129,0	9,0	150,0	
		2016	51,1	175	80,8	5,8	139,6	
3	ПАО «Сбербанк России» (Россия)	2014	51,5	189	56,5	11,4	554,2	Банковское дело
		2015	26,9	463	58,1	7,6	420,0	
		2016	39,2	255	42,6	3,6	374,3	
4	ПАО «НК «ЛУ- КОЙЛ» (Россия)	2014	47,7	208	119,2	7,8	109,4	Добыча и перера- ботка нефти и га- за, нефтехимия, электроэнергетика
		2015	43,5	250	121,4	4,7	111,8	
		2016	36,8	274	90,4	4,8	69,6	
5	ПАО «Новатэк» (Россия)	2014	30,5	351	9,4	3,4	18,2	Разведка, добыча и переработка нефти, газа и га- зового конденса- та, нефтехимия
		2015	26,3	471	9,3	1,0	11,7	
		2016	27,8	373	7,8	1,2	12,1	
6	ПАО «ГМК «Но- рильский ни- кель» (Россия)	2014	26,9	411	11,7	1,2	20,2	Разведка, добыча, обогащение и пе- реработка полез- ных ископаемых, производство драгоценных и цветных метал- лов, электроэнер- гетика
		2015	29,2	411	11,9	1,9	13,1	
		2016	23,2	472	8,5	1,7	13,4	

№	Компания	Год	Рыночная капитализация, млрд долл.	Место в рейтинге крупней- ших публичных компаний по уровню капитализации	Выручка, млрд долл.	Прибыль, млрд долл.	Активы, млрд долл.	Основные направления деятельности компании
7	ОАО «Сургут- нефтегаз» (Россия)	2014	26,5	419	26,9	5,8	68,8	Добыча и перера- ботка нефти и га- за, нефтехимия, электроэнергети- ка, медиа-активы
		2015	24,2	516	26,6	8,8	74,6	
		2016	19,7	573	19,0	20,2	61,5	
8	ПАО «Магнит» (Россия)	2014	22,4	494	18,2	1,1	7,0	Торговая рознич- ная сеть
		2015	20,4	614	19,8	1,2	6,1	
		2016	14,6	773	15,6	1,0	5,6	
9	ПАО «МегаФон» (Россия)	2014	17,1	656	9,3	1,6	13,1	Телекоммуника- ционные техно- логии
		2015	10,8	1 133	8,2	0,95	7,6	
		2016	6,7	1 582	5,1	0,6	6,4	
10	ПАО «Транс- нефть» (Россия)	2014	15,6	720	23,7	5,3	65,9	Транспортировка нефти и нефте- продуктов
		2015	3,6	-	22,0	4,1	56,8	
		2016	20,4	549	13,3	2,3	36,7	
11	ПАО «Банк ВТБ» (Россия)	2014	14,6	774	22,8	2,4	262,0	Банковское дело
		2015	14,6	838	28,4	0,1	203,2	
		2016	14,0	807	22,4	0,0	186,8	
12	ПАО «Уралка- лий» (Россия)	2014	13,1	858	3,3	1,2	12,9	Производство ка- лийных удобре- ний
		2015	-	-	-	-	-	
		2016	-	-	-	-	-	
13	ПАО «Татнефть» (Россия)	2014	13,0	861	14,3	2,4	20,4	Добыча и перера- ботка нефти и га- за, нефтехимия, электроэнергетика
		2015	12,1	1 013	12,3	2,4	12,2	
		2016	11,2	975	9,0	1,6	10,9	
14	ООО «Yandex NV» (Нидерланды)	2014	10,2	1 060	1,2	0,4	2,2	Информационные технологии
		2015	-	-	-	-	-	
		2016	-	-	-	-	-	
15	ООО «Vimpel- Com Ltd» (Нидерланды)	2014	-	-	-	-	-	Телекоммуника- ционные техно- логии
		2015	10,1	1 190	19,6	-0,7	41,0	
		2016	6,7	1 583	9,8	-0,6	33,8	
16	ПАО АФК «Си- стема» (Россия)	2014	9,8	1 100	35,5	2,3	44,4	Телекоммуникаци- онные технологии, транспортировка СПГ, нефтесервис-

№	Компания	Год	Рыночная капитализация, млрд долл.	Место в рейтинге крупней- ших публичных компаний по уровню капитализации	Выручка, млрд долл.	Прибыль, млрд долл.	Активы, млрд долл.	Основные направления деятельности компании
		2015	3,0	-	28,6	-4,1	20,7	ные услуги, элект- роэнергетика, ту- ристический биз- нес, медиа-активы, навигационно-ин- формационные технологии, меди- цина, фармацевти- ка, радиоэлектро- ника, банковское дело, производст- во зерна
		2016	2,7	-	11,6	0,0	17,8	
17	ПАО АК «АЛРОСА» (Россия)	2014	7,8	1 346	5,0	1,0	10,4	Добыча и обра- ботка алмазов, производство бриллиантов
		2015	9,7	1 234	5,4	-0,5	6,5	
		2016	8,3	1 286	3,7	0,5	6,0	
18	ОАО «Mail.Ru Group» (Россия)	2014	7,7	1 362	0,7	1,2	3,2	Инвестиции в ин- тернет-проекты
		2015	4,4	-	0,9	0,84	2,9	
		2016	-	-	-	-	-	
19	ПАО «НЛМК» (Россия)	2014	7,5	1 395	10,9	0,2	16,3	Добыча полезных ископаемых, про- изводство стали, проката и кокса, заготовка ме- таллолома
		2015	8,3	1 425	10,3	0,85	10,4	
		2016	8,3	1 288	8,0	1,0	8,9	
20	ПАО «Ростеле- ком» (Россия)	2014	6,8	1 504	10,0	0,7	16,8	Телекоммуника- ционные и ин- формационные технологии
		2015	4,0	-	7,9	0,99	9,4	
		2016	-	-	-	-	-	
21	ПАО АНК «Баш- нефть» (Россия)	2014	-	-	-	-	-	Добыча и перера- ботка нефти
		2015	-	-	-	-	-	
		2016	6,4	1 648	9,9	0,9	7,1	
22	ПАО «Север- сталь» (Россия)	2014	6,3	1 616	13,3	0,1	14,5	Добыча полезных ископаемых, про- изводство стали, проката, труб, ме- таллопродукции,
		2015	9,7	1 240	10,1	1,6	7,8	

№	Компания	Год	Рыночная капитализация, млрд долл.	Место в рейтинге крупней- ших публичных компаний по уровню капитализации	Выручка, млрд долл.	Прибыль, млрд долл.	Активы, млрд долл.	Основные направления деятельности компании
		2016	10,4	1 061	6,3	0,5	6,0	железной руды и кокса
23	ПАО «РусГидро» (Россия)	2014	6,1	1 662	9,8	0,6	27,9	Электроэнергетика
		2015	3,7	-	8,7	0,7	15,2	
		2016	4,0	-	5,7	0,5	13,1	
24	ПАО «ФосАгро»	2014	-	-	-	-	-	Производство фосфорсодержа- щих удобрений, апатитового кон- центрата, кормо- вых фосфатов, азотных удобре- ний и аммиака
		2015	-	-	-	-	-	
		2016	5,7	1 806	3,1	0,6	3,0	
25	ОАО «РУСАЛ» (Россия)	2014	5,4	1 843	9,8	-3,2	20,6	Добыча бокситов, производство алюминия, глино- земов и фольги, кремния, элект- роэнергетика
		2015	9,5	1 256	9,4	0,3	14,7	
		2016	5,5	1 865	8,7	0,6	11,9	
26	ОАО «X5 Retail Group N.V.» (Россия)	2014	4,5	1 951	16,8	0,3	8,6	Розничная тор- говля
		2015	4,3	-	16,3	0,3	6,0	
		2016	5,5	1 852	13,1	0,2	5,6	
27	ПАО «ФК «От- крытие» (Россия)	2014	3,1	-	3,4	0,4	31,9	Банковское дело
		2015	3,0	-	4,2	0,3	38,4	
		2016	3,1	-	4,9	0,2	46,1	
28	ПАО «Московс- кая биржа ММВБ-РТС» (Россия)	2014	-	-	-	-	-	Биржевой хол- динг
		2015	3,1	-	0,8	0,4	25,4	
		2016	3,7	-	0,8	0,5	24,2	
29	ПАО «ФСК ЕЭС» (Россия)	2014	2,8	-	4,8	-0,2	38,3	Электроэнергетика
		2015	-	-	-	-	-	
		2016	-	-	-	-	-	
30	ПАО «Интер РАО ЕЭС» (Россия)	2014	2,4	-	20,8	-0,7	15,6	Электроэнергетика
		2015	1,8	-	19,2	0,2	9,8	
		2016	2,8	-	13,1	0,4	7,8	

№	Компания	Год	Рыночная капитализация, млрд долл.	Место в рейтинге крупнейших публичных компаний по уровню капитализации	Выручка, млрд долл.	Прибыль, млрд долл.	Активы, млрд долл.	Основные направления деятельности компании
31	ПАО «Россети» (Россия)	2014	2,4	-	21,3	0,6	61,1	Электроэнергетика
		2015	1,7	-	23,4	-3,2	58,4	
		2016	1,6	-	12,5	29,6	1,6	
32	ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» (Россия)	2014	1,8	-	8,4	-0,4	14,4	Добыча полезных ископаемых, производство стали, проката, железной руды, агломерата, чугуна, металлопродукции
		2015	-	-	-	-	-	
		2016	-	-	-	-	-	
33	ПАО «Объединенная авиастроительная корпорация» (Россия)	2014	-	-	-	-	-	Разработка, производство, испытания и сопровождение эксплуатации, гарантийное и сервисное обслуживание авиационной техники гражданского и военного назначения
		2015	1,1	-	6,9	-0,4	20,9	
		2016	-	-	-	-	-	
34	ПАО «Мечел» (Россия)	2014	0,45	-	11,3	-1,7	14,6	Добыча полезных ископаемых, производство коксующегося и энергетического угля, чугуна, стали, прокатов, железорудного концентрата, ферросплавов, электроэнергетика
		2015	0,53	-	8,6	-2,9	11,4	
		2016	-	-	-	-	-	

Источник: The World's Biggest Public Companies 2014 [Electronic resource]: Forbes. – Access mode: <http://www.forbes.com/global2000/> (Address data: 15 Dec. 2014). ; The World's Biggest Public Companies 2016 [Electronic resource]: Forbes. – Access mode: <http://www.forbes.com/global2000/> (Address data: 20 Aug. 2016). Официальные сайты компаний.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 4. СРЕДНИЕ ЭКСПОРТНЫЕ ЦЕНЫ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, ДОЛЛ. / ТЫС. М³**

Таблица П4.1

Год	I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал	Средние экспортные цены за год
2000	72,37	85,51	95,65	96,30	85,84
2001	101,07	105,82	95,58	91,34	98,25
2002	82,18	80,29	87,17	92,98	85,69
2003	100,31	108,11	107,05	107,52	105,51
2004	104,11	103,39	106,59	122,50	109,05
2005	133,00	146,67	148,89	179,23	151,36
2006	204,19	217,49	225,75	219,86	216,00
2007	216,02	222,19	232,12	259,18	233,66
2008	300,02	347,21	395,86	393,84	353,69
2009	310,47	256,31	224,72	238,26	249,27
2010	269,10	257,00	267,73	276,49	268,48
2011	287,39	332,48	356,44	392,42	338,88
2012	342,51	343,90	351,40	356,03	348,33
2013	345,24	344,39	337,98	341,75	342,29
2014	327,29	342,76	293,47	291,58	317,00
2015	265,05	228,87	223,28	196,03	225,62
2016	165,03	147,81	149,47		

Источник: Экспорт Российской Федерации природного газа за 2000 – 2016 годы [Электронный ресурс] // Центральный банк Российской Федерации. – Режим доступа: http://www.cbr.ru/statistics/credit_statistics/trade/gas.xls (дата обращения: 23 янв. 2017).

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. НЕФТЕГАЗОВЫЕ ПРОЕКТЫ ОСТРОВА САХАЛИН

Таблица П5.1

Проект (месторождения проекта)	Запасы	Операторы проекта
«Сахалин-1» (Чайво, Одопту, Аркутун-Даги)	Извлекаемые: 264,2 млн т нефти, 481,5 млрд м ³ газа	Exxon Neftegaz Ltd (Exxon Mobil (США) (30%), Sodeco (Япония) (30%), ПАО «НК «Роснефть» (20%), ONGC (Индия) (20%))
«Сахалин-2» (Пильтун-Астохское, Лунское)	Извлекаемые: 182,4 млн т нефти, 633,6 млрд м ³ газа	Sakhalin Energy Investment Company Ltd (ПАО «Газпром» (50% + 1 акция), Royal Dutch Shell (Нидерланды, Великобритания) (27,5% - 1 акция), Mitsui (Япония) (12,5%), Mitsubishi (Япония) (10%))
«Сахалин-3» (Айяшский блок)	Извлекаемые: 97,0 млн т нефти и газового конденсата, 37,0 млрд м ³ газа	ПАО «Газпром» (100%)
«Сахалин-3» (Венинский блок)	Прогнозные: 88,0 млн т нефти и газового конденсата, 578,0 млрд м ³ газа	ООО «Венинефть» (ПАО «НК «Роснефть» (74,9%), Sinopec Group (Китай) (25,1%))
«Сахалин-3» (Восточно-Одоптинский блок)	Извлекаемые: 70,0 млн т нефти и газового конденсата, 30,0 млрд м ³ газа	ПАО «Газпром» (100%)
«Сахалин-3» (Киринский блок)	Прогнозные: 453,0 млн т нефти и газового конденсата, 720,0 млрд м ³ газа	ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» (ПАО «Газпром» (100%))
«Сахалин-4» (Западно-Шмидтовский блок)	Прогнозные: 235,0 млн т нефти, 396,0 млрд м ³ газа	ПАО «НК «Роснефть» (100%)
«Сахалин-5» (Восточно-Шмидтовский блок)	Прогнозные: 212,0 млн т нефти, 245,0 млрд м ³ газа	ПАО «НК «Роснефть» (51%), ВР (49%)
«Сахалин-5» (Кайганско-Васюканский блок)	Прогнозные: 650,0 млн т нефти, 500,0 млрд м ³ газа	ПАО «НК «Роснефть» (51%), ВР (49%)
«Сахалин-5» (Лопуховский блок)	Прогнозные: 130,0 млн т нефти, 500,0 млрд м ³ газа	В нераспределенном фонде. 2010 г. – отзыв лицензии у ОАО «Газпром».
«Сахалин-6»	Оценочные: 1,1 млрд т у.т.	В нераспределенном фонде. Ранее лицензией на разработку владело ЗАО «Петросах» (Urals Energy (Великобритания) (97%), ОГУП «Сахалинская нефтяная компания» (3%))
«Сахалин-7»	Оценочные: 500 млн т у.т.	В нераспределенном фонде
«Сахалин-8»	Оценочные: 320 млн т у.т.	В нераспределенном фонде
«Сахалин-9»	Оценочные: 295 млн т у.т.	В нераспределенном фонде

Источник: Анненкова А. Остров в нефтяном море / А. Анненкова // Нефть России. – 2009. – № 11. – С. 62 – 65. ; Нефтегазовые месторождения шельфа Сахалина [Электронный ресурс]: СП ООО «Сахалин-Шельф-Сервис». – Режим доступа: <http://www.sssc.ru/shelf/> (Дата обращения: 3 июня 2015). Официальные сайты компаний.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭТАЛОННЫХ И МАРКЕРНЫХ СОРТОВ НЕФТИ

Среди множества классификаций существующих сортов нефти основным в настоящее время является разделение на эталонные и маркерные сорта. Наиболее известными эталонными сортами по качеству нефти, а также при ценообразовании маркерных сортов на мировых торговых биржах в различных регионах мира являются Brent Crude, Dubai Crude и WTI. Цена любого маркерного сорта представляет собой цену эталонного сорта, скорректированную на качественные характеристики продаваемой нефти: в первую очередь плотность API и содержание серы. Эталонными сортами при установлении экспортной цены российской нефти являются Brent Crude и Dubai Crude¹.

Brent – эталонный сорт нефти, добываемый с одноименного месторождения в Северном море. По своим качественным характеристикам и цене близок к West Texas Intermediate (WTI)² и в наибольшей степени соответствует критериям при переработке и производстве нефтепродуктов. Является эталоном при определении цены российских сортов нефти Urals, Siberian Light, Arctic Oil, ESPO, Sokol, CPC. В связи с сокращением объемов добычи и открытием новых месторождений активно обсуждается вопрос о прекращении использования Brent в качестве эталонной марки. Например, на открытом в 2014 г. месторождении Победа на шельфе Карского моря плотность сверхлегкой нефти составила 808 – 814 кг/м³ при содержании серы 0,02%, в то время, как у Brent аналогичные показатели составляют 834 кг/м³ и 0,2 – 1% соответственно³.

Dubai Crude – сорт нефти, добываемый в эмирате Дубай в ОАЭ и служащий эталоном при определении цены ряда сортов нефти стран Персидского залива и

¹ См.: Полищук Ю. М. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений / Ю. М. Полищук, И. Г. Яценко. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с. ; Сафонова Т. Ю. Влияние де-эскалаторов по качеству на цену российской нефти / Т. Ю. Сафонова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 4. – С. 29-32. ; Спейт Д. Анализ нефти. Справочник / Д. Спейт. – М.: Профессия, 2013. – 492 с.

² Price difference between Brent and WTI crude oil narrowing [Electronic resource]: U.S. Energy Information Administration. – Access mode: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11891> (Address data: 10 Jan. 2016).

³ Высокое качество нефти месторождения Победа подтверждено лабораторными исследованиями [Электронный ресурс] // ОАО «Роснефть». – Режим доступа: http://rosneft.ru/news/news_in_press/29102014.html (дата обращения: 24 нояб. 2014).

Азиатско-Тихоокеанского региона, в т.ч. на российские нефти ESPO, Sokol и Vityaz. Плотность – 871 кг/м³, содержание серы – 2%.

Основными международными биржевыми рынками для продажи российской экспортной нефти являются:

- NYMEX (New York Merchandise Exchange) США;
- ICE (Intercontinental Exchange) Великобритания;
- DME (Dubai Mercantile Exchange) ОАЭ;
- SIMEX (Singapore International Monetary Exchange) Сингапур¹.

Выделяется восемь маркерных сортов российской нефти, различных по плотности и содержанию серы: Urals, Siberian Light, Arctic Oil (ARCO), ESPO, REBCO, Sokol, CPC, Vityaz:

Urals – основной сорт российской экспортной нефти. Образуется в системе трубопроводов «Транснефти» за счет смешения тяжелой высокосернистой нефти Урало-Поволжья и легкой малосернистой западно-сибирской нефти Siberian Light. Добыча происходит в Башкортостане, Татарстане и Ханты-Мансийском автономном округе. Urals торгуется с небольшим дисконтом по сравнению с Brent Crude и премией к WTI Crude².

Siberian Light – маркерный сорт экспортной нефти, добываемой в Ханты-Мансийском автономном округе.

Arctic Oil – маркерный сорт высокосернистой экспортной нефти, добываемый на Приразломном месторождении на шельфе Печорского моря.

CPC (КТК) – сорт легкой экспортной смеси, поставляемой в трубопроводной системе «Каспийский трубопроводный консорциум» за счет смешения нефти российских и казахстанских производителей.

ESPO (ВСТО) – экспортная смесь нефти Западной и Восточной Сибири, формируемая и поставляемая по трубопроводу «Восточная Сибирь – Тихий океан».

REBCO – процесс формирования и качественные характеристики соответствуют сорту Urals. Отгрузка происходит через порты Приморск и Усть-Луга.

¹ Сафонова Т. Ю. Влияние де-эскалаторов по качеству на цену российской нефти / Т. Ю. Сафонова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 4. – С. 29.

² Oil Prices – Urals, Brent & WTI Crude Oil [Electronic resource]: Top Oil News. – Access mode: <http://www.topoilnews.com/> (Address data: 10 Jan. 2016).

Sokol – сорт легкой малосернистой нефти, добываемой на проекте «Сахалин-1».

Vityaz – сорт легкой малосернистой нефти, добываемой на проекте «Сахалин-2».

Основные характеристики сортов российской экспортной нефти представлены в табл. Пб.1.

Таблица Пб.1

Основные характеристики маркерных сортов российской экспортной нефти

Маркерный сорт российской экспортной нефти	Плотность, град. API	Плотность нефти, кг/м ³	Содержание серы
Urals	31,1	870 кг/м ³	1,3 – 1,5 %
Siberian Light	37,4	838 кг/м ³	0,5 – 0,6 %
Arctic Oil (ARCO)	31,1	870 кг/м ³	1,5 %
CPC (КТК)	46,0	797 кг/м ³	0,57 %
ESPO (ВСТО)	35,6	847 кг/м ³	0,5 – 0,6 %
REBCO	31,1	870 кг/м ³	1,3 – 1,5 %
Sokol	40,6	822 кг/м ³	0,23 %
Vityaz	38,0	835 кг/м ³	0,18 %

Источник: Новая нефть для старого света [Электронный ресурс] // ОАО «Газпром-нефть». – Режим доступа: http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/arhive/2014-may/1104850/?sphrase_id=79097/ (дата обращения: 10 янв. 2015). ; Сафонова Т. Ю. Влияние де-эскалаторов по качеству на цену российской нефти / Т. Ю. Сафонова // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 4. – С. 30. ; Oil Properties [Electronic resource] // Environment Canada. – Access mode: <http://www.etc-cte.ec.gc.ca/databases/Oilproperties/> (Address data: 20 Jan. 2015). ; Special report: Russian crude oil exports to the Pacific Basin – ESPO starts flowing. May 2010 [Electronic resource]: Platts.com. – Access mode: <https://www.platts.com/IM.Platts.Content/InsightAnalysis/IndustrySolutionPapers/espoupdate0510.pdf> (Address data: 10 Jan. 2015).

Среднемесячные цены на нефть эталонной марки Brent, долл./барр.

	Средне- сячная цена	% к пре- дыдущему месяцу									
Янв. 2000	25,22		Февр. 2002	20,29	4,16 %	Март 2004	33,80	9,49 %	Апр. 2006	70,44	13,16 %
Февр. 2000	27,63	9,56 %	Март 2002	23,69	16,76 %	Апр. 2004	33,36	-1,30 %	Май 2006	70,19	-0,35 %
Март 2000	27,47	-0,58 %	Апр. 2002	25,65	8,27 %	Май 2004	37,92	13,67 %	Июнь 2006	68,86	-1,89 %
Апр. 2000	22,54	-17,95 %	Май 2002	25,43	-0,86 %	Июнь 2004	35,19	-7,20 %	Июль 2006	73,90	7,32 %
Май 2000	27,40	21,56 %	Июнь 2002	24,13	-5,11 %	Июль 2004	38,37	9,04 %	Авг. 2006	73,61	-0,39 %
Июнь 2000	29,68	8,32 %	Июль 2002	25,77	6,80 %	Авг. 2004	43,03	12,14 %	Сент. 2006	62,77	-14,73 %
Июль 2000	28,51	-3,94 %	Авг. 2002	26,63	3,34 %	Сент. 2004	43,38	0,81 %	Окт. 2006	58,38	-6,99 %
Авг. 2000	29,89	4,84 %	Сент. 2002	28,34	6,42 %	Окт. 2004	49,77	14,73 %	Нояб. 2006	58,48	0,17 %
Сент. 2000	32,62	9,13 %	Окт. 2002	27,55	-2,79 %	Нояб. 2004	43,05	-13,50 %	Дек. 2006	62,31	6,55 %
Окт. 2000	30,93	-5,18 %	Нояб. 2002	24,50	-11,07 %	Дек. 2004	39,65	-7,90 %	Янв. 2007	54,30	-12,86 %
Нояб. 2000	32,52	5,14 %	Дек. 2002	28,52	16,41 %	Янв. 2005	44,28	11,68 %	Февр. 2007	57,76	6,37 %
Дек. 2000	25,28	-22,26 %	Янв. 2003	31,29	9,71 %	Февр. 2005	45,56	2,89 %	Март 2007	62,14	7,58 %
Янв. 2001	25,64	1,42 %	Февр. 2003	32,65	4,35 %	Март 2005	53,08	16,51 %	Апр. 2007	67,40	8,46 %
Февр. 2001	27,41	6,90 %	Март 2003	30,34	-7,08 %	Апр. 2005	51,86	-2,30 %	Май 2007	67,48	0,12 %
Март 2001	24,40	-10,98 %	Апр. 2003	25,02	-17,53 %	Май 2005	48,67	-6,15 %	Июнь 2007	71,32	5,69 %
Апр. 2001	25,55	4,71 %	Май 2003	25,81	3,16 %	Июнь 2005	54,31	11,59 %	Июль 2007	77,20	8,24 %
Май 2001	28,45	11,35 %	Июнь 2003	27,55	6,74 %	Июль 2005	57,58	6,02 %	Авг. 2007	70,80	-8,29 %
Июнь 2001	27,72	-2,57 %	Июль 2003	28,40	3,09 %	Авг. 2005	64,09	11,31 %	Сент. 2007	77,13	8,94 %
Июль 2001	24,54	-11,47 %	Авг. 2003	29,83	5,04 %	Сент. 2005	62,98	-1,73 %	Окт. 2007	83,04	7,66 %
Авг. 2001	25,67	4,60 %	Сент. 2003	27,10	-9,15 %	Окт. 2005	58,52	-7,08 %	Нояб. 2007	92,53	11,43 %
Сент. 2001	25,54	-0,51 %	Окт. 2003	29,59	9,19 %	Нояб. 2005	55,53	-5,11 %	Дек. 2007	91,45	-1,17 %
Окт. 2001	20,48	-19,81 %	Нояб. 2003	28,77	-2,77 %	Дек. 2005	56,75	2,20 %	Янв. 2008	91,92	0,51 %
Нояб. 2001	18,94	-7,52 %	Дек. 2003	29,88	3,86 %	Янв. 2006	63,57	12,02 %	Февр. 2008	94,82	3,15 %
Дек. 2001	18,60	-1,80 %	Янв. 2004	31,18	4,35 %	Февр. 2006	59,92	-5,74 %	Март 2008	103,28	8,92 %
Янв. 2002	19,48	4,73 %	Февр. 2004	30,87	-0,99 %	Март 2006	62,25	3,89 %	Апр. 2008	110,44	6,93 %

	Средне- сячная цена	% к пре- дыдущему месяцу									
Май 2008	123,94	12,22 %	Июль 2010	74,74	-0,13 %	Сент. 2012	113,38	0,04 %	Нояб. 2014	78,44	-10,12 %
Июнь 2008	133,05	7,35 %	Авг. 2010	76,69	2,61 %	Окт. 2012	111,97	-1,24 %	Дек. 2014	62,16	-20,75 %
Июль 2008	133,90	0,64 %	Сент. 2010	77,79	1,43 %	Нояб. 2012	109,71	-2,02 %	Янв. 2015	48,42	-22,10 %
Авг. 2008	113,85	-14,97 %	Окт. 2010	82,92	6,59 %	Дек. 2012	109,64	-0,06 %	Февр. 2015	57,93	19,64 %
Сент. 2008	99,06	-12,99 %	Нояб. 2010	85,67	3,32 %	Янв. 2013	112,93	3,00 %	Март 2015	55,79	-3,69 %
Окт. 2008	72,84	-26,47 %	Дек. 2010	91,80	7,16 %	Февр. 2013	116,46	3,13 %	Апр. 2015	59,39	6,45 %
Нояб. 2008	53,24	-26,91 %	Янв. 2011	96,29	4,89 %	Март 2013	109,24	-6,20 %	Май 2015	64,56	8,71 %
Дек. 2008	41,58	-21,90 %	Февр. 2011	103,96	7,97 %	Апр. 2013	102,88	-5,82 %	Июнь 2015	62,35	-3,42%
Янв. 2009	44,86	7,89 %	Март 2011	114,44	10,08 %	Май 2013	103,03	0,15 %	Июль 2015	55,87	-10,39%
Февр. 2009	43,24	-3,61 %	Апр. 2011	123,15	7,61 %	Июнь 2013	103,11	0,08 %	Авг. 2015	46,99	-15,89%
Март 2009	46,84	8,33 %	Май 2011	114,46	-7,06 %	Июль 2013	107,72	4,47 %	Сент. 2015	47,23	0,51%
Апр. 2009	50,85	8,56 %	Июнь 2011	113,76	-0,61 %	Авг. 2013	110,96	3,01 %	Окт. 2015	48,12	1,88%
Май 2009	57,94	13,94 %	Июль 2011	116,46	2,37 %	Сент. 2013	111,62	0,59 %	Нояб. 2015	44,42	-7,69%
Июнь 2009	68,59	18,38 %	Авг. 2011	110,08	-5,48 %	Окт. 2013	109,48	-1,92 %	Дек. 2015	37,72	-15,08%
Июль 2009	64,92	-5,35 %	Сент. 2011	110,88	0,73 %	Нояб. 2013	108,08	-1,28 %	Янв. 2016	30,80	-18,35%
Авг. 2009	72,50	11,68 %	Окт. 2011	109,47	-1,27 %	Дек. 2013	110,63	2,36 %	Февр. 2016	33,20	7,79%
Сент. 2009	67,69	-6,63 %	Нояб. 2011	110,50	0,94 %	Янв. 2014	107,57	-2,77 %	Март 2016	39,07	17,68%
Окт. 2009	73,19	8,13 %	Дек. 2011	107,97	-2,29 %	Февр. 2014	108,81	1,15 %	Апр. 2016	42,25	8,14%
Нояб. 2009	77,04	5,26 %	Янв. 2012	110,99	2,80 %	Март 2014	107,41	-1,29 %	Май 2016	47,13	11,55%
Дек. 2009	74,67	-3,08 %	Февр. 2012	119,70	7,85 %	Апр. 2014	107,88	0,44 %	Июнь 2016	48,48	2,86%
Янв. 2010	76,37	2,28 %	Март 2012	124,93	4,37 %	Май 2014	109,68	1,67 %	Июль 2016	45,07	-7,03%
Февр. 2010	74,31	-2,70 %	Апр. 2012	120,59	-3,47 %	Июнь 2014	111,87	2,00 %	Авг. 2016	46,14	2,37%
Март 2010	79,27	6,67 %	Май 2012	110,52	-8,35 %	Июль 2014	106,98	-4,37 %	Сент. 2016	46,19	0,11%
Апр. 2010	84,93	7,14 %	Июнь 2012	95,59	-13,51 %	Авг. 2014	101,92	-4,73 %	Окт. 2016	49,73	7,66%
Май 2010	76,25	-10,22 %	Июль 2012	103,14	7,90 %	Сент. 2014	97,34	-4,49 %	Нояб. 2016	46,44	-6,62%
Июнь 2010	74,84	-1,85 %	Авг. 2012	113,34	9,89 %	Окт. 2014	87,27	-10,35 %	Дек. 2016	54,07	16,43%

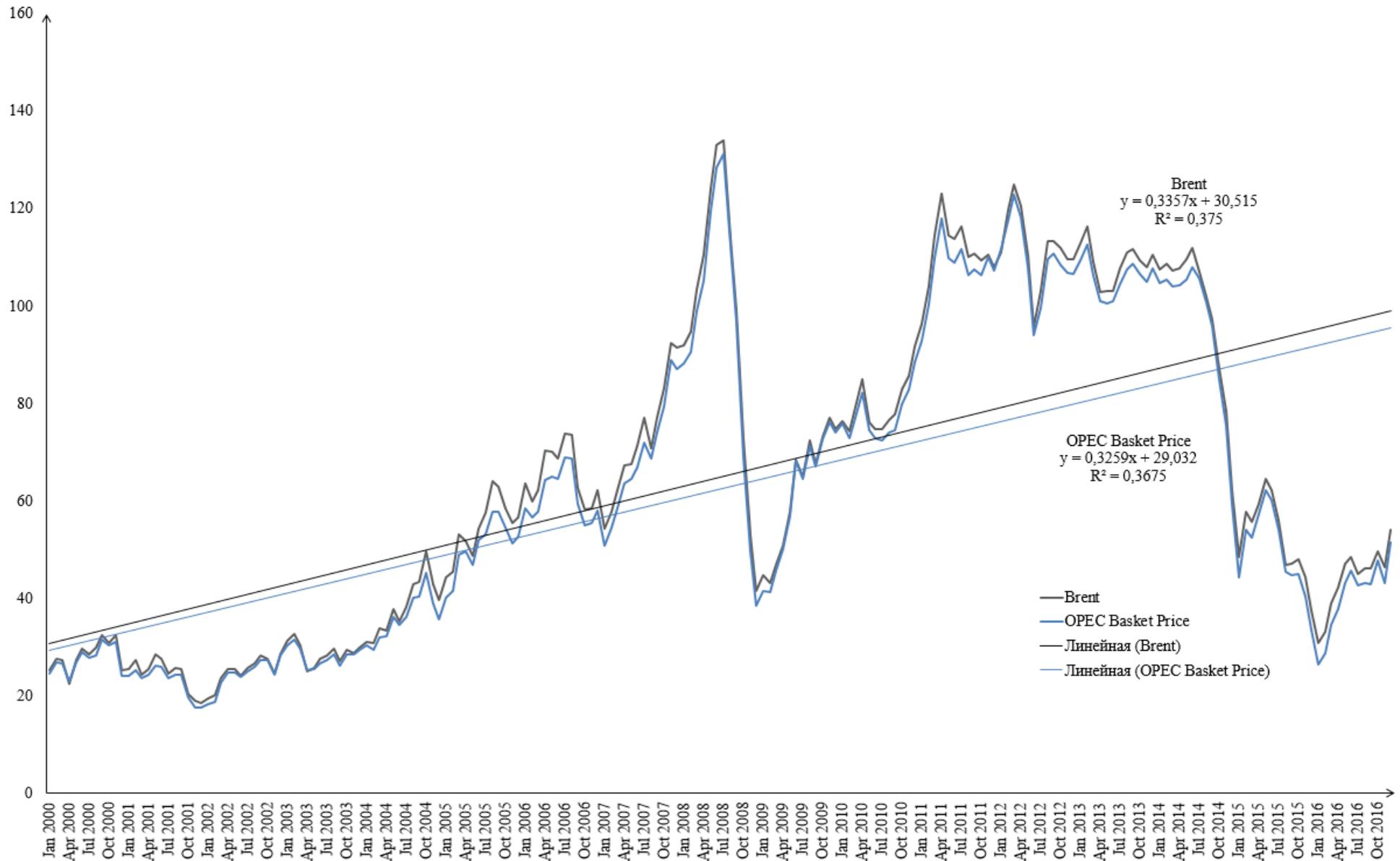
Источник: Crude Oil (petroleum); Dated Brent Monthly price – U.S. Dollars per Barrel [Electronic resource] // Index Mundi. – Access mode: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-brent&months=180> (Address data: 23 Jan. 2017).

Среднемесячные цены на нефть, рассчитанные по корзине ОПЕК, долл./барр.

	Средне- сячная цена	% к пре- дыдущему месяцу									
Янв. 2000	24,58		Февр. 2002	18,89	3,06%	Март 2004	32,05	8,42%	Апр. 2006	64,44	11,35%
Февр. 2000	26,84	9,19%	Март 2002	22,64	19,85%	Апр. 2004	32,35	0,94%	Май 2006	65,11	1,04%
Март 2000	26,71	-0,48%	Апр. 2002	24,88	9,89%	Май 2004	36,27	12,12%	Июнь 2006	64,6	-0,78%
Апр. 2000	22,93	-14,15%	Май 2002	24,76	-0,48%	Июнь 2004	34,61	-4,58%	Июль 2006	68,89	6,64%
Май 2000	26,94	17,49%	Июнь 2002	23,8	-3,88%	Июль 2004	36,29	4,85%	Авг. 2006	68,81	-0,12%
Июнь 2000	29,12	8,09%	Июль 2002	25,13	5,59%	Авг. 2004	40,27	10,97%	Сент. 2006	59,34	-13,76%
Июль 2000	27,94	-4,05%	Авг. 2002	25,99	3,42%	Сент. 2004	40,36	0,22%	Окт. 2006	54,97	-7,36%
Авг. 2000	28,3	1,29%	Сент. 2002	27,38	5,35%	Окт. 2004	45,37	12,41%	Нояб. 2006	55,42	0,82%
Сент. 2000	31,48	11,24%	Окт. 2002	27,32	-0,22%	Нояб. 2004	38,96	-14,13%	Дек. 2006	57,95	4,57%
Окт. 2000	30,42	-3,37%	Нояб. 2002	24,29	-11,09%	Дек. 2004	35,7	-8,37%	Янв. 2007	50,79	-12,36%
Нояб. 2000	31,22	2,63%	Дек. 2002	28,39	16,88%	Янв. 2005	40,24	12,72%	Февр. 2007	54,56	7,42%
Дек. 2000	24,13	-22,71%	Янв. 2003	30,34	6,87%	Февр. 2005	41,68	3,58%	Март 2007	58,59	7,39%
Янв. 2001	24,06	-0,29%	Февр. 2003	31,54	3,96%	Март 2005	49,07	17,73%	Апр. 2007	63,55	8,47%
Февр. 2001	25,41	5,61%	Март 2003	29,78	-5,58%	Апр. 2005	49,63	1,14%	Май 2007	64,48	1,46%
Март 2001	23,7	-6,73%	Апр. 2003	25,34	-14,91%	Май 2005	46,96	-5,38%	Июнь 2007	66,89	3,74%
Апр. 2001	24,38	2,87%	Май 2003	25,6	1,03%	Июнь 2005	52,04	10,82%	Июль 2007	71,89	7,47%
Май 2001	26,25	7,67%	Июнь 2003	26,74	4,45%	Июль 2005	53,13	2,09%	Авг. 2007	68,71	-4,42%
Июнь 2001	26,1	-0,57%	Июль 2003	27,43	2,58%	Авг. 2005	57,82	8,83%	Сент. 2007	74,18	7,96%
Июль 2001	23,73	-9,08%	Авг. 2003	28,63	4,37%	Сент. 2005	57,88	0,10%	Окт. 2007	79,32	6,93%
Авг. 2001	24,46	3,08%	Сент. 2003	26,32	-8,07%	Окт. 2005	54,63	-5,62%	Нояб. 2007	88,84	12,00%
Сент. 2001	24,29	-0,70%	Окт. 2003	28,54	8,43%	Нояб. 2005	51,29	-6,11%	Дек. 2007	87,05	-2,01%
Окт. 2001	19,64	-19,14%	Нояб. 2003	28,45	-0,32%	Дек. 2005	52,65	2,65%	Янв. 2008	88,35	1,49%
Нояб. 2001	17,65	-10,13%	Дек. 2003	29,44	3,48%	Янв. 2006	58,47	11,05%	Февр. 2008	90,64	2,59%
Дек. 2001	17,53	-0,68%	Янв. 2004	30,33	3,02%	Февр. 2006	56,62	-3,16%	Март 2008	99,03	9,26%
Янв. 2002	18,33	4,56%	Февр. 2004	29,56	-2,54%	Март 2006	57,87	2,21%	Апр. 2008	105,16	6,19%

	Средне- сячная цена	% к пре- дыдущему месяцу									
Май 2008	119,39	13,53%	Июль 2010	72,51	-0,60%	Сент. 2012	110,67	1,05%	Нояб. 2014	75,57	-11,16%
Июнь 2008	128,33	7,49%	Авг. 2010	74,15	2,26%	Окт. 2012	108,36	-2,09%	Дек. 2014	59,46	-21,32%
Июль 2008	131,22	2,25%	Сент. 2010	74,63	0,65%	Нояб. 2012	106,86	-1,38%	Янв. 2015	44,38	-25,36%
Авг. 2008	112,41	-14,33%	Окт. 2010	79,86	7,01%	Дек. 2012	106,55	-0,29%	Февр. 2015	54,06	21,81%
Сент. 2008	96,85	-13,84%	Нояб. 2010	82,83	3,72%	Янв. 2013	109,28	2,56%	Март 2015	52,46	-2,96%
Окт. 2008	69,16	-28,59%	Дек. 2010	88,56	6,92%	Февр. 2013	112,75	3,18%	Апр. 2015	57,30	9,23%
Нояб. 2008	49,76	-28,05%	Янв. 2011	92,83	4,82%	Март 2013	106,44	-5,60%	Май 2015	62,16	8,48%
Дек. 2008	38,6	-22,43%	Февр. 2011	100,29	8,04%	Апр. 2013	101,05	-5,06%	Июнь 2015	60,21	-3,14%
Янв. 2009	41,54	7,62%	Март 2011	109,84	9,52%	Май 2013	100,65	-0,40%	Июль 2015	54,19	-10,00%
Февр. 2009	41,41	-0,31%	Апр. 2011	118,09	7,51%	Июнь 2013	101,03	0,38%	Авг. 2015	45,46	-16,11%
Март 2009	45,78	10,55%	Май 2011	109,94	-6,90%	Июль 2013	104,45	3,39%	Сент. 2015	44,83	-1,39%
Апр. 2009	50,2	9,65%	Июнь 2011	109,04	-0,82%	Авг. 2013	107,52	2,94%	Окт. 2015	45,02	0,42%
Май 2009	56,98	13,51%	Июль 2011	111,62	2,37%	Сент. 2013	108,73	1,13%	Нояб. 2015	40,50	-10,04%
Июнь 2009	68,36	19,97%	Авг. 2011	106,32	-4,75%	Окт. 2013	106,69	-1,88%	Дек. 2015	33,64	-16,94%
Июль 2009	64,59	-5,51%	Сент. 2011	107,61	1,21%	Нояб. 2013	104,97	-1,61%	Янв. 2016	26,50	-21,22%
Авг. 2009	71,35	10,47%	Окт. 2011	106,29	-1,23%	Дек. 2013	107,67	2,57%	Февр. 2016	28,72	8,38%
Сент. 2009	67,17	-5,86%	Нояб. 2011	110,08	3,57%	Янв. 2014	104,71	-2,75%	Март 2016	34,65	20,65%
Окт. 2009	72,67	8,19%	Дек. 2011	107,34	-2,49%	Февр. 2014	105,38	0,64%	Апр. 2016	37,86	9,26%
Нояб. 2009	76,29	4,98%	Янв. 2012	111,76	4,12%	Март 2014	104,15	-1,17%	Май 2016	43,21	14,13%
Дек. 2009	74,01	-2,99%	Февр. 2012	117,48	5,12%	Апр. 2014	104,27	0,12%	Июнь 2016	45,84	6,09%
Янв. 2010	76,01	2,70%	Март 2012	122,97	4,67%	Май 2014	105,44	1,12%	Июль 2016	42,68	-6,89%
Февр. 2010	72,99	-3,97%	Апр. 2012	118,18	-3,90%	Июнь 2014	107,89	2,32%	Авг. 2016	43,10	0,98%
Март 2010	77,21	5,78%	Май 2012	108,07	-8,55%	Июль 2014	105,61	-2,11%	Сент. 2016	42,89	-0,49%
Апр. 2010	82,33	6,63%	Июнь 2012	93,98	-13,04%	Авг. 2014	100,75	-4,60%	Окт. 2016	47,87	11,61%
Май 2010	74,48	-9,53%	Июль 2012	99,55	5,93%	Сент. 2014	95,98	-4,73%	Нояб. 2016	43,22	-9,71%
Июнь 2010	72,95	-2,05%	Авг. 2012	109,52	10,02%	Окт. 2014	85,06	-11,38%	Дек. 2016	51,67	19,55%

Источник: OPEC Monthly Oil Market Report [Electronic resource] // Organization of the Petroleum Exporting Countries. – Access mode: http://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm (Address data: 23 Jan. 2017).



П7.1. График изменения среднемесячных цен на нефть эталонной марки Brent и OPEC Basket Price, долл./барр.

Источник: составлено автором по данным табл. П7.1, П7.2.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ДОХОДОВ БЮДЖЕТА ОТ ВВЕДЕНИЯ РЕНТАЛС

Предложим методику расчета дополнительных доходов бюджета от введения ренталс для нефтегазовых предприятий, занятых разведкой и разработкой углеводородных запасов.

Для стимулирования НТП мы считаем необходимым ввести инвестиционную льготу по налогу на прибыль в виде установления нулевой ставки данного налога при увеличении добычи на шельфе за счет внедрения новейших технологий геологоразведки и добычи углеводородного сырья. Тем самым на законодательном уровне поощряется научно-исследовательская и инвестиционная деятельность нефтегазовых компаний, ведущих добычу в шельфовой зоне.

Предлагаемая инвестиционная льгота (I) при увеличении добычи на шельфе за счет внедрения новейших технологий для компаний, с нашей точки зрения, должна равняться сумме налога на прибыль, начисленного по ставке ($C_{тнп}$) 20%, т.е. фактически вводится ставка 0%, позволяющая не уплачивать в бюджет налог на прибыль. Данная ставка налога на прибыль устанавливается при условии, что доходы от реализации добытых полезных ископаемых составляют не менее 90% всех доходов, учитываемых при определении налоговой базы по налогу на прибыль¹. Если принять во внимание, что на современном этапе все углеводородное сырье, извлекаемое на континентальном шельфе, добывается с использованием новейших технологий, то:

$$\sum_{i=1}^n I_i = \sum_{i=1}^n Pr_i \cdot C_{тнп} \text{ (П8.1)},$$

где I_i – инвестиционная льгота i -го лицензионного участка;

Pr_i – прибыль компаний, занятых разведкой и разработкой углеводородных запасов i -го лицензионного участка;

$C_{тнп}$ – ставка налога на прибыль.

¹ Аналогичные условия применения ставки налога 0% приведены в ст. 284.3 Налогового кодекса. См.: Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая [Электронный ресурс]: федер. закон от 5 авг. 2000 г. № 117-ФЗ: (в ред. от 3 июля 2016 г.) // СПС «КонсультантПлюс». – Ст. 284.3.

Соответственно дополнительные доходы бюджета от введения ренталис (ДДБ) составят разницу между общей величиной ренталис и инвестиционной льготой:

$$ДДБ = \sum_{i=1}^n Рент_i - \sum_{i=1}^n I_i \quad (\text{П8.2}).$$

Используя аналитический метод и метод научной абстракции, рассчитаем величину ренталис для лицензионных участков, расположенных на континентальном шельфе РФ, и дополнительных доходов в бюджет от его внедрения, который могла бы получить Россия в 2017 г.

По расчетам В. И. Богоявленского, суммарная площадь 117 лицензионных участков континентального шельфа России ($S_{кш}$) равняется 1,82 млн км², 70 из этих участков относятся к арктическому шельфу (рис. 2.2.2)¹. По нашей оценке, площадь распределенных между нефтегазовыми компаниями лицензионных участков арктического шельфа ($S_{аш}$) составляет около 1,5 млн км², а промышленная добыча нефти ведется с 2014 г. только на месторождении Приразломное на шельфе Печорского моря. Еще около 320 тыс. км² приходится на лицензионные участки шельфовых углеводородных месторождений Каспийского, Черного, Азовского, Балтийского и Охотского морей ($S_{нш}$), из которых, по нашим расчетам, фактически осваивается порядка 100 – 110 тыс. км² ($S_{лу}$), что составляет приблизительно одну треть часть от общей площади неарктических шельфовых лицензионных участков. С определенной долей условности будем считать, что все нефтегазовые предприятия, осуществляющие добычу на разрабатываемых здесь месторождениях, вышли на проектную мощность. Это допущение недалеко от истины, поскольку большинство таких предприятий добывают углеводородное сырье на неарктических шельфовых месторождениях на протяжении длительного периода, вышли на этап полного промышленного освоения месторождений и, таким образом, должны быть освобождены от уплаты ренталис.

Учитывая тот факт, что на внешнем рынке Россия реализует углеводороды по мировым ценам, для расчета дополнительных доходов бюджета возьмем среднюю ставку ренталис, применяемую в США, и средний курс доллара по отноше-

¹ Богоявленский В.И. На пороге арктической эпопеи / В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский // Нефть России. – 2015. – № 4. – С. 25-26.

нию к рублю (Р), заложенный в базовом сценарии Министерства экономического развития РФ на 2017 г. на уровне 67,50 руб.¹

При определении дифференцирующего коэффициента мы предлагаем использовать в соответствии с условиями добычи группировку $K_{\text{диф}}$ с равным интервалом². Для первой группы, в которой предприятия НГК осуществляют добычу в экстремальных северных широтах, установим минимальный $K_{\text{диф}}$ в пределах от 0,11 до 0,4, для второй – от 0,41 до 0,7 и для третьей – от 0,71 до 1. Учитывая разнообразие условий добычи даже в пределах вышеназванных групп, для расчета ренталис³ и ДДБ от его введения для нефтегазовых предприятий, осуществляющих свою деятельность на континентальном шельфе, используем средние значения $K_{\text{диф}} = 0,25$ для первой группы (экстремальные условия добычи), а также $K_{\text{диф}} = 0,55$ для второй группы (сложные условия добычи). Общая величина ренталис для углеводородных лицензионных участков континентального шельфа РФ ($\text{Рент}_{\text{кш}}$) в этом случае составит:

$$\text{Рент}_{\text{кш}} = S_{\text{аш}} \cdot S_{\text{акр/км}^2} \cdot C_{\text{трент}} \cdot P \cdot K_{\text{диф}} + (S_{\text{нш}} - S_{\text{лу}}) \cdot S_{\text{акр/км}^2} \cdot C_{\text{трент}} \cdot P \cdot K_{\text{диф}}$$

$$\begin{aligned} \text{Рент}_{\text{кш}} &= 1\,500\,000 \text{ км}^2 \cdot 247,105381 \text{ акр/км}^2 \cdot 10 \text{ долл./акр} \cdot 67,50 \text{ руб./долл.} \cdot \\ &\cdot 0,25 + (320\,000 \text{ км}^2 - 100\,000 \text{ км}^2) \cdot 247,105381 \text{ акр/км}^2 \cdot 10 \text{ долл./акр} \cdot \\ &\cdot 67,50 \text{ руб./долл.} \cdot 0,55 = 62\,548\,549,6 \text{ тыс. руб.} + 20\,182\,332,0 \text{ тыс. руб.} = \\ &= 82\,730\,881,6 \text{ тыс. руб.}, \end{aligned}$$

где $S_{\text{акр/км}^2} = 247,105381 \text{ акр/км}^2$ – количество акров в 1 км².

Аналитиками агентства RPI предложен прогноз добычи углеводородов на российском континентальном шельфе, согласно которому в 2017 г. здесь будет добыто 31,1 млн т нефти ($V_{\text{нефт}}$) и 31,9 млрд м³ природного газа ($V_{\text{газ}}$) (см. табл. П8.1). С 2018 г., согласно данному прогнозу, акцент в добыче будет постепенно смещаться в пользу более экологически чистого природного газа, а добыча нефти будет сокращаться. Так, темпы роста добычи природного газа на российском

¹ МЭР обновило прогноз по курсу рубля на 2017 год [Электронный ресурс]: РИА Новости. – Режим доступа: https://ria.ru/kurs_rublya/20161011/1478991309.html (дата обращения: 10 янв. 2017).

² В дальнейшем методика определения дифференцирующего коэффициента будет корректироваться.

³ В данном случае мы пренебрежем площадью Приразломного месторождения, составляющей по отношению к общей площади лицензионных участков арктического шельфа (1,5 млн км²) ничтожно малую величину, и примем в расчет, что добывающее предприятие уплачивает в бюджет 100%-ю ставку ренталис.

шельфе в 2022 г. по сравнению с 2017 г. должны составить 247,96%, а нефти за тот же период – всего 84,89%.

Таблица П8.1

Прогноз динамики добычи нефти и природного газа на российском шельфе

Год	Прогноз добычи нефти, млн т	Темп роста к уровню 2017 г., %	Прогноз добычи природного газа, млрд м ³	Темп роста к уровню 2017 г., %
2017	31,1	-	31,9	-
2018	30,5	98,07 %	41,7	130,72 %
2019	29,3	94,21 %	53,5	167,71 %
2020	27,9	89,71 %	70,3	220,38 %
2021	27,7	89,07 %	77,2	242,01 %
2022	26,4	84,89 %	79,1	247,96 %

Источник: рассчитано автором по: Добыча нефти и газа на российском шельфе [Электронный ресурс]: ООО «Эр Пи Ай Интернэшнл». – Режим доступа: <http://rus.rpi-research.com/img/AnalitikBull.pdf> (дата обращения: 18 янв. 2015).

Согласно нашему прогнозу, среднегодовая цена на нефть, рассчитанная по корзине ОПЕК ($C_{\text{долл./барр.}}$), в 2017 г. составит 62,76 долл./барр. (рис. 3.1.12) или

$$C_{\text{долл./т}} = C_{\text{долл./барр.}} \cdot K_{\text{Urals}}$$

$$C_{\text{долл./т}} = 62,76 \text{ долл./барр.} \cdot 7,28 \text{ барр./т} = 456,89 \text{ долл./т},$$

где $K_{\text{Urals}} = 7,28 \text{ барр./т}$ – количество баррелей нефти марки Urals в одной тонне.

Средняя экспортная цена на природный газ ($C_{\text{газ}}$) в 2015 г. составила 225,62 долл./тыс. м³.¹ Таким образом, при ее сохранении на данном уровне в 2017 г. стоимость добытых углеводородов (СДУ) на российском континентальном шельфе составит:

$$\text{СДУ} = \text{СДН} + \text{СДГ} = C_{\text{долл./т}} \cdot V_{\text{нефт}} \cdot P + C_{\text{газ}} \cdot V_{\text{газ}} \cdot P$$

$$\begin{aligned} \text{СДУ} &= 456,89 \text{ долл./т} \cdot 31\,100\,000 \text{ т} \cdot 67,50 \text{ руб./долл.} + 225,62 \text{ долл./тыс. м}^3 \cdot \\ &\cdot 31\,900\,000 \text{ тыс. м}^3 \cdot 67,50 \text{ руб./долл.} = 959\,126\,332,5 \text{ тыс. руб.} + 485\,816\,265,0 \\ &\text{тыс. руб.} = 1\,444\,942\,597,5 \text{ тыс. руб.}, \end{aligned}$$

где СДН – стоимость добытой нефти, тыс. руб.;

СДГ – стоимость добытого природного газа, тыс. руб.;

¹ Экспорт Российской Федерации природного газа за 2000 – 2016 годы [Электронный ресурс] // Центральный банк Российской Федерации. – Режим доступа: http://www.cbr.ru/statistics/credit_statistics/trade/gas.xls (дата обращения: 23 янв. 2017).

$V_{\text{нефт}}$ – прогноз добычи нефти на российском шельфе в 2017 г., тонн;

$V_{\text{газ}}$ – прогноз добычи природного газа на российском шельфе в 2017 г., тыс. м³.

Примем среднеотраслевую рентабельность продукции при добыче топливно-энергетических полезных ископаемых (ROM) в 2017 г. на уровне 2015 г. – 24,4%. Для сравнения: в 2010 г., в благоприятных ценовых условиях, данный показатель составлял 33,1%, а в 2014 г. – 20,7%¹. Рассчитаем прибыль компаний, занятых разведкой и разработкой шельфовых углеводородных запасов ($\sum_{i=1}^n Pr_i$), при данном значении:

$$\sum_{i=1}^n Pr_i = \text{СДУ} \cdot \text{ROM}$$

$$\sum_{i=1}^n Pr_i = 1\,444\,942\,597,5 \text{ тыс. руб.} \cdot 24,4\% = 352\,565\,993,8 \text{ тыс. руб.}$$

Применим формулу П8.1 для расчета инвестиционной льготы, которая в данном случае равняется:

$$\sum_{i=1}^n I_i = 352\,565\,993,8 \text{ тыс. руб.} \cdot 20\% = 70\,513\,198,8 \text{ тыс. руб.}$$

Используя формулу П8.2, рассчитаем дополнительные доходы, которые мог бы получить бюджет РФ от внедрения рентаис в механизм государственного регулирования НГК и хозяйственную практику для нефтегазовых предприятий:

$$\text{ДДБ} = 82\,730\,881,6 \text{ тыс. руб.} - 70\,513\,198,8 \text{ тыс. руб.} = 12\,217\,682,8 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, внедрение рентаис в механизм государственного регулирования НГК не только будет способствовать повышению эффективности производства энергетического сектора страны, но и станет существенным источником дополнительных бюджетных поступлений в российскую экономику.

¹ Об утверждении концепции системы планирования выездных налоговых проверок [Электронный ресурс]: приказ ФНС России от 30 мая 2007 г. № ММ-3-06-333: (в ред. от 10 мая 2012 г.) // СПС «КонсультантПлюс». – Прил. № 4.