

На правах рукописи



ФИЛИМОНОВА Ирина Викторовна

**РАЗВИТИЕ ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧЕСКИХ ОСНОВ ГЕОЛОГО-
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ
(НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА)**

08.00.05 – Экономика и управление народным
хозяйством (экономика природопользования)

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора экономических наук

Новосибирск – 2015

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук.

- Научный консультант: **Конторович Алексей Эмильевич**
академик, профессор,
доктор геолого-минералогических наук
научный руководитель ФГБУН «Институт
нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А.Трофимука» СО РАН
- Официальные оппоненты: **Краснов Олег Сергеевич**,
доктор экономических наук, профессор,
заместитель генерального директора по научной
работе ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-
исследовательский геологоразведочный институт»
- Робинсон Борис Владимирович**,
доктор экономических наук, профессор
кафедры территориальной организации
производительных сил и экономики
природопользования ФГБОУ ВПО
«Новосибирский государственный университет
экономики и управления»
- Татаренко Валерий Иванович**,
доктор экономических наук, профессор
заведующий кафедрой техносферной безопасности
ФГБОУ ВО «Сибирский государственный
университет геосистем и технологий»
- Ведущая организация – ФГУП «Сибирский научно-исследовательский
институт геологии, геофизики и минерального
сырья»

Защита состоится 22 мая 2015 г. в 10.00 час. на заседании диссертационного совета Д 212.174.04 при Новосибирском национальном исследовательском государственном университете по адресу: 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, ауд. 304 (лаб.корп.)

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке НГУ.

Автореферат разослан «___» _____ 2015 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
кандидат экономических наук, доцент



А.В. Комарова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Долгосрочные интересы Российской Федерации состоят в создании экономики инновационного типа, оптимальным образом интегрированной в мировое технологическое и экономическое пространство. Особая роль в наращивании уровней добычи и обеспечении прироста минерально-сырьевой базы страны отведена Восточной Сибири и Дальнему Востоку в силу наличия значительных энергетических ресурсов и близости к динамично развивающимся и ёмким рынкам Азиатско-Тихоокеанского региона.

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сосредоточено около 17 млрд т начальных суммарных ресурсов нефти и более 59 трлн куб. м природного газа, или 20 и 23% начальных суммарных ресурсов России соответственно¹. В то же время низкая степень геологической изученности территорий (по нефти – 12 %, по газу – 9 %) обуславливает необходимость значительных инвестиций в расширенное воспроизводство минерально-сырьевой базы для надёжного обеспечения прогнозных уровней добычи в регионе.

Мощным стимулом к увеличению добычи нефти на востоке страны (с 14 млн т в 2008 г. до 55 млн т в 2013 г.²) стало принятие своевременного государственного решения о строительстве магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», портовой инфраструктуры, подводящих и соединительных нефтепроводов. В условиях стагнации и сокращения добычи нефти в традиционных регионах добычи (Западная Сибирь) стимулирование роста добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке представляется одной из приоритетных задач в контексте устойчивого развития нефтегазового комплекса России в целом. Увеличение добычи нефти в регионе, дальнейшее расширение нефтепроводной системы и диверсификация направлений её использования позволят организовать новые крупные промышленные центры, улучшить внутреннее нефтепродуктообеспечение, повысить занятость населения и обеспечить выход на энергетические рынки АТР.

Однако крупномасштабная добыча природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке ещё не началась. Начало промышленной разработки месторождений природного газа на востоке страны сдерживается, во-первых, отсутствием магистральной газотранспортной инфраструктуры и, во-вторых, тем, что пока не сформирована государственная стратегия развития нефтегазохимических производств, мощностей по выделению, хранению и транспорту гелия, принципиально важных в связи с уникальным составом восточносибирского газа (высокое содержание этана, пропана, бутана,

¹ Ефимов А.С. Анализ результатов геологоразведочных работ по «Программе ВСТО» за 2005-2013 гг. / А.С. Ефимов // Докл. на конф. «Нефть и газ Восточной Сибири», Москва, 1-2 декабря 2014 г.

² Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России // ТЭК России. – №1. – 2000–2013.

конденсата и гелия). Подписание соглашения о поставках природного газа в Китай и начало строительства газопровода «Сила Сибири» создают исключительно благоприятные условия для формирования новых крупных центров газодобычи, для развития в регионе нефтегазовых, нефтегазоперерабатывающих, нефтегазохимических и гелиевых производств.

Ключевым условием решения важных социально-экономических и демографических проблем регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока, перехода от сырьевой и транзитной стратегии развития регионов к экономике инновационного типа является создание крупных территориально-производственных комплексов газовой промышленности и нефтехимии на востоке страны на основе полной утилизации попутных компонентов природного газа и квалифицированного (дающего наибольшую добавленную стоимость) использования углеводородного сырья.

Модернизация концепции воспроизводства и использования углеводородного сырья Восточной Сибири и Дальнего Востока возможна только на основе глубокого изучения закономерностей развития минерально-сырьевой базы, на основе совершенствования методологии комплексной (геолого-экономической) оценки приоритетных инвестиционных проектов. Тем не менее в условиях современного недропользования еще не сформирована общепринятая методика экономической оценки нефтегазовых объектов. Существует ряд методических разработок, однако чаще всего они касаются отдельных аспектов этой проблемы, тогда как необходимы охват широкого круга вопросов и системный подход к их решению.

Многие годы приоритет отдавался обоснованию эффективности освоения разведанных запасов, запасов уже открытых месторождений. По мере истощения нефтегазового потенциала европейской части страны, перемещения геологоразведочных работ в труднодоступные районы и акватории, ухудшения горно-геологических параметров разработки возникла острая потребность в экономической оценке новых территорий, располагающих прогнозными ресурсами нефти и газа, но характеризующихся низкой степенью изученности и не имеющих необходимой транспортной, энергетической и перерабатывающей инфраструктуры. Все это определяет актуальность темы данного исследования, его научную и практическую значимость.

Степень изученности проблемы. В диссертации исследованы и отражены научные труды в области развития методики и методологии геолого-экономической оценки, работы ведущих отечественных и зарубежных ученых, работающих в области региональной экономики, экономики природных ресурсов, прогнозирования и моделирования процессов поиска, разведки и разработки ресурсов углеводородов, геологии нефти и газа.

Учитывались научно-исследовательские результаты специалистов и научных коллективов Новосибирска (ИНГГ СО РАН, ИЭОПП СО РАН, НГУ, СНИИГГиМС), Иркутска (ИНЦ СО РАН, ИСЭМ СО РАН,), Красноярска (КНЦ СО РАН, ЗАО «Красноярскгеофизика»), Якутска (ЯНЦ СО РАН, ИПНГ

СО РАН), Москвы (РГУНГ им. И.М.Губкина, ВНИПнефть, ВНИГНИ, ВНИИОЭНГ, ЦЭМИ РАН, ВИЭМС и др.), Тюмени (Гипротюменьнефтегаза, СИБНАЦ, ЗанСибНИГНИ, СибНИИНП), Санкт-Петербурга (ВНИГРИ, Горного института, ВСЕГЕИ).

В диссертации рассмотрены труды ведущих отечественных и зарубежных ученых, прежде всего в области:

- геолого-экономической оценки природных ресурсов, оценки экономической эффективности воспроизводства минерально-сырьевой базы, оценки инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе (И.Х. Абрикосов, А.А. Арбатов, А.С. Астахов, Ю.Н. Батулин, А.А. Герт, К.Г. Гофман, Л.П. Гужновский, Г.Х. Дикенштейн, А.А. Ильинский, С.Я. Каганович, О.С. Краснов, М.Г. Лейбсон, Г.М. Мкртчян, В.Д. Наливкин, В.Н. Назаров, П.Б. Никитин, Т.С. Новикова, В.П. Орлов, Б.В. Робинсон, В.И. Татаренко, Н.Г. Фейтельман, Г.Г. Шалмина и др.);
- геолого-математического моделирования и количественной оценки величины и структуры ресурсов нефти и газа (А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, А.М. Брехунцов, А.И. Варламов, А.С. Ефимов, М.Д. Белонин, В.И. Демин, Н.А. Крылов, В.Р. Лившиц, Ю.П. Мирончев, М.С. Моделевский, Ю.В. Подольский, Г.П. Сверчков, В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский, В.С. Старосельцев, А.А. Трофимук, В.И. Шпильман и др.);
- прогнозирования развития отраслей топливно-энергетического и нефтегазового комплексов России и мира (О.Б. Брагинский, В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.Н. Дмитриевский, В.М. Капустин, Ю.Д. Кононов, А.А. Конопляник, А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев, А.А. Макаров, А.М. Мастепанов, Л.А. Мелентьев, К.Н. Миловидов, О.М. Прищепа, Б.Г. Санеев, Н.И. Суслов, Ю.К. Шафранник, П.В. Шеметов, Г.И. Шмаль, Э.М. Халимов, Л.В. Эдер и др.);
- установления закономерностей развития макроэкономических систем, экономико-математического моделирования и разработки методологии прогнозирования, программирования и стратегического управления отраслями, территориально-производственными комплексами (А.Г. Аганбегян, М.К. Бандман, К.К. Вальтух, А.Г. Гранберг, С.Ю. Глазьев, О.М. Ермилов, В.В. Елгин, В.В. Кулешов, Д.С. Львов, В.Л. Макаров, В.Ю. Малов, П.А. Минакир, Н.И. Пляскина, А.В. Рыженков, В.И. Суслов и др.);
- исследования институциональной и экономико-правовой среды функционирования нефтегазового комплекса и управления им (А.А. Конопляник, В.А. Крюков, А.И. Перчик, М.А. Субботин, А.Н. Токарев, В.П. Щербаков и др.).

Цель настоящего исследования – разработка теоретических и методических основ геолого-экономического прогнозирования освоения ресурсов углеводородов Восточной Сибири и Дальнего Востока и

формирование на этой основе стратегии долгосрочного устойчивого развития нефтегазового комплекса региона.

Для достижения поставленной цели в рамках исследования были сформулированы следующие **задачи**:

- провести анализ современного состояния и развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока с выявлением устойчивых тенденций и долгосрочных закономерностей развития и обоснование перспективных и необходимых направлений освоения ресурсов углеводородов региона;
- выполнить обобщение теоретических и методологических подходов к экономической оценке природных ресурсов с учётом отечественного и зарубежного опыта, оценить роль геолого-экономической оценки на различных этапах освоения ресурсов углеводородов и в обосновании важнейших и наиболее эффективных направлений развития добывающих отраслей;
- разработать методический подход к геолого-экономической оценке слабоизученной территории в основе, которого лежит моделирование процессов поиска и разведки месторождений нефти и газа, подготовки их к эксплуатации, создания транспортной, перерабатывающей и сопутствующей инфраструктуры;
- дать количественную оценку результатов воспроизводства минерально-сырьевой базы Восточной Сибири и Дальнего Востока с начала активного недропользования и разработать модель прогнозирования подготовки минерально-сырьевой базы и финансирования геологоразведочных работ как части геолого-экономической оценки для решения задач стратегического планирования расширенного воспроизводства;
- обосновать вариантный прогноз добычи нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке на базе модельно-методических расчётов, учитывающих выработанность ресурсного потенциала, программу прироста запасов на открытых и предполагаемых к вводу месторождениях, планы недропользователей, экономическую целесообразность и технологические решения относительно извлечения углеводородного сырья;
- разработать научные основы концепции создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке новых крупных центров газодобычи, газопереработки и нефтехимии и апробировать разработанный методический подход при обосновании концепции, ориентированной на вовлечение всех попутных компонентов добываемого природного газа в хозяйственный оборот и выпуск на их основе продукции с высокой добавленной стоимостью.

Объект исследования – углеводородные запасы и ресурсы нефтегазодобывающего региона, а также инфраструктурные, производственные и перерабатывающие объекты, обеспечивающие их комплексное освоение.

Предмет исследования – теоретические основы и методика геолого-экономической оценки нефтегазоносной территории, а также экономические процессы, механизмы формирования и развития НГК региона.

Область исследования соответствует специальности 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством» (экономика природопользования)» п. 7.2. «Экономика природных ресурсов. Исследование методов экономической оценки природных ресурсов и эффективности их использования», п. 7.16. «Разработка организационно-экономического механизма рационального природопользования», п. 7.20 «Разработка экономических методов повышения эффективности использования природных ресурсов (минеральных, водных, лесных, земельных и пр.) в народном хозяйстве. Ресурсосбережение».

Теоретическая и методологическая база исследования. В диссертации применена совокупность методов и общеметодологические принципы научного исследования, экономический анализ (системный, исторический, причинно-следственный, функциональный и др.), статистический анализ (обработка рядов данных, корреляционный и др.), математические методы, методы инвестиционного (проектного) анализа, современные достижения в области экономической оценки природных ресурсов и др.

В рамках исследования использованы научные труды российских и зарубежных ученых и организаций, государственные документы стратегического развития отраслей и субъектов РФ, материалы правительственных учреждений и независимых агентств.

Исследование выполнено в рамках научной школы академика А.Э. Конторовича. Автор признателен А.Э. Конторовичу за постановку задачи и постоянное обсуждение получаемых результатов.

Большое влияние на работу и взаимные исследования оказал А.Г. Коржубаев. Автор признателен Л.В. Эдеру за доброе сотрудничество и консультации, а также М.В. Мишенину и И.В. Проворной за советы и помощь в проведении расчётов.

Автор выражает благодарность научному коллективу ИНГГ СО РАН, в частности Л.В. Бурштейну, С.А. Моисееву, В.А. Казаненкову, В.Р. Лившицу и др.

Информационная база исследования – аналитические разработки, программные и официальные документы Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Министерства энергетики РФ, Министерства экономического развития РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, Министерства регионального развития РФ, Министерства по развитию Дальнего Востока РФ, администраций Иркутской области, Красноярского края и Республики Саха (Якутия). При разработке методики геолого-экономической оценки автор опирался на исследования в области нефтегазовой геологии Восточной Сибири и Дальнего Востока, выполненные главным образом специалистами ИНГГ СО РАН, СНИИГГИМС и нефтегазовых компаний.

Учены опубликованные результаты и разработки отечественных и зарубежных исследователей, найденные по поисковым системам РИНЦ, Scopus, Web of Science. Тексты публикаций были получены по 85 изданиям, особое внимание уделялось полнотекстовым публикациям.

Использованы статистические данные Росстата, Федеральной службы по тарифам, методические рекомендации по разработке нефтяных и газовых месторождений, нормативно-правовые документы в области налогообложения и лицензирования недр.

В работе использованы опубликованные и фондовые материалы научно-исследовательских институтов Российской академии наук и Министерства природных ресурсов и экологии, специализированные периодические издания, публикации в средствах массовой информации.

Научная новизна исследования упорядочена по степени важности и заключается в следующем:

1. Разработана оригинальная методика геолого-экономической оценки адаптированная к современным экономическим, организационным и нормативно-правовым условиям и позволяющая осуществлять геолого-экономическое моделирование на поисково-разведочном этапе и этапе разработки месторождений нефти и газа. Апробирование методики позволило сформулировать требования к детальности и объему исходной геологической информации, использовать ее с максимальной полнотой и получить геолого-экономическую оценку разномасштабных нефтегазовых объектов, отличающихся степенью геологической изученности;

2. Предложен алгоритм проведения геолого-экономической оценки, представленный системой интегрированных и взаимосвязанных стратегических моделей для каждого этапа освоения ресурсов углеводородов. Базовые принципы алгоритма – обеспечение единой сценарной среды, возможность работы с отдельными блоками системы, совместимость входных и выходных данных модельных блоков позволяют сбалансировать отдельные блоки и улучшить их взаимосвязанность;

3. Обоснована необходимость трансформации принципов освоения и воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов Восточной Сибири и Дальнего Востока в направлении перехода от сырьевой и транзитной стратегии развития регионов к экономике инновационного типа с опорой на приоритетное создание технологически и структурно сбалансированных комплексов, ориентированных на углубленную и полную переработку ресурсов нефти и газа;

4. Разработана концептуальная схема формирования в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке центров высокотехнологичных добывающих и перерабатывающих производств нефтегазового комплекса и принципиально новых промышленных локалитетов – нефте- и газохимии, приближенных к центрам добычи. Особенность предлагаемой концепции – во-первых, минимизация потерь сырьевого комплекса за счет полной утилизации его продукции или сохранения (гелиевый концентрат) для будущих поколений и,

во-вторых, квалифицированное (ориентированное на максимизацию добавленной стоимости) использование углеводородного сырья.

5. Используя предложенную автором модель прогнозирования добычных возможностей региона с низкой степенью изученности территории, сделан прогноз баланса добычи, потребления, переработки и экспорта нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Особенностью является выделение индикаторов, позволяющих учесть: (1) характеристики сырьевой базы (степень разведанности, выработанности, структуру сырьевой базы по категориям запасов и ресурсов); (2) технико-экономические показатели разработки (оптимизацию динамики добычи УВ в условиях ограниченности запасов и максимизации коэффициента извлечения, уровень отбора УВ на «полке», экономическую целесообразность вовлечения запасов в разработку), (3) организационные и маркетинговые условия (ориентиры, заложенные в стратегические государственные и корпоративные планы развития, условия доступа к транспортной и перерабатывающей инфраструктуре, структура собственности, спрос на УВ на внутреннем и мировом рынках);

6. На базе выполненных геолого-экономических расчетов обоснован уровень необходимых инвестиций и система стимулирующих и протекционистских мер государственного участия для: (1) расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы, обеспечивающего комплексацию добываемого углеводородного сырья приростом запасов промышленных категорий; (2) формирования нефтегазоперерабатывающей и транспортной инфраструктуры, что позволит получить значительный экономический эффект и диверсифицировать региональную экономику за счёт перехода от ресурсно-сырьевой к инновационной модели развития.

Обоснованность и достоверность полученных результатов определяются квалифицированным применением совокупности современных методов научного исследования, сравнительным анализом результатов, использованием детальной и достоверной экономической и геологической информации о сырьевой базе нефти и газа регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока, применением при моделировании схем поиска, разведки и разработки месторождений, соответствующих современному этапу технологического развития, учетом региональной специфики в части природно-климатических и горно-геологических условий, проведением вариантных расчетов и практической апробацией результатов.

Исследования автор проводил в рамках работы по приоритетным направлениям РАН, которые все эти годы выполнялись совместно коллективами ИНГГ СО РАН, ИЭОПП СО РАН, НГУ.

Практическая значимость работы. Теоретические, методические и практические рекомендации и результаты исследования могут быть использованы для решения актуальных задач, связанных с повышением точности расчетов геолого-экономического эффекта и качества оценки освоения ресурсов углеводородов, а также при формировании политики

геологического изучения, лицензирования и освоения недр Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Предложенные автором алгоритм и методика геолого-экономической оценки месторождений, прогнозируемых к открытию, модели воспроизводства минерально-сырьевой базы и прогнозирования уровней добычи могут быть использованы при выполнении прогноза и моделировании процессов освоения и лицензирования недр малоизученных территорий.

Материалы и результаты исследования могут быть использованы: (1) в качестве информационной и аналитической базы для разработки стратегических документов развития восточных территорий России на государственном и корпоративном уровнях, (2) в качестве учебно-методического пособия по геолого-экономической оценке освоения новых нефтегазовых регионов для студентов экономических и геологических специальностей.

Апробация результатов исследования.

Исследования, лежащие в основе диссертационной работы, поддержаны:

- грантами РФФИ: «Согласование корпоративных, федеральных и региональных интересов в реализации инфраструктурных проектов (на примере Восточного коридора трубопроводного транспорта)» (№ 06-02-00-268); «Научное обоснование инновационного развития отраслей топливно-энергетического комплекса» (№ 12-06-00297-а); «Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе» (№ 11-32-04001) за период 2006–2012 гг.;
- интеграционным проектом СО РАН «Трансформация экономики Сибири: проблемы и перспективы» № 10 за 2010 г.

Теоретические, методические и практические результаты исследования докладывались на всероссийских и международных конференциях, форумах и симпозиумах: VII Международная энергетическая неделя «Современное состояние и перспективы сотрудничества России и стран АТР в нефтегазовой и угольной сферах» (Москва, 2012); VIII международная конференция «Энергетическая кооперация в Азии: риски и барьеры» (Иркутск, 2012); Отраслевая конференция «Проблемы утилизации ПНГ. Энергоэффективность» (Краснодар, 2012); Международная конференция «Гелий–2012» (Москва, 2012); Ямальский инновационный форум–2012 «Энергия Арктики» (Новый Уренгой, 2012); VIII Международная конференция «Химия нефти и газа» (Томск, 2012); VIII Международный экспертный форум стратегий регионального развития (Владивосток, 2011); Объединенный симпозиум «Энергетика России в XXI веке: стратегия развития – восточный вектор» и «Энергетическая кооперация в Азии: что после кризиса?» (Иркутск, 2010); V Российско-Китайская конференция «Региональное развитие и сотрудничество Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока Китая» (Новосибирск, 2007); Всероссийская научно-практическая конференция «Пути повышения эффективности геолого-

разведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)» (Новосибирск, 2006).

Результаты диссертационного исследования обсуждались на заседаниях учёного совета ИНГГ СО РАН, кафедры месторождений полезных ископаемых и кафедры политэкономии НГУ. Теоретические положения и методический аппарат широко использованы в учебном процессе на геолого-геофизическом и экономическом факультетах НГУ.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 150 статей (102,4 п.л., авт. 39,1 п.л.), в том числе 40 статьи из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные результаты диссертации (27,3 п.л., авт. 10,4 п.л.) и 14 монографий (198,7 п.л., авт. 33,5 п.л.).

Объём и структура работы. Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, списка использованной литературы из 373 наименований. Текст работы изложен на 301 страницах, включая 66 таблиц и 33 рисунка.

Во *введении* обоснована актуальность темы диссертационного исследования, показана степень разработанности проблемы, определены цели и задачи исследования, показаны научная новизна, теоретическая и методологическая база исследования, практическая значимость и обоснованность выводов и результатов исследования.

В *первой главе* выявлены устойчивые долгосрочные тенденции развития минерально-сырьевой базы Восточной Сибири и Дальнего Востока в части ресурсов углеводородов на основе анализа современных региональных экономических и внешнеэкономических показателей развития. Обобщены особенности современного состояния нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока и на этой основе сформулированы перспективные и необходимые направления освоения ресурсов углеводородов региона.

Во *второй главе* автор анализирует научные труды отечественных и зарубежных исследователей, посвященные разработке и совершенствованию методики и методологии геолого-экономической оценки природных ресурсов. Анализ работ отечественных авторов включает период функционирования плановой экономики и этап рыночных преобразований.

Третья глава посвящена экономической оценке ресурсной базы – важнейшему условию выбора наиболее эффективных направлений развития добывающих отраслей. Обоснована необходимость разработки методического подхода и его целостного алгоритма к геолого-экономическому прогнозированию. Предложена авторская версия модельного комплекса, позволяющего оценить на базе математического моделирования экономическую эффективность реализации всех стадий подготовки, освоения и воспроизводства ресурсов углеводородов. Дано описание разработанного программного обеспечения для выполнения отдельных блоков комплекса.

В *четвёртой главе* проведена периодизация этапов освоения нефтегазоносных районов Сибирской платформы и осуществлён их анализ. Выявлены закономерности и долгосрочные тенденции воспроизводства

минерально-сырьевой базы углеводородов, концентрации и распределения запасов и ресурсов нефти и газа по месторождениям и по времени открытия, закономерности их локализации в пределах отдельных регионов. Предложена модель и на её основе рассчитан объём геологоразведочных работ, обеспечивающий комплексацию углеводородного сырья, извлечённого в процессе эксплуатации, приростом запасов промышленных категорий с учётом их качественной оценки, и определены размеры их финансирования.

В *пятой главе* сформулированы стратегические направления развития нефтяной и газовой промышленности России, показано, как отражена роль добычи углеводородов Восточной Сибири и Дальнего Востока в основных государственных и отраслевых документах, касающихся развития отраслей ТЭК. Предложен методический подход и на его основе выполнен сценарный прогноз добывных возможностей ресурсной базы Восточной Сибири и Дальнего Востока. Рассчитан баланс поставок углеводородного сырья на внутренний рынок и на экспорт, удовлетворяющий переходу развития регионов востока страны на путь инновационного развития.

В *шестой главе* представлена концепция освоения ресурсов углеводородов Восточной Сибири и Дальнего Востока, создания новых крупных центров газодобычи, газопереработки и нефтехимии, дана оценка внутренних и внешних рынков сбыта с учётом последовательности и сроков ввода месторождений нефти и газа в разработку, а также темпов строительства производственной и транспортной инфраструктуры. Специальный раздел посвящен обоснованию первоочередных мер государственной поддержки и направлений совершенствования законодательного обеспечения для повышения эффективности реализации предложенной концепции.

В *заключении* сформулированы теоретические, методические и практические выводы и рекомендации, полученные в рамках проведённого диссертационного исследования.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИССЕРТАЦИИ, ВЫНОСИМЫЕ НА ЗАЩИТУ

1. На основе анализа общероссийских и региональных тенденций в развитии недропользования в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке показано, что для повышения эффективности функционирования нефтегазового сектора экономики региона необходимо трансформировать структуру нефтегазового комплекса на востоке страны в направлении приоритетного создания технологически и структурно сбалансированных комплексов, ориентированных на углубление и полноту переработки углеводородов и выпуск продукции с высокой добавленной стоимостью.

Исследование современного состояния нефтегазового комплекса и экономики Восточной Сибири и Дальнего Востока позволило выделить основные факторы, препятствующие развитию региона, и дифференцировать их по макрогруппам: экономические (низкий уровень ВРП и экономической плотности населения, неравномерное распределение центров прибыли и преимущественно транзитная траектория развития), технологические и инфраструктурные (низкая плотность автомобильного, железнодорожного, трубопроводного покрытия, дефицит сырья для промышленных предприятий, высокая транспортная составляющая в себестоимости товаров и услуг), социально-демографические (естественная убыль населения, низкий уровень и качество жизни населения, высокий уровень безработицы и несбалансированность рынка труда, поляризация регионального развития).

Центром формирования прибыли и точкой экономического роста восточносибирских регионах являются добывающие отрасли и, прежде всего, сектор добычи нефти и газа. Современный нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока – динамично развивающийся и один из крупнейших центров нефтегазовой промышленности России. Мощным стимулом к развитию добычи нефти в регионе стало строительство нефтепроводной системы ВСТО и спецморнефтепорта «Козьмино», соединительных и подводящих нефтепроводов «Ванкорское – Пур-Пе», «Пур-Пе – Самотлор» и «Верхнечонское – Талаканское – ВСТО», а также нефтепроводов «Северный Сахалин – Де Кастри» и «Северный Сахалин – Южный Сахалин». Это позволило нарастить добычу нефти в регионе с 6,9 млн т в 2006 г. до 54,5 млн т в 2013 г., что составляет более 10% российской добычи.

Переработку нефти на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока осуществляют четыре крупных нефтеперерабатывающих завода общей мощностью по сырью около 31 млн т. Анализ производственных показателей работы нефтеперерабатывающей промышленности показал, что в период с 2000 до 2013 г. объем ежегодной переработки нефти на НПЗ Восточно-Сибирского региона увеличился более чем на 10 млн т, что связано с повышением уровня загрузки существующих мощностей с 47 до 95%, а на двух заводах «Роснефти» загрузка превышает 98%. Поэтому сокращение дефицита нефтепродуктов на внутреннем рынке региона возможно только при условии значительного расширения перерабатывающих мощностей действующих заводов или строительства новых НПЗ.

Выделены ключевые факторы, сдерживающие развитие газовой промышленности на востоке России и главным среди них является отсутствие инфраструктуры по транспортировке, переработке и использованию газа. Добыча природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2013 г. составила 44,4 млрд куб. м, из которых около 35% – попутный нефтяной газ, сжигаемый в факелах, а коммерческая добыча газа ведётся либо в рамках локальных систем газоснабжения (Норильский, Якутский промышленные узлы), либо на Дальнем Востоке («Сахалин-2»).

В то же время природный газ восточносибирских месторождений содержит в больших концентрациях этан, пропан, бутаны, конденсат и гелий – ценное сырьё для нефтегазохимической промышленности. Среди восточносибирских регионов природный газ месторождений Республики Саха (Якутия) характеризуется более низким содержанием конденсата, этана, пропана и бутана. В то время как в Красноярском крае и Иркутской области концентрация этих веществ выше в 2-3 раза, что обуславливает целесообразность формирования нефтегазохимических производств, прежде всего, на базе углеводородного сырья Красноярского края и Иркутской области.

Анализ структуры запасов гелия и гелийносного газа показал, что около половины запасов гелия России сосредоточено в Иркутской области, Красноярском крае и Республике Саха (Якутия). Уникальная концентрация гелия в природном газе месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) (0,35-0,65%, при промышленной значимости – 0,05%) с началом реализации крупномасштабной добычи природного газа в регионе позволит России стать крупнейшим поставщиком гелия на мировой рынок.

Комплексное выделение и использование всех попутных компонентов природного газа должны осуществляться в условиях согласованной политики государства и недропользователей, а также на базе создания технологически и структурно сбалансированных комплексов, что даст новый импульс развитию экономики восточных регионов страны.

Поэтому при формировании и расширении центров нефтегазодобычи на востоке страны целесообразно предусмотреть создание мощностей по переработке с выделением этана, пропан-бутановой фракции и конденсата, синхронизировать параметры развития нефтяной промышленности и газовой промышленности, развитие существующих и организацию новых предприятий нефте- и газохимической промышленности, строительство заводов по выделению гелия и его хранилищ.

Поэтому реализация инвестиционных проектов на востоке страны приобретает стратегическое значение для устойчивого развития региона и должна осуществляться преимущественно российским капиталом с привлечением российского персонала, предполагать внедрение новейших отечественных и зарубежных технологий поиска, разведки, добычи и переработки сырья для достижения целевых ориентиров (увеличение глубины переработки и повышение качества выпускаемой продукции) и создание новых центров компетенции и формирования прибыли на российской территории.

2. Разработана методика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов на основе комплекса моделей прогнозирования подготовки, освоения и воспроизводства ресурсов углеводородов. Модельные расчёты позволяют учесть распределение ресурсов и запасов нефти и газа, размеры залежей, отличаются максимально приближенным к реальному проектированию моделированием системы поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа, учетом современного состояния систем недропользования и налогообложения в Российской Федерации.

Экономическая оценка ресурсной базы – важнейшее условие выбора наиболее эффективных направлений развития добывающих отраслей. В условиях конкуренции за право освоения того или иного участка недр роль экономической оценки существенно повышается. Она становится реальным инструментом принятия решений по оформлению лицензий на право поиска, разведки и разработки месторождений.

Методические и организационные проблемы. В главном документе, регулирующем вопросы недропользования в России – Законе РФ «О недрах» от 21 февраля 1992 г. №2395-1, в редакции от 23 июля 2013 г. (статья 23.1 «Геолого-экономическая и стоимостная оценки месторождений полезных ископаемых и участков недр»), зафиксировано, что экономическая оценка месторождений полезных ископаемых и участков недр является основным инструментом принятия решений в области государственного регулирования отношений недропользования и развития минерально-сырьевой базы.

Однако в настоящее время МПР России не утверждена ни одна из методик по геолого-экономической и стоимостной оценке месторождений полезных ископаемых и участков недр.

Цель и задачи геолого-экономической оценки. Представленная в работе методика геолого-экономической оценки запасов и ресурсов углеводородов может быть использована в качестве универсального инструментария для экономического обоснования перспективных направлений воспроизводства минерально-сырьевой базы и целесообразности освоения разномасштабных нефтегазовых объектов.

Основные задачи геолого-экономической оценки определяются целями этапов её проведения и систематизированы в таблице 1.

Объектом геолого-экономической оценки могут выступать разномасштабные нефтегазовые объекты, различающиеся степенью однородности и степенью геологической изученности, т.е. составом и соотношением категорий запасов и ресурсов.

Представленная методика геолого-экономической оценки ориентирована прежде всего на оценку начальных суммарных ресурсов в целом и с детализацией до прогнозных ресурсов категорий D_1 , D_2 , локализованных ресурсов D_1 и перспективных ресурсов C_3 , а также на комплексную оценку нефтегазового комплекса России или отдельных регионов нового хозяйственного освоения.

Принципиальная схема методического подхода к геолого-экономической оценке ресурсов. Последовательность проведения геолого-экономической оценки ресурсов сопоставима со стадиями оценки запасов, но главной её особенностью является высокая степень неопределенности во входных геологических данных, используемых при моделировании технологических и стоимостных показателей.

Этап 1. На основе оценки ресурсов нефти и газа по категориям D_1 , D_2 и C_3 выполняется вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности, даётся прогноз запасов и добывных возможностей, оцениваются площадь и ряд других параметров наиболее крупного месторождения как главного объекта поисково-разведочных работ и прироста запасов.

Таблица 1 – Классификация направлений геолого-экономической оценки запасов и ресурсов углеводородов*

| № | Этап геолого-экономической оценки | Объект геолого-экономической оценки | Цель геолого-экономической оценки | Результуирующие документы |
|--|---|---|--|---|
| Геолого-экономическая оценка отдельных нефтегазоносных объектов | | | | |
| I | Аукцион на право пользования недрами | Участок недр, подлежащий лицензированию (НСП УВ) | Определение стартового размера разового платежа за пользование недрами, предварительная оценка инвестиционной привлекательности участка недр | Обоснование максимального размера разового платежа за пользование недрами |
| II | Поисково-оценочный этап геологоразведочных работ | Зона нефтегазонакопления и выявленная ловушка (прогнозные локализованные ресурсы D_{13} , перспективные ресурсы C_3), подготовленная ловушка, месторождение, залежь (предварительно оцененные запасы C_1 и частично разведанные запасы C_2) | Экономическая оценка открытых запасов и эффективности поисково-оценочных работ, обоснование экономической целесообразности финансирования дальнейших поисково-оценочных работ | Программа геологоразведочных работ, включая эффективность выполненных и запланированных работ |
| III | Разведочный этап геологоразведочных работ | Месторождение, залежь (разведанные запасы C_2 и оцененные запасы C_1) | Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения, целесообразности финансирования дальнейших разведочных работ и эффективности промышленного освоения разведанных запасов | Проект пробной эксплуатации; ТЭО разведочных кондиций (ТЭО КИН) |
| IV | Опытно-промышленная эксплуатация месторождения | Месторождение, залежь (разведанные и оцененные запасы C_2 и C_1) | Расчёт экономической эффективности промышленных испытаний новой техники и технологий разработки в конкретных геолого-физических условиях, составление проекта опытно-промышленной эксплуатации | Технологическая схема опытно-промышленной разработки, ТЭО эксплуатационных кондиций (ТЭО КИН) |
| V | Разработка месторождения | Месторождение, залежь (подготовленные к промышленному освоению C_L , B, A) | Технико-экономическое обоснование выбора варианта промышленного освоения месторождения, уточнение коэффициента извлечения | Технологическая схема разработки, ТЭО эксплуатационных кондиций (ТЭО КИН) |
| VI | Эксплуатационная разведка | Месторождение, залежь (разведанные запасы C_2 и оцененные запасы C_1) | Технико-экономическое обоснование методов, направленных на поддержание и увеличение нефтеотдачи | Технологическая схема применения МУН |
| Геолого-экономическая оценка на макроуровне | | | | |
| VII | Планирование доходов государства от освоения месторождений полезных ископаемых | Нефтегазовый комплекс | Прогноз поступлений в федеральный бюджет, специализированные фонды, международные резервы | Прогноз социально-экономического развития России; Энергетическая стратегия России |
| VIII | Обоснование направлений воспроизводства минерально-сырьевой базы нефтегазоносных провинций (областей, регионов) | Нефтегазоносная провинция, область, район (НСП УВ) | Прогноз целевых показателей программы воспроизводства минерально-сырьевой базы нефтегазоносных провинций (областей, регионов) | Программа воспроизводства минерально-сырьевой базы России |
| IX | Региональный этап геологоразведочных работ | Зона нефтегазонакопления (прогнозные ресурсы D_2 и частично D_1) | Экономическое обоснование направлений геологоразведочных работ и эффективности освоения нефтегазоносных территорий в целом | |

* составлено автором.

Этап 2. Строится оптимизационная геолого-промысловая модель разработки залежей при условии максимизации добычи углеводородов в условиях ограниченности сырьевой базы, размещения и плотности сетки добывающих скважин, прогнозного начального дебита и динамики его падения.

Для прогноза уровней добычи углеводородов используется оптимизационная математическая модель, основанная на следующих предположениях: (1) выделяются стадия растущей добычи, стадия постоянной добычи и стадия падающей добычи и кривая добычи имеет π -образную форму; (2) максимальный уровень добычи на «полке» составляет для нефти 4–6%, для газа 2,5–3,5% от величины извлекаемых запасов, (3) период растущей добычи составляет 3–5 лет, постоянный уровень добычи или «полка» поддерживается около 4–7 лет в зависимости от размера месторождения, прогнозируемого к открытию, а средний срок разработки составляет 23–25 лет.

Решается оптимизационная задача, где в качестве целевой функции принимается уравнение (2), описывающее динамику добычи. Переменными, по которым происходит максимизация, являются начальный дебит скважины (q_0) и плотность сетки скважин (ρ), заданные в интервале допустимых значений $[q_1, q_2]$ и $[\rho_1, \rho_2]$ соответственно, а добыча за все годы разработки месторождения не может превышать потенциально возможные извлекаемые запасы промышленных категорий:

$$\left\{ \begin{array}{l} \max_{\substack{q_1 \leq q_0 \leq q_2 \\ \rho_1 \leq \rho \leq \rho_2}} \sum_{t=1}^T Q(q_t, n_t) \\ \sum_{t=1}^T Q_t \leq R, \end{array} \right. \quad (1)$$

где Q_t – ежегодный объём добычи УВ в году t ; T – срок разработки месторождения; R – потенциально возможные извлекаемые запасы.

Объём ежегодной добычи (Q_t) определяется последовательным умножением и суммированием числа ежегодно вводимых добывающих скважин (n_t) и величины добытых на них углеводородов в соответствующем году (q_t):

$$Q_t = \sum_{j=1}^T \sum_{t=1}^j n_t \cdot q_{j+1-t}, \quad (2)$$

где n_t – число ежегодно вводимых скважин в году t ; q_t – величина добычи УВ на скважине в году t .

Дополнительными уравнениями для целевой функции также служат уравнения для определения начального дебита жидкости добывающей скважины (q_0) и динамики его падения в течение эксплуатации (q_t), динамики числа ежегодно вводимых добывающих скважин (n_t) и суммарного фонда скважин (N).

Падение дебита задаётся без периода стабильной добычи и описывается экспоненциальной функцией:

$$q(t) = q_0 \exp\left(-\frac{t-T_1}{k}\right), 0 \leq t \leq T_2, \quad (3)$$

где q_0 – начальный дебит жидкости добывающей скважины; T_1 – время безводной эксплуатации скважины; T_2 – время окончания работы скважины; k – коэффициент, отвечающий за режим и срок эксплуатации скважины.

Скважины вводятся постепенно, согласно уравнениям:

$$n_t = \begin{cases} At^\alpha \exp(-\vartheta t), & 0 \leq t \leq r \\ Ar^\alpha \exp(-\vartheta r), & r < t \leq r + l, \\ At^\alpha \exp(-\vartheta t), & r + l < t \leq T \end{cases} \quad (4)$$

где n_t – число ежегодно вводимых скважин в году t ; l – время постоянной добычи; r – время выхода на постоянную добычу; A – масштабирующий коэффициент; ϑ, α – эмпирические коэффициенты.

Ограничением на суммарное количество ежегодно вводимых скважин служит размещение скважин по площади с заданной плотностью сетки скважин:

$$N \leq \sum_{t=1}^T n_t = \frac{S}{\rho}, \quad (5)$$

где S – площадь нефтегазоносного объекта; ρ – плотность сетки добывающих скважин.

Построенный алгоритм был реализован на ПК с помощью языков программирования Borland C++Builder 6 и Excel в виде программного продукта *IPGG-Estimator* (Рисунок 1).

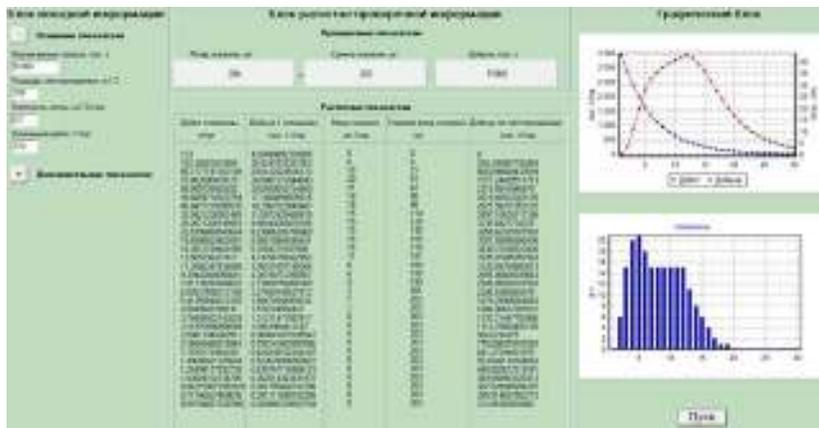


Рисунок 1 – Фрагмент программного комплекса IPGG-Estimator

Этап 3. По результатам расчёта геолого-промысловой модели осуществляется прогноз технологических и стоимостных показателей *производственно-экономической модели*. Цель модели – выполнить прогноз капитальных и эксплуатационных затрат на полное освоение месторождения на базе экономически обоснованных нормативов затрат, оптимального варианта разработки, стратегических планов развития территории.

Отличительной особенностью производственно-экономического моделирования является применение как агрегированного, так и детального подходов к обоснованию затрат на всех стадиях освоения объекта

исследования (НГО, лицензионного участка, месторождения, залежь и т.д.). Проработанный алгоритм выбора структуры затрат и стандартизированный перечень нормативов затрат, позволяющий корректно и полно провести расчёты на этом этапе.

Этап 4. Финансово-экономическая модель предполагает расчёт системы показателей, отражающих коммерческую, бюджетную, экономическую и социальную эффективность освоения объекта оценки: выручки, прибыли балансовой и чистой, налогов с дифференциацией по бюджетам различных уровней. Также рассматривается набор показателей инвестиционной привлекательности: чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, индекс доходности, срок окупаемости.

Автором обоснована необходимость использования действующей налоговой системы с максимальной детализацией, что обусловлено видом объекта исследования (природные ресурсы), характеризующегося генерацией рентных доходов при его эксплуатации и справедливым распределением между государством (собственником недр) и недропользователем.

Этап 5. Проводится анализ чувствительности основных показателей финансово-экономической модели, характеризующих экономическую устойчивость проекта освоения под воздействием возмущающих факторов. Применяются сценарный подход и метод Монте-Карло. Оцениваются влияние изменения производственной программы – объемов добычи сырья, уровня производства продуктов его переработки на чистый дисконтированный доход, срок окупаемости, индекс доходности, внутреннюю норму доходности и влияние финансово-экономических условий – цен реализации продукции, объёма инвестиций.

Этап 6. На заключительном этапе осуществляются *сведение и сравнительный анализ* полученных результатов геолого-экономической оценки в соответствии с целями и задачами её проведения.

Экономическое обоснование целесообразности освоения нефтегазовых активов и вовлечение их в хозяйственный оборот является одним из главных показателей в системе критериев, используемых для принятия крупных инвестиционных решений на уровне государства и компаний. Принципиально важно своевременно на государственном уровне:

- разработать, апробировать и утвердить методику геолого-экономической оценки запасов и ресурсов нефти и газа с привлечением широкого круга специалистов, учёных из отраслевых и академических институтов, работающих в области нефтегазовой геологии, проектирования разработки месторождений и сопутствующей инфраструктуры, обоснования экономической эффективности инвестиционных проектов;
- создать единую информационную базу данных о стоимостных, технологических, нормативных показателях геолого-экономической оценки, дифференцированную по видам работ и субъектам РФ.

3. Применение разработанной автором модели прогнозирования параметров воспроизводства минерально-сырьевой базы территории с низкой степенью изученности позволяет обосновать объём геологоразведочных работ и уровень их финансирования,

обеспечивающий комплексацию добываемого углеводородного сырья приростом запасов промышленных категорий. Отсутствие открытий месторождений на территории Сибирской платформы в период с 1991 по 2004 г., значительное замедление кратности воспроизводства МСБ и недофинансирование геологоразведочных работ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке обуславливают необходимость увеличения объёмов геологоразведочных работ с целью удовлетворения внутреннего регионального спроса и выполнения международных обязательств.

Исследованию перспектив нефтегазоносности на востоке страны посвящены работы академиков А.А. Трофимука, В.С. Суркова, Н.В. Черского, А.Э. Конторовича, выдающихся геологов и ученых В.Е. Бакина, А.Н. Золотова, А.М. Зотева, И.Г. Левченко, М.М. Мандельбаума, Н.В. Мельникова, Ю.А. Притулы, Б.Л. Рыбьякова, В.В. Самсонова, В.С. Старосельцева, Б.А. Фука.

По мере снижения эффективности поисково-разведочного бурения в Западной Сибири поиски углеводородов распространялись далее на восток. Результатом стали открытие в 1962 г. Марковского нефтяного месторождения в Иркутской области и, как следствие, разворачивание поисков новых структур в Восточной Сибири.

Анализ динамики открытия отдельных залежей по регионам Восточной Сибири показал, что первыми из месторождений, смешанных по типу флюида (нефть, природный газ), были открыты залежи газа – в Якутии (Средневилюйское – 1965, Соболах-Неджелинское – 1966, Толонское – 1967 и др.) и Красноярском крае (Мессояхское – 1967, Зимнее – 1968, Пеляткинское – 1969 и др.). И только в 1970-е гг. осуществлён прирост нефти и выявлены крупные нефтяные месторождения: Куюмбинское (Красноярский край), Среднеботуобинское, Верхневилючанское (Якутия), Верхнечонское и Ярактинское (Иркутская область).

Более 50 % современных запасов месторождений углеводородов на территории Восточной Сибири были открыты в 1980-е гг. – это Юрубчено-Тохомское, Чаяндинское, Ковыктинское, Тагульское и другие месторождения (Рисунок 2).

В работе показано, что открытие новых запасов нефти и газа в Иркутской области и Красноярском крае носит очаговый характер: 1983–1990 и 2007–2010 гг., 2007–2010 гг. соответственно. В Республике Саха (Якутия) распределение выявления новых запасов нефти и газа характеризуется равномерностью только на протяжении периода с 1959 по 1994 г.

Анализ динамики открытия залежей углеводородов показал, что существуют продолжительные периоды времени, когда не открывались новые запасы. С 1994 по 1997 г. на территории Восточной Сибири не было открыто ни одной нефтяной или газовой залежи, а на протяжении 14 лет в период с 1991 по 2004 г. – ни одного нового месторождения.

Анализ государственных, отраслевых и академических программ и стратегий освоения нефтегазоносных территорий Восточной Сибири и Дальнего Востока, позволяет выделить шесть ключевых этапов освоения:

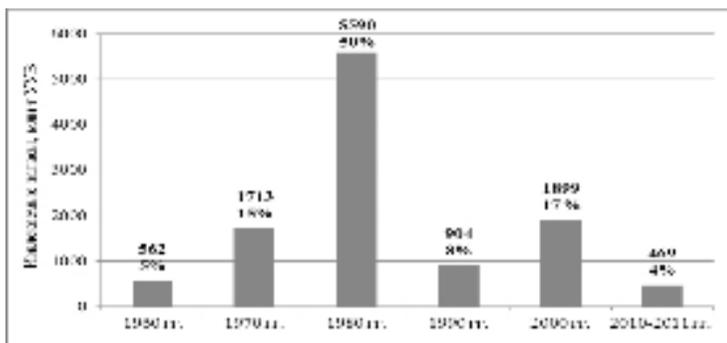


Рисунок 2 – Распределение современных извлекаемых запасов углеводородов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) по времени открытия*

* построено автором

1950-е гг. – начало первых поисковых работ и формирование плана региональных работ по выявлению нефти и газа восточнее Урала;

1960-е гг. – выделение Восточной Сибири как перспективного крупного центра по нефтегазодобычи на основе открытия первых месторождений, оценка их сырьевых возможностей;

1970-е гг. – теоретическое обоснование подходов к формированию производительных сил на востоке России и определение перспектив их развития;

1980-е гг. – резкий рост объемов геологоразведочных работ, в связи с сокращением прироста запасов на один метр глубокого бурения в связи с выходом в новые слабоизученные и сложностроенные районы Восточной Сибири;

1990-е гг. – низкий объем геологоразведочных работ и, как следствие, самые низкие приросты запасов и небольшое число открытых месторождений в регионах Восточной Сибири;

2000-е гг. – формирование государственной энергетической политики применительно к востоку страны, повышение интереса к нему со стороны частных крупных и мелких компаний, принятие своевременного государственного решения о создании трубопроводной инфраструктуры как главный импульс к активному освоению месторождений нефти и газа Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Развитие центров нефтяной и газовой промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сдерживается рядом негативных факторов, указывающих на неэффективность государственного регулирования. Наиболее существенные из них: (1) слабый государственный контроль за выполнением лицензионных соглашений; (2) многолетнее невыполнение условий лицензионных соглашений частью недропользователей; (3) не согласованная политика у администраций субъектов Федерации на востоке страны и федеральной центра; (4) отсутствие единой схемы размещения трасс нефте- и газопроводов; (5) отсутствие системного подхода к развитию мощностей по переработке и нефтегазохимии, увязанной по срокам и темпам со строительством транспортной инфраструктуры; (6) несогласованность

нормативно-правовых документов; (7) недостаточно активная энергетическая дипломатия России в АТР.

Низкая степень геологической изученности территорий Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) определяет высокую перспективность проведения здесь геологоразведочных работ и открытия новых месторождений. В то же время наблюдается существенное сокращение темпов воспроизводства минерально-сырьевой базы по мере роста добычи в регионе. Несмотря на увеличение финансирования геологоразведочных работ в последние годы, основной прирост запасов осуществляется по категории С₂, что снижает надёжность подготовленной сырьевой базы и требует дополнительных вложений в доразведку.

Для расширенного восполнения добычи нефти необходимо обеспечить существенный рост запасов, прежде всего промышленных категорий. Поэтому приоритетной политикой государства в области воспроизводства минерально-сырьевой базы Восточной Сибири и Дальнего Востока должно стать увеличение объёма геологоразведочных работ не только на региональном этапе, но и на этапе проведения поисково-разведочных работ на лицензионных участках посредством стимулирования недропользователей через контроль выполнения лицензионных соглашений. Значительного прогресса здесь возможно достичь, совершенствуя нормативную и методологическую базы проведения геологоразведочных работ, включая законодательство о недрах, а также повышая качество строительства и испытания поисково-разведочных скважин.

Таблица 2 – Воспроизводство минерально-сырьевой базы Восточной Сибири и Дальнего Востока на период до 2050 г. (инновационный сценарий)*

| Показатель | 2013-2020 | 2021-2030 | 2031-2040 | 2041-2050 | Всего |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|--------|
| Прирост извлекаемых разведанных запасов | | | | | |
| нефти, млн т | 849 | 1 696 | 1 496 | 1 118 | 5 159 |
| природного газа, млрд куб. м | 1 145 | 1 749 | 1 802 | 1 782 | 6 479 |
| Кратность воспроизводства: | | | | | |
| нефти | 1,4 | 1,8 | 1,8 | 1,5 | 1,7 |
| природного газа | 2,5 | 1,4 | 1,1 | 1,1 | 1,5 |
| Эффективность поисково-разведочного бурения | | | | | |
| нефти, т/м | 327 | 319 | 294 | 268 | 301 |
| природного газа, тыс. куб. м/м | 1 460 | 1 031 | 1 210 | 1 604 | 1 319 |
| Объём геологоразведочных работ: | | | | | |
| параметрическое бурение, тыс. м | 33 | 42 | 42 | 32 | 148 |
| поисково-разведочное бурение, тыс. м | 2 550 | 5 362 | 5 090 | 4 172 | 17 174 |
| сейсморазведка профильная, тыс. км | 342 | 676 | 730 | 653 | 2 402 |
| сейсморазведка площадная, тыс. кв. км | 69 | 138 | 148 | 134 | 489 |
| Финансирование геологоразведочных работ, млрд руб.: | 677 | 1 499 | 1 636 | 1 555 | 5 366 |
| параметрическое бурение | 14 | 19 | 21 | 18 | 72 |
| поисково-разведочное бурение | 488 | 1 104 | 1 167 | 1 097 | 3 857 |
| сейсморазведка профильная | 91 | 194 | 232 | 227 | 744 |
| сейсморазведка площадная | 84 | 182 | 215 | 214 | 694 |
| Структура финансирования геологоразведочных работ, % | | | | | |
| за счёт средств федерального бюджета и бюджета субъектов РФ | 18 | 19 | 16 | 12 | 16 |
| за счёт средств недропользователей | 82 | 81 | 84 | 88 | 84 |

* рассчитано автором.

В рамках исследования, автором разработана модель прогнозирования параметров воспроизводства минерально-сырьевой базы, позволяющая оценить прирост запасов нефти и газа, объемы необходимых геологоразведочных работ и ассигнований на их проведение. Модельный комплекс позволяет осуществить прогноз возможных вариантов производственных, геологических и экономических параметров ВМСБ и выбор оптимального варианта при условии максимизации экономической эффективности реализации программы ВМСБ.

В рамках настоящего исследования была выполнена оценка необходимых для воспроизводства запасов нефти и газа, их приростов и объемов геологоразведочных работ. Согласно инновационному сценарию в период 2013-2050 гг. прирост запасов нефти должен составить 5,2 млрд т (Таблица 2), по природному газу – 6,5 трлн куб. м. Объём глубокого бурения в этот период составит 17 млн м, объём ассигнований – 5,4 трлн руб.

4. Выполненные расчёты добычных возможностей современных и прогнозируемых к открытию месторождений нефти и газа Восточной Сибири и Дальнего Востока, основанные на математическом моделировании и применении сценарного анализа (учитывающего внутренние и мировые организационно-экономические и маркетинговые ограничения рынков углеводородов), позволяют прогнозировать добычу нефти и газа в рамках трёх сценариев: инерционного, ресурсно-сырьевого и инновационно-сырьевого. Максимальный уровень добычи нефти в Восточной Сибири будет достигнут к 2020 г. и будет поддерживаться до 2030 г. Поскольку регион располагает значительной сырьевой базой, то интенсивность сокращения добычи нефти за пределами 2030 г. будет зависеть, прежде всего, от выполнения программы геологоразведочных работ, удовлетворяющей параметрам расширенного воспроизводства.

Высокая зависимость экономики России от нефтегазового комплекса обуславливает его важнейшую роль в формировании инновационной модели экономики, в восстановлении промышленного потенциала с последующим выходом на постиндустриальное развитие. Несомненно, решение ключевых проблем российского нефтегазового комплекса потребует системного и квалифицированного принятия ряда стратегических государственных решений и законодательных инициатив, способствующих урегулированию и совершенствованию работы нефтяной и газовой отраслей Восточной Сибири и Дальнего Востока. Автором выделены основные направления:

- стимулирование и расширение геологоразведочных работ;
- расширение географии добычи газа;
- изменение структуры сырьевой базы газовой промышленности;
- переработка жирного многокомпонентного природного газа месторождений Восточной Сибири;
- преодоление тенденции снижения добычи нефти в традиционных регионах нефтедобычи; расширение добычи нефти в новых регионах нефтедобычи, прежде всего, на востоке России и на шельфе арктических и дальневосточных морей;

- квалифицированная утилизация попутного нефтяного газа; увеличение глубины переработки нефти;
- ускорение темпов строительства транспортной и энергетической инфраструктуры;
- диверсификация основных рынков сбыта природного газа, поставляемого из России;
- развитие отечественной нефтесервисной индустрии;
- усиление роли государства в решении принципиальных проблем нефтегазового комплекса.

Добывные возможности нефтегазового региона определяются в первую очередь ресурсным потенциалом – величиной извлекаемых запасов и ресурсов углеводородов территории. Однако в силу неоднородности ресурсной базы с методологической точки зрения для построения количественного прогноза возможностей добычи углеводородов ключевым фактором является структура ресурсной базы: соотношение запасов и ресурсов, степень разведанности. Дифференциация объектов прогноза по структуре сырьевой базы определяет набор инструментов прогнозирования и степень агрегирования в зависимости от изученности объекта и начальной информации о нём.

Модель прогноза добывных возможностей перспективной территории и прогноза добычи углеводородов на ней включает три этапа:

Этап 1. Построение прогноза добычи нефти и газа месторождений (запасов), как находящихся в распределённом фонде недр, так и предполагаемых к лицензированию.

Прогноз добычи нефти и газа на *месторождениях распределённого фонда недр* ($Q^{all}(t)$) учитывает стратегические и целевые показатели развития компаний-недропользователей, а также условия лицензионных соглашений, в которых обозначены сроки ввода в эксплуатацию, время выхода на проектную мощность и максимальный уровень добычи.

Для *месторождений углеводородов нераспределённого фонда недр* ($Q^{unall}(t)$) применяется модель прогнозирования динамики добычи углеводородов, в основе которой лежит представление о её постадийном характере:

$$Q^{unall}(t) = \begin{cases} At^\alpha \exp(-\vartheta t), & 0 \leq t \leq t_1 \\ Q^{const}, & t_1 < t \leq t_2 \\ At^\alpha \exp(-\vartheta t), & t - t_2 + t_1 < t \leq T \end{cases}, \quad (6)$$

где t_1 – выход на постоянную добычу; t_2 – время завершения постоянной добычи; T – время окончания добычи; Q^{const} – добыча на «полке»; A – масштабирующий коэффициент; α, ϑ – эмпирические коэффициенты.

Величина добычи за все годы разработки месторождения (суммарная добыча) не может превышать потенциально возможные извлекаемые запасы промышленных категорий, поэтому:

$$\sum_{t=1}^T Q^{unall}(t) \leq R_1, \quad R_1 = R^{ABC_1} + \sum_{i=1}^5 k^i R^i, \quad Q^{const} = rR_1, \quad (7)$$

где R_1 – потенциально возможные извлекаемые запасы промышленных категорий, R^{ABC_1} – извлекаемые запасы категорий ABC₁, R^i – извлекаемые запасы (C₂) и ресурсы (C₃, D_{1л}, D₁, D₂), k^i – коэффициент перевода, r – темп отбора углеводородов на «полке».

Таким образом, в условиях ограниченности геолого-геофизических данных о залегании продуктивного пласта и его фильтрационно-ёмкостных параметрах, данных о физико-химических свойствах флюида, зная только величину извлекаемых начальных суммарных ресурсов объекта исследования (залежи, месторождения, нефтегазоносного региона, области) и их структуру, можно в агрегированном виде решить задачу построения профиля добычи.

Этап 2. Оценка добычных возможностей и параметров распределения запасов месторождений нефти и газа, прогнозируемых к открытию на перспективных площадях.

Прогноз добычи углеводородов на месторождениях, прогнозируемых к открытию, повторяет динамику добычи на месторождениях нераспределённого фонда недр или не введённых в разработку ($Q^{unall}(t)$) в условиях ограниченности ресурсной базы:

$$\sum_{t=1}^T Q^{persp}(t) \leq R_2, \quad R_2 = \sum_{i=1}^4 k^i R^i, \quad Q^{const} = rR_2, \quad (8)$$

где R_2 – ресурсы (C₃, D_{1л}, D₁, D₂); k^i – коэффициент перевода ресурсов в запасы; r – коэффициент отбора на «полке».

Необходимо найти множество значений профиля добычи $\{Q_{\dot{t}r}^{unall}\}$, $\{Q_{\dot{t}r}^{persp}\}$, где $\dot{t} = 1, \dots, T$ – временной горизонт прогнозирования; \dot{r} – темп отбора углеводородов на «полке». При этом $\sum_{t=1}^{\dot{t}} Q^{unall}(t, \dot{r})$ и $\sum_{t=1}^{\dot{t}} Q^{persp}(t, \dot{r})$ должны быть по возможности близкими к R_1 и R_2 , соответственно, а профиль динамики добычи – описываться уравнением (6).

Этап 3. Выбор профиля добычи осуществляется по результатам геолого-экономического моделирования, учитывающего уровень инвестиций $I(t)$ и их экономическую целесообразность и эффективность (NPV, IRR, PP, IP и др.). Таким образом, итоговый уровень добычи углеводородов будет определяться по формуле:

$$Q(t) = Q^{all}(t) + Q^{unall}(t) + Q^{persp}(t). \quad (9)$$

В рамках исследования разработано три сценария возможных уровней добычи нефти – *инерционный, ресурсно-сырьевой, инновационный*. Состояние сырьевой базы углеводородов на востоке России и перспективы её расширения с учетом ожидаемых изменений в маркетинговых и технологических условиях позволяют обосновать достаточно высокие прогнозные уровни добычи нефти и газа (Таблица 3), превышающие параметры, зафиксированные в ряде документов Правительства РФ, в том числе в Энергостратегии России до 2030 г.

Таблица 3 – Добыча и структура поставок нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, млн т*

| Регион | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| ИНЕРЦИОННЫЙ СЦЕНАРИЙ | | | | | |
| Добыча | 62,7 | 87,9 | 86,1 | 60,8 | 46,2 |
| <i>Доля в России, %</i> | <i>12</i> | <i>16</i> | <i>18</i> | <i>15</i> | <i>14</i> |
| Поставки, всего | 61,2 | 87,9 | 86,1 | 60,8 | 46,2 |
| В том числе: | | | | | |
| на внутренний рынок | 4,6 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| на экспорт | 56,6 | 69,0 | 68,7 | 44,4 | 30,3 |
| <i>доля в России, %</i> | <i>22</i> | <i>25</i> | <i>37</i> | <i>37</i> | <i>39</i> |
| РЕСУРСНО-СЫРЬЕВОЙ СЦЕНАРИЙ | | | | | |
| Добыча | 63,3 | 89,7 | 90,2 | 70,0 | 59,0 |
| <i>Доля в России, %</i> | <i>12</i> | <i>16</i> | <i>18</i> | <i>16</i> | <i>15</i> |
| Поставки, всего | 61,2 | 90,2 | 91,3 | 71,4 | 60,6 |
| В том числе: | | | | | |
| на внутренний рынок | 4,6 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| на экспорт | 56,6 | 70,2 | 71,3 | 51,4 | 40,6 |
| <i>доля в России, %</i> | <i>23</i> | <i>26</i> | <i>35</i> | <i>35</i> | <i>39</i> |
| ИННОВАЦИОННО-СЫРЬЕВОЙ СЦЕНАРИЙ | | | | | |
| Добыча | 63,3 | 90,2 | 93,0 | 78,2 | 70,1 |
| <i>Доля в России, %</i> | <i>12</i> | <i>16</i> | <i>17</i> | <i>16</i> | <i>16</i> |
| Поставки, всего | 61,2 | 90,2 | 93,0 | 78,2 | 70,1 |
| В том числе: | | | | | |
| на внутренний рынок | 4,6 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| на экспорт | 56,6 | 70,2 | 73,0 | 58,2 | 50,1 |
| <i>доля в России, %</i> | <i>23</i> | <i>26</i> | <i>32</i> | <i>34</i> | <i>39</i> |

* рассчитано автором

Все сценарии сформированы на основе данных о сырьевой базе крупных месторождений открытых в 1980-е гг., за счёт которых в настоящее время поддерживается добыча и будет поддерживаться в среднесрочной перспективе. Различия связаны, во-первых, оценкой добычных возможностей месторождений, в структуре запасов которых сегодня преобладают запасы категории С₂ (более 90%), рассчитанные с учётом пониженного коэффициента подтверждаемости, во-вторых, с интенсивностью сокращения добычи углеводородов за пределами 2030 г., которая будет зависеть от выполнения программы геологоразведочных работ, удовлетворяющей параметрам расширенного воспроизводства, а также от уровня использования новых технологических решений для повышения коэффициента извлечения.

Автором рассчитан баланс добычи, потребления и экспорта нефти и газа из Восточной Сибири и Дальнего Востока, который показал, что экспорт сырой нефти из Восточной Сибири и Дальнего Востока может быть доведен к 2020 году до 70-75,5 млн т, к 2030 году – до 68-76,3 млн т в зависимости от сценария. Экспорт нефти из Восточной Сибири и Дальнего Востока будет осуществляться по нефтепроводной системе «Восточная Сибирь – Тихий океан», в том числе через спецморнефтепорт «Козьмино» и по нефтепроводу-отводу на Китай – «Сковородино-Мохэ-Дацин», а также через порты на Дальнем Востоке – Корсаков и Де-Кастри.

Объёмы поставок газа на мировой рынок будут определяться, прежде всего, темпами развития газотранспортной и перерабатывающей инфраструктуры, договоренностями по маршрутам, объемам и ценам

поставки. Учитывая специфику восточносибирского газа (высокое содержание гомологов метана и гелия), необходимо синхронизировать темпы строительства транспортной инфраструктуры и газоперерабатывающих производств на востоке страны. Перед отечественной газовой промышленностью не стоит задача нарастить экспорт газа в АТР любой ценой, поэтому поставки на рынки Китая, Кореи и Японии могут составить к 2020 году 30-120 млрд куб. м, к 2030 году – 70-190 млрд куб. м, в зависимости от позиции стран-реципиентов.

5. Выполненный прогноз развития газового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока показал его высокую коммерческую, бюджетную и социальную эффективность за счёт квалифицированной утилизации всех попутных компонентов газа, которая позволит сформировать на востоке страны принципиально новые индустриальные локалитеты – нефте- и газохимию. Обосновано, что устойчивые факторы, которые будут влиять на эффективность формирования и развития локалитетов, – это изменение состава и качества добываемого сырья, темпы строительства производственных мощностей переработки и трубопроводной инфраструктуры, изменение географической структуры спроса на природный газ в мире.

Суть разработанной автором концепции – реализация ресурсно-инновационного подхода к развитию газовой промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и ресурсосбережение. Под ресурсно-инновационным подходом понимаются запрет на экспорт непереработанного газа как комплексного минерального сырья и организация в России мощных центров газопереработки и нефтехимии, где в результате переработки конденсата, этана, пропан-бутановой фракции газа, гелия будет создаваться высокотехнологичная продукция с высокой добавленной стоимостью. Главная особенность концепции состоит в том, что при проектировании газового комплекса в качестве ограничения на уровне добычи газа выступают не добычные возможности сырьевой базы газа и пропускная способность транспортной инфраструктуры, а темпы создания газоперерабатывающих и нефтехимических мощностей.

Дифференциация проведена по трём крупнейшим центрам газодобычи с выделением подготовленных и прогнозируемых к открытию газоносных объектов (месторождений), обеспечивающих основную долю добычи газа: Красноярскому, Ковыктинскому и Западно-Якутскому.

В *Западно-Якутском центре газодобычи* основными по добыче месторождениями определены Чаяндинское, Верхневилучанское, Среднетюнгское, Тас-Юряхское, Среднеботуобинское. Разработано четыре варианта транспортировки газа и продуктов его переработки в зависимости от размещения мощностей по газопереработке и нефтехимии.

В рекомендованном варианте природный газ с месторождений Республики Саха (Якутия) и северных районов Иркутской области поставляется по системе газопроводов-отводов на ГПЗ в Ленске, далее сухой газ (метан) транспортируется по газопроводу для реализации в Сковородино, продукты переработки по продуктопроводу поступают на НХК в Усть-Куте, товарная

продукция по железной дороге транспортируется в Находку для реализации. Предусмотрено строительство газопроводов-отводов, конденсатопроводов-отводов, продуктопровода «Ленск – Усть-Кут», газопровода «Чаяндинское – Сковородино». Предусмотрены выделение и хранение гелиевого концентрата, производство сверхчистого жидкого гелия и его транспортировка по федеральной автотрассе «Виллой» на Дальний Восток (на внутренний рынок) и через морские порты в страны АТР.

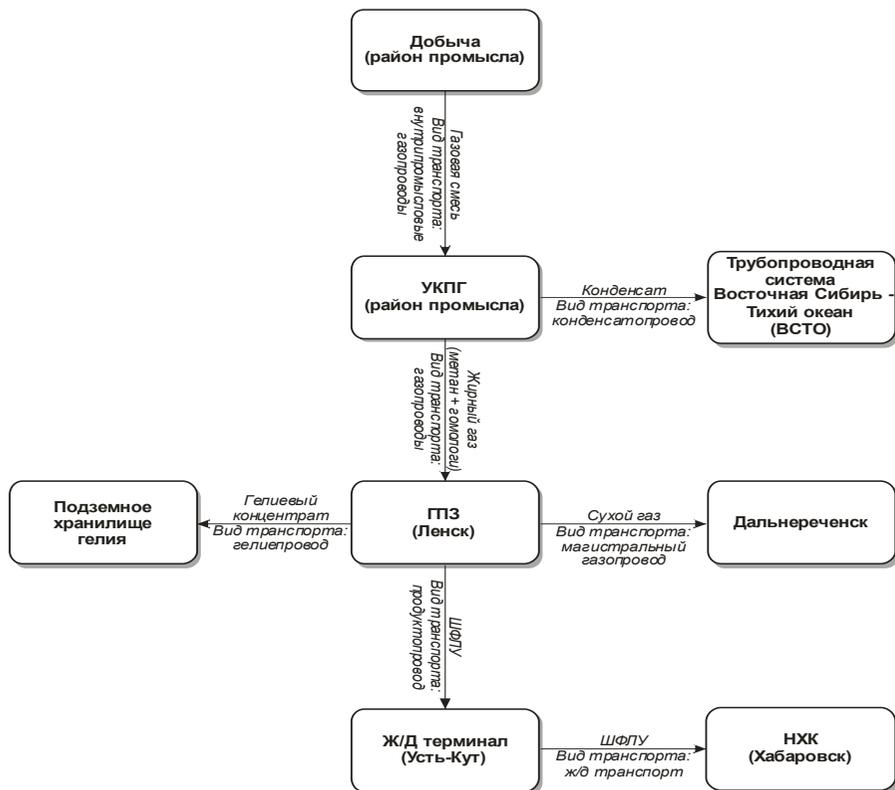


Рисунок 3 – Схема Западно-Якутского центра газодобычи

Рекомендуемый вариант позволяет решить ряд проблем:

- организовать газопереработку, гелиевое производство и хранилище гелия Чаяндинского месторождения в непосредственной близости от него;
- выделить ШФЛУ из природного газа и транспортировать её продуктопроводом «Чаянда – Усть-Кут», в Усть-Куте организовать сжижение ШФЛУ и далее транспортировать её по Байкало-Амурской магистрали до Благовещенска или Хабаровска, где планируется развивать нефтехимическое производство;

- построить газопровод от Ярактинского и Дулисьминского месторождений до Усть-Кута, сформировать в районе города мощности по газопереработке и направить метановую фракцию на производство электроэнергии, что позволит электрифицировать трассу БАМ, увеличить ее пропускную способность.

Конкурентные преимущества рекомендованного варианта заключаются в том, что трасса продуктопровода «Чаянда – Усть-Кут» будет проходить по району активного недропользования, где, несомненно, будут выявлены новые месторождения, а наличие системы трубопроводов ускорит их освоение. Реализация этого предложения создаст исключительно благоприятные условия для формирования на севере Иркутской области малого иркутского центра газодобычи – Усть-Кутского.

Особое место в концепции формирования центров нефтегазодобычи на востоке страны принадлежит системе организации выделения гелия, строительства гелиевых хранилищ, заводов по переработке газа и получению сверхчистого сжиженного гелия (Рисунок 3), что предусматривает сооружение этих объектов в непосредственной близости от Чаяндинского и Ковыктинского месторождений, а в перспективе – в Красноярском крае.

Согласно разработанным вариантам освоения центров газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке планируется строительство разветвлённой транспортной инфраструктуры, включая газопроводы, конденсатопроводы, продуктопроводы.

Таблица 4 – Сводные технико-экономические показатели освоения газовых месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока*

| Показатель | Западно-Якутский центр газодобычи | Красноярский центр газодобычи | Ковыктинский центр газодобычи | Всего по Восточной Сибири и Дальнему Востоку |
|------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--|
| Выручка от реализации, млн руб. | 5 795 171 | 1 761 336 | 4 935 468 | 12 491 975 |
| Капитальные вложения, млн руб. | 782 802 | 300 166 | 736 580 | 1 819 548 |
| Эксплуатационные затраты, млн руб. | 1 923 952 | 759 232 | 1 812 922 | 4 496 106 |
| Налоги, млн руб. | 2 470 281 | 605 064 | 1 952 699 | 5 028 044 |
| Чистая прибыль, млн руб. | 1 480 564 | 422 853 | 1 211 762 | 3 115 179 |
| CF, млн руб. | 1 412 588 | 421 521 | 1 139 335 | 2 973 445 |
| NPV, млн руб. | 166 532 | 25 754 | 108 402 | 300 687 |
| IRR, % | 16,8 | 15,6 | 16,2 | – |

* рассчитано автором

6. Обосновано, что с учетом государственной значимости реализации приоритетных инвестиционных проектов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также особенностей сырьевой базы и пропорций производственно-экономического развития территории государственное регулирование должно быть трансформировано в направлении развития системы стимулирующих и протекционистских мер государственной поддержки.

Несмотря на проведение целого комплекса законодательных мероприятий по совершенствованию законодательного обеспечения развития нефтегазового комплекса России, в настоящее время крайне неудовлетворительно решаются наиболее острые проблемы, связанные с инновационным развитием отрасли.

Совершенствование законодательства необходимо проводить в двух направлениях – стимулирующим и протекционистском. С одной стороны, необходимо предоставить льготы для стимулирования вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов, обладающих особыми физико-химическими свойствами и располагающихся в слабо инфраструктурно развитых регионах. В то же время ряд мер должен иметь протекционистский характер, т.е. быть направлен на поддержание политики рационального недропользования. Государство как собственник недр является гарантом комплексного и квалифицированного использования всех полезных ископаемых, эффективного планирования геологоразведочных работ и развития перерабатывающих производств на базе добытого сырья:

1. *Обеспечение воспроизводства минерально-сырьевой базы.* Для обеспечения расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов необходимо предусмотреть увеличение финансирования региональных геологоразведочных работ, а также проводить жёсткий контроль за выполнением лицензионных соглашений с целью обеспечения прироста запасов, удовлетворяющего параметрам расширенного воспроизводства, и своевременного ввода месторождений в разработку.

Преодоление дефицита финансирования затрат на воспроизводство минерально-сырьевой базы возможно по средствам создания специального «Фонда воспроизводства минерально-сырьевой базы», пополняемого за счёт лимитированных отчислений из налога на добычу полезных ископаемых или введении целевого налога.

2. *Стимулирование добычи нетрадиционных источников углеводородов.* Особенностью современной минерально-сырьевой базы углеводородов является ухудшение качества и исчерпаемость в традиционных районах нефтегазодобычи, а также усложнение условий разведки и добычи нефти и газа в новых регионах на севере и востоке страны, шельфе арктических и дальневосточных морей.

В этих условиях необходимо государственное участие в проведении широкомасштабных геологоразведочных работ по поиску, оценке и разведки нетрадиционных источников углеводородов, а также предоставление налоговых и таможенных льгот при разработке этих месторождений. Приоритетными направлениями здесь являются геологическое изучение, разведка и разработка сланцевой нефти баженовской свиты в Западной Сибири, битуминозных отложений Оленёкского месторождения в Республике Саха (Якутия), доманикитовых отложений в Европейской части России и др.

3. *Полное извлечение всех попутных компонентов, содержащихся в добываемой нефти и природном газе и их рациональное использование.* Рациональное использование всех полезных ископаемых должно стать приоритетом в осуществлении государственной политики в нефтегазовой

отрасли России. В настоящее время не удовлетворительно решается вопрос с утилизацией гомологов метана содержащихся в природном и попутном нефтяном газе, являющихся ценным нефтехимическим сырьем. Кроме того, остро стоит вопрос утилизации гелия месторождений природного газа на востоке страны.

Гомологи метана. По мере роста добычи «жирного» газа в Западной Сибири и на востоке страны, необходимо введение законодательного регулирования неквалифицированного использования ценных компонентов природного газа (гомологов метана – этана, пропана, бутана). Опираясь на позитивный опыт административного ограничения сжигания попутного нефтяного газа, целесообразно введение штрафных санкций при использовании этансодержащего газа в энергетике с содержанием этана в газе свыше 0,5 %.

Для стимулирования использования пропана и бутана «жирного» газа в качестве сырья для нефтегазохимии необходим комплексный подход. С одной стороны необходимо предоставление льгот по налогу на добычу полезных ископаемых при добыче газа, с последующим фракционированием и направлением пропан-бутановой смеси на переработку. С другой - предоставление льгот и государственных субсидий непосредственно нефтегазохимическим заводам, используемым в качестве сырья пропан-бутановые фракции.

Гелий. Особое внимание следует уделить проблеме утилизации гелия, который является продуктом, имеющим стратегически важное значение и необходимым для инновационного развития ряда отраслей промышленности. В настоящее время в отечественном законодательстве отсутствует единая система нормативных правовых актов, регламентирующих добычу, транспорт, переработку, производство и потребление гелийсодержащих природных газов, гелиевого концентрата и гелия.

Основным источником гелия является природный газ, а крупномасштабная добыча природного газа месторождений Восточной Сибири, содержащего гелий в промышленных концентрациях (более 0,05%), начнется уже в ближайшие годы, поэтому необходимо своевременно разработать механизмы государственного стимулирования извлечения, переработки и транспортировки этого стратегически важного попутного компонента газа и законодательно их закрепить.

В связи с особым значением гелия для устойчивого инновационного роста экономики России, необходимо включить гелий в (1) Перечень основных видов стратегического минерального сырья, утвержденный Распоряжением Правительства РФ от 16.01.96 № 50-Р; (2) Список стратегических видов полезных ископаемых, утвержденный Постановлением Правительства РФ от 02.04.2002 № 210; (3) Номенклатуру материальных ценностей в государственном резерве, устанавливаемую Правительством РФ (Федеральный закон от 29 декабря 1994 г. N 79-ФЗ «О государственном материальном резерве»).

Оказать государственную поддержку при строительстве хранилищ гелиевого концентрата и объектов хранения и транспортировки товарного

гелия, что позволит сделать коммерчески привлекательными проекты разработки гелийсодержащих месторождений и обосновать их реализацию.

Одним их приоритетов государственной политики должно стать создание хранилищ гелия в соляных пластах, обеспечивающих повышение эффективности сбыта за счет компенсации рыночной неравномерности, что в перспективе позволит России выйти на лидирующие позиции по реализации гелия в мире, обеспечить инновационный путь развития за счёт высокотехнологических отраслей промышленности.

Целесообразным будет внесение изменений в классификаторы продукции, регламентирующие содержание гелия в потребляемом природном газе, в т.ч. поставляемом на экспорт.

4. *Увеличение глубины переработки нефти.* Обозначенный курс Правительства РФ на модернизацию нефтеперерабатывающей отрасли России и законодательные изменения, связанные с введением заградительной пошлины на экспорт мазута и существенной дифференциацией ставок акцизов на светлые и тёмные нефтепродукты с целью стимулирования увеличения глубины переработки российских нефтеперерабатывающих предприятий оказали слабый эффект.

Также, несмотря на то, что многие НПЗ уже запустили и успешно реализуют программы модернизации, существует ряд сдерживающих факторов – низкий уровень организации работ по модернизации НПЗ и качества управления проектами, затягивание сроков реализации проектов и поставки оборудования, значительное удорожание проектов по мере реализации.

Одной из приоритетных задач развития нефтеперерабатывающей промышленности должна стать крупномасштабная государственная программа по модернизации российских НПЗ и мониторинг её выполнения с целью:

- повышение глубины переработки нефти за счёт увеличения доли вторичных процессов – гидрокрекинг, каталитический крекинг, процессы переработки остатков;
- повышению качества нефтепродуктов, в том числе соответствии экологическим стандартам;
- развитие и применение российских технологий и оборудования для всех стадий переработки нефти и комплектующих к ним.

5. *Становление отечественной нефтесервисной индустрии.* Устойчивой тенденцией развития нефтегазового комплекса России является ухудшение горно-геологических и природно-климатических условий разведки и разработки месторождений, а также рост удалённости от центров переработки и сбыта углеводородного сырья. Это создаёт потребность нефтегазовой промышленности в новейших, инновационных и высокотехнологических разработках, позволяющих решить ряд актуальных для отрасли задач:

- разведка и разработка месторождений в экстремальных природно-климатических условиях, находящихся за Полярным кругом;
- разработка технологий разведки, добычи и транспортировки углеводородов шельфовых месторождений;

- разработка уникальных технологий добычи нетрадиционных углеводородов, характеризующихся особыми физико-химическими свойствами и залегающими на больших глубинах;

- транспортировки углеводородного сырья и продуктов его переработки на сверхдальние расстояния.

В условиях высокой ценовой и качественной конкуренции со стороны импортного оборудования, необходимо оказание государственной поддержки и законодательного обеспечения интересов российских производителей нефтегазового оборудования, включая смежные отрасли, прежде всего машиностроение и металлургия. Одновременно необходимо обеспечить:

- законодательное введение уровня использования отечественного оборудования (доля российского оборудования и услуг в структуре расходов нефтегазовых компаний должна составлять не менее 80%, на шельфе – не менее 60% с последующим повышением до 90-100%);

- стимулирование импорта передовых технологий и нового оборудования, не имеющих аналогов в России;

- пресечение иностранной недобросовестной конкуренции, включая демпинг.

б. Развитие государственной поддержки и государственно-частного партнерство в стратегических высококапиталоемких проектах нефтегазового комплекса. Гарантией обеспечения высокого мультипликативного эффекта от инвестиций в нефтегазовый комплекс служит активное участие государства в координации деятельности администраций субъектов Российской Федерации и бизнес-структур, финансировании проектов транспортно-логистической инфраструктуры, обеспечении согласованной экспортной политики, а также в рациональном распределении бюджетной эффективности от освоения ресурсного потенциала через системы национальных, отраслевых и региональных программ.

Важнейшее условие устойчивого долгосрочного и инновационного развития НГК России – обеспечение согласования интересов компаний (хозяйственных субъектов) со стратегическими задачами государства в части технологического развития отраслей экономики, социально-экономического развития российских регионов, экологической безопасности проектов, реализации внешнеэкономических и геополитических интересов России за рубежом.

Учитывая государственную значимость реализации инвестиционных проектов НГК на востоке страны, необходимо использовать систему мер государственной поддержки, которая включает: введение налоговых и таможенных льгот на всех стадиях реализации проектов, установление ускоренной амортизации для высокотехнологичного оборудования; установление специальных железнодорожных тарифов; повышение доступности и увеличение масштабов кредитования инновационных проектов, снижение процентных ставок; прямое финансирование из федерального и региональных бюджетов геологоразведочных работ, строительства транспортной и перерабатывающей инфраструктуры.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Статьи в научных журналах из перечня ВАК

1. **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. Принципиальные подходы к геолого-экономической оценке разномасштабных нефтегазовых объектов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – 0,7 п.л. (авт. – 0,2 п.л.).
2. Эдер Л.В., **Филимонова И.В.**, Проворная И.В., Немов В.Ю. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области добычи нефти и газа // Бурение и нефть. – 2014. – 0,6 п.л. (авт. – 0,1 п.л.).
3. Эдер Л.В., **Филимонова И.В.**, Проворная И.В., Немов В.Ю. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области переработки и транспорта нефти и газа // Бурение и нефть. – 2014. – 0,6 п.л. (авт. – 0,1 п.л.).
4. **Филимонова И.В.** Экономическая оценка разномасштабных нефтегазовых объектов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 6. – 0,6 п.л.
5. **Филимонова И.В.** Газовая промышленность России на современном этапе // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 4. – 0,9 п.л.
6. **Филимонова И.В.** Финансово-экономические показатели деятельности нефтегазового комплекса России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2012. – № 5. – 0,7 п.л.
7. **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В., Немов В.Ю., Ламерт Д.А. Трубопроводный транспорт Дальнего Востока: современное состояние и перспективы развития // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 3. – 0,5 п.л. (авт. – 0,1 п.л.)
8. **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В., Комарова А.В., Мишенин М.В. Особенности экспорта газа из России по направлениям и способам поставок // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 3. – 0,5 п.л. (авт. – 0,1 п.л.)
9. Эдер Л.В., **Филимонова И.В.**, Мочалов Р.А., Мироносицкий А.В. Тенденции развития нефтегазового комплекса России // Вестник Томского государственного университета. – 2013. – № 374. – 0,5 п.л. (авт. – 0,1 п.л.)
10. Эдер Л.В., **Филимонова И.В.**, Проворная И.В. Нефтяная промышленность России: добыча, переработка, экспорт // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2013. – № 7. – 0,6 (авт. – 0,2 п.л.)
11. Эдер Л.В., **Филимонова И.В.**, Комарова А.В. Особенности экспорта нефти из России по направлениям и способам поставок // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 3. – 0,7 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)
12. Эдер Л.В., **Филимонова И.В.** Газовый комплекс Дальнего Востока: добыча, переработка, транспорт // Проблемы Дальнего Востока. – 2013. – № 3. – 0,7 п.л. (авт. – 0,3 п.л.)
13. Эдер Л.В., **Филимонова И.В.**, Ламерт Д.А., Комарова А.В. Структурные особенности нефтяной отрасли России // Вестник Новосибирского государственного университета. Сер.: Социально-экономические науки. – 2013. – Т. 13, вып. 3. – 1,1 п.л. (авт. – 0,3)
14. Конторович А.Э., Эдер Л.В., **Филимонова И.В.** Газовая промышленность России в 2011 году // Газовая промышленность. – 2012. – № 10. – 0,8 п.л. (авт. – 0,3 п.л.)
15. Эдер Л.В., **Филимонова И.В.**, Проворная И.В. Нефтяная промышленность России в 2011 году // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2012. – № 7. – 1,0 п.л. (авт. – 0,3 п.л.)
16. Эдер Л.В., **Филимонова И.В.**, Проворная И.В., Комарова А.В. Основные финансово-экономические показатели нефтегазового комплекса России //

- Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2012. – № 10. – 0,9 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)
17. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Перспективы и условия сотрудничества России и стран Тихоокеанского кольца и Восточной Евразии в энергетической сфере // *Пространственная экономика*. – 2012. – № 2. – 1,2 п.л. (авт. – 0,4 п.л.)
 18. Коржубаев А.Г., Ламерт Д.А., **Филимонова И.В.** Перспективы сотрудничества России с Южной Кореей в сфере ТЭК с учетом особенностей энергетического хозяйства этой страны // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. – 2012. – № 7. – 0,7 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)
 19. Меламед И.И., Мишенин М.В., **Филимонова И.В.** Приоритеты развития восточных регионов России в контексте развития АТР // *Азиатско-Тихоокеанский регион: экономика, политика, право*. – 2012. – № 2. – 0,5 п.л. (авт. – 0,1 п.л.)
 20. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Сланцевый газ в системе газообеспечения: сырьевая база, условия освоения и прогноз добычи // *Газовая промышленность*. – 2012. – № 676 (Спецвып.). – 0,7 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)
 21. Коржубаев А.Г., Ламерт Д.А., **Филимонова И.В.** Региональные приоритеты развития топливно-энергетического комплекса России // *Научное обозрение: экономика и управление*. – 2012. – № 1. – 0,7 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)
 22. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Ламерт Д.А. Утилизация попутного нефтяного газа – основа повышения технологической эффективности природопользования // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. – 2012. – № 3. – 0,5 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)
 23. Эдер Л., **Филимонова И.В.** Экономика нефтегазового сектора России // *Вопросы экономики*. – 2012. – № 10. – 1,3 п.л. (авт. – 0,7 п.л.)
 24. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Газодобывающая промышленность России: региональная и организационная структуры, международные позиции // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. – 2011. – № 3. – 0,5 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)
 25. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.** Перспективы комплексного развития нефтяной и газовой промышленности Восточной Сибири и Дальнего Востока // *Газовая промышленность*. – 2011. – № 6. – 0,6 п.л. (авт. – 0,3 п.л.)
 26. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Мишенин М.В. Современная концепция комплексного освоения ресурсов нефти и газа востока России // *Бурение и нефть*. – 2011. – № 11. – 0,4 п.л. (авт. – 0,1 п.л.)
 27. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.** Тихоокеанский вектор топливно-энергетического комплекса России // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. – 2011. – № 5. – 0,5 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)
 28. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Направления и условия развития газовой промышленности России на фоне международных процессов: Необходимо ли создание газовой ОПЕК? // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. – 2010. – № 10. – 0,5 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)
 29. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. О концепции развития нефтегазового комплекса востока России // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. – 2010. – № 1. – 0,7 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)
 30. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа востока России // *Современные исследования социальных проблем*. – 2010. – Вып. 4.1. – 0,8 п.л. (авт. – 0,3 п.л.)
 31. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Соколова Е.Г. Развитие газовой промышленности России с учетом международных процессов // *Современные исследования социальных проблем*. – 2010. – Вып. 4.1. – 1,0 п.л. (авт. – 0,3 п.л.)

32. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Стратегические ориентиры формирования нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2010. – № 11. – 0,5 (авт. – 0,2 п.л.)
33. Коржубаев А.Г., Соколова И.А., **Филимонова И.В.**, Мишенин М.В. Освоение ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока: принципиальные подходы, количественные оценки // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2009. – № 8. – 0,7 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)
34. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – 0,9 п.л. (авт. – 0,3 п.л.)
35. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В., Соколова И.А. Стратегия развития нефтегазового комплекса Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 3. – 0,3 п.л. (авт. – 0,1 п.л.)
36. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Бахтуров А.С. Нефтегазовый комплекс Республики Саха (Якутия) // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2008. – № 2. – 0,5 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)
37. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Развитие глубокой переработки углеводородного сырья в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – 0,3 п.л. (авт. – 0,1 п.л.)
38. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.** Ковыктинское газоконденсатное месторождение: проблемы и перспективы освоения // Регион: экономика и социология. – 2007. – № 3. – 0,7 п.л. (авт. – 0,4 п.л.)
39. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Роль иностранных инвестиций в нефтегазовом комплексе России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2007. – № 4. – 0,7 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)
40. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Современное состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса России на ближайшие десятилетия XXI века с учетом международных тенденций // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – № 2. – 0,7 п.л. (авт. – 0,2 п.л.)

Монографии, главы в монографиях

41. Коржубаев А.Г., Соколова И.А., **Филимонова И.В.** Энергообеспечение стран Тихоокеанского круга / Ред. кол.: А.А. Кокошин, В.И. Суслев и др.; Рос. акад. наук, ИЭОПП СО РАН, Ин-т проблем междунар. безопасности РАН. – Новосибирск, Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2012. – 21,5 п.л. (авт. – 7,2 п.л.)
42. Меламед И.И., Дементьев Н.П., Казанцев К.Ю., Казанцева Л.К., Коржубаев А.Г., Кузнецова Н.Н., Мишенин М.В., Мочалов Р.А., Ожерельева И.В., Савельева А.В., **Филимонова И.В.** и др. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции: В 2-х кн. Кн. 1. / под ред. И.И. Меламеда; Дальневост. фед. ун-т. – Владивосток: Изд-во Дальневост. фед. ун-та, 2011. – 620 с. – (Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе). – 38,8 п.л. (авт. – 3,9 п.л.)
43. Меламед И.И., Дементьев Н.П., Казанцев К.Ю., Казанцева Л.К., Коржубаев А.Г., Кузнецова Н.Н., Мишенин М.В., Мочалов Р.А., Ожерельева И.В., Савельева А.В., **Филимонова И.В.** и др. Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе: перспективы интеграции : В 2-х кн. Кн. 2. / под ред. И.И. Меламеда; Дальневост. фед. ун-т. – Владивосток: Изд-во Дальневост. фед. ун-та, 2011. – 740 с. – (Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе). – 46,3 п.л. (авт. – 4,6 п.л.)
44. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. и др. Энергетическая кооперация с АТР как фактор обеспечения экономических и геополитических интересов России в мире: предпосылки, стратегические ориентиры, проекты / под ред. А.Г.

- Коржубаева, И.И. Меламеда; Дальневост. фед. ун-т. – Владивосток: Изд-во Дальневост. фед. ун-та, 2011. – 628 с. – (Россия в Азиатско-Тихоокеанском регионе). – 39,3 п.л. (авт. – 3,9 п.л.)
45. Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Концепция формирования новых центров нефтегазового комплекса на востоке России / ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2010. – 11,9 п.л. (авт. – 4,0 п.л.).
46. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Соколова И.А., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Нефтегазовый комплекс // Экономика Сибири: стратегия и тактика модернизации / ИЭОПП СО РАН. – Москва; – Новосибирск: Анкил, 2009. – Гл. 7.2. – 0,6 п.л. (авт. – 0,1 п.л.).
47. Суслов В.И., Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.** и др. Концепция развития газовой промышленности России в XXI веке / науч. рук. В.И. Суслов; ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2009. – 11,4 п.л. (авт. – 3,8 п.л.).
48. Бурштейн Л.М., Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Косяков Д.В., Лившиц В.Р., Маркова В.М., Пляскина Н.И., Суслов Н.И., **Филимонова И.В.** и др. Специфические особенности формирования институциональной структуры нефтегазового сектора Сибири / Сибирь в первые десятилетия XXI века / отв. ред. В.В. Кулешов. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2008. – Гл. 28. – 3,4 п.л. (авт. – 0,4 п.л.).
49. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Инновационное развитие крупных отраслей экономики России: нефтяной комплекс / Новосиб. гос. ун-т. – Новосибирск, 2008. – 121 с. – 7,6 п.л. (авт. – 1,9 п.л.).
50. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Запасы и информационные оценки энергетического сырья // Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / отв. ред. К.К. Вальтух, В.М. Соколов; СО РАН, ИЭОПП, Ин-т геологии и минералогии и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – Гл. 2. – 1,6 п.л. (авт. – 0,3 п.л.).
51. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Рента в нефтяной промышленности // Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки / отв. ред. К.К. Вальтух, В.М. Соколов; СО РАН, ИЭОПП, Ин-т геологии и минералогии и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – Гл. 7. – 1,6 п.л. (авт. – 0,3 п.л.).
52. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р., **Филимонова И.В.** и др. Развитие секторов топливно-энергетического комплекса // Энергетика России. Стратегия развития (научное обоснование энергетической политики). – М.: Минэнерго России, 2003. – Гл. 6. – 7,3 п.л. (авт. – 1,5 п.л.).
53. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., **Филимонова И.В.**, Эдер Л.В. Топливо-энергетический комплекс Сибирского федерального округа // Сибирь в первые десятилетия XXI века / отв. ред. В.В. Кулешов. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2008. – Гл. 28. – 3,4 п.л. (авт. – 0,8 п.л.).
54. Kontorovich A.E., Korzhubayev A.G., Saneev B.G., Eder L.V., **Filimonova I.V.**, [e.a.] A Long-term Vision of Natural Gas Infrastructure in Northeast Asia – 2007 Version : Northeast Asian Gas & Pipeline Forum. – Tokyo: Asian Pipeline Research Society of Japan, 2007. – 4,0 п.л. (авт. – 0,8 п.л.).

Технический редактор Т.С. Курганова

Подписано к печати 16.03.2015

Формат 60x84/16. Бумага офсет № 1. Гарнитура Таймс.

Печ.л. 2,5. Тираж 150 экз. Зак. № 75

ИНГ СО РАН, ОИТ, 630090, Новосибирск, пр-т ак. Коптюга, 3.