Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Российский химико-технологический университет имени Д.И. Менделеева» (РХТУ им Д.И. Менделеева)

Публичное акционерное общество «Газпром»
Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт экономики и организации управления в газовой промышленности»
(ООО «НИИгазэкономика»)

На правах рукописи



Кисленко Николай Анатольевич

Методология и интеллектуально-вычислительные инструменты принятия решений по эффективному развитию единой системы газоснабжения

2.3.1 – Системный анализ, управление и обработка информации, статистика (технические науки)

Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук

Научный консультант
академик РАН, доктор технических наук, профессор,
заслуженный деятель науки и техники РФ
Валерий Павлович Мешалкин

Москва, 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 6
ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО МЕТОДАМ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА И ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА 20
1.1. Общая характеристика основных научных исследований по системному анализу развития топливно-энергетического комплекса 20
1.2. Современные научные исследования по анализу эффективности единой системы газоснабжения, как сложной иерархической организационно-технологической системы 25
1.3. Анализ современных методов математического моделирования и оптимизации подсистем единой системы газоснабжения 30
1.4. Анализ основных научных исследований по применению теории искусственного интеллекта для повышения эффективности единой системы газоснабжения 37
1.5. Выводы 45
ГЛАВА 2. МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОГО СПРОСА НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ 47
2.1. Метод системно-аналитической оценки потенциала эффективного использования природного газа 47
2.2. Вероятностно-статистический метод прогнозирования спроса на природный газ для различных категорий потребителей 51
2.3. Метод прогнозирования перспективного энергопотребления для различных регионов 57
2.4. Имитационный агентно-ориентированный метод оценки спроса на природный газ 66
2.5. Выводы 81
ГЛАВА 3. МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ НЕЙРОСЕТЕВЫХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА 83
3.1.Основные научные предпосылки применения методов теории искусственного интеллекта для прогнозирования потребления природного газа 83

3.2. Системный анализ специфики применения искусственных нейронных сетей для прогнозирования развития газового рынка 86
3.3. Методологические основы разработки различных нейросетевых моделей прогнозирования потребления природного газа 89
3.4. Методы разработки основных комплексных нейросетевых моделей прогнозирования газопотребления 101
3.5. Сравнительный анализ эффективности использования различных типов нейросетевых моделей для прогнозирования газопотребления 115
3.6. Выводы 120
ГЛАВА 4. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА И ОПТИМИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ 123
4.1. Математическая формализация задачи оптимизации эффективности газотранспортной системы единой системы газоснабжения 123
4.2. Метод разработки комплексной нейросетевой модели сложной газотранспортной системы 128
4.3. Методика автоматизированного машинного обучения модели газотранспортной системы 137
4.4. Методические основы оптимизации крупной газотранспортной системы с использованием комплекса нейросетевых моделей 141
4.5. Метод поддержки принятия решений по автоматизированному фасетно-иерархическому составлению материально-энергетических балансов сложных химико-энерготехнологических систем 145
4.6. Выводы 154
ГЛАВА 5. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ВЫБОРУ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ЭФФЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ 156
5.1. Методы принятия решений по оценке экономической эффективности проектов поставок газа по новым направлениям 156
5.2. Номограммно-аналитический метод выбора экономически эффективных новых маршрутов поставки энергоресурсов 170

5.3. Методологические основы разработки комплексных инвестиционных проектов эффективного развития единой системы газоснабжения 179
5.4. Метод компьютерного анализа газоперерабатывающих производств с применением имитационного многоагентного моделирования и искусственных нейронных сетей..... 194
5.5. Системно-аналитический метод актуализации основных технико-экономических показателей и мониторинга реализации проектов эффективного развития единой системы газоснабжения 201
5.6. Выводы..... 208
ГЛАВА 6. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА ПАКЕТОВ ПРОГРАММ ПРИНЯТИЯ СИСТЕМНО-АНАЛИТИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ЭФФЕКТИВНОМУ РАЗВИТИЮ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ 211
6.1. Программный комплекс анализа и долгосрочной стратегии эффективного развития топливно-энергетического комплекса 211
6.2. Специализированный пакет программ анализа и эффективности развития единой системы газоснабжения..... 216
6.3. Специализированные пакеты программ анализа функционирования и развития основных объектов единой системы газоснабжения 222
6.4. Программа имитационного нейросетевого моделирования объектов газотранспортной системы..... 227
6.5. Программа нейросетевого моделирования и оптимизации крупномасштабной трубопроводной системы 229
6.6. Комплекс программ дистанционного мониторинга состояния территориально-распределенных объектов сложной углеводородной гидравлической цепи 232
6.7. Выводы..... 236
ГЛАВА 7. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ МЕТОДОЛОГИИ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОМУ РАЗВИТИЮ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ 238
7.1. Практическое применение методологии принятия управленческих решений по организации энергоресурсоэффективных поставок природного газа..... 238

7.2. Методика и результаты организации вывода из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей 240
7.3. Организация раздельной транспортировки этансодержащего газа..... 246
7.4. Методика и результаты формирования перспективного баланса газа по единой системе газоснабжения России на десятилетний период, соответствующего холодной пятидневке 250
7.5. Методика и результаты оценки потенциала системной эффективности инновационных проектов развития газотранспортной системы 253
7.6. Методика уточненной оценки показателей качества природного при его транспортировке по газотранспортной системе 255
7.7 Внедрение результатов работы..... 264
7.8. Выводы..... 272
ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ..... 277
СПИСОК АББРЕВИАТУР 281
ГЛОССАРИЙ ОСНОВНЫХ ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ..... 281
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... 300
ПРИЛОЖЕНИЕ А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) СВИДЕТЕЛЬСТВА О РЕЗУЛЬТАТАХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 319
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ 329

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. В настоящее время при реализации проектов технологического лидерства в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) Российской Федерации возникают новые научно-исследовательские и организационно-технические проблемы, обусловленные усилением конкуренции между добывающими природный газ (ПГ) регионами мира, интенсивным развитием возобновляемых источников энергии (ВИЭ), масштабным переходом на использование электромобилей, усилением экологических требований. Наблюдается ухудшение структуры топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и запасов углеводородного сырья (УВС) из-за увеличения себестоимости освоения новых залежей ПГ, что снижает рентабельность предприятий ТЭК, взаимосвязанных в единую цепь поставок (ЦП) от добычи и переработки ПГ до его транспортировки и реализации. В связи с этими крупными организационно-экономическими и научно-технологическими проблемами на первый план выходит необходимость разработки новых научно обоснованных технических, технологических и системно-аналитических решений по минимизации затрат на весь цикл функционирования единой системы газоснабжения (ЕСГ), входящей в структуру ТЭК, внедрение которых вносит значительный вклад в развитие экономики Российской Федерации. Прежде всего это связано с требованием полной синхронизации ввода мощностей по добыче, транспорту и переработке ПГ при строительстве новых магистральных газотранспортных систем (МГТС), модернизации и капитальном ремонте действующей ЕСГ. **Единая система газоснабжения** России – это уникальная комплексная масштабная производственная организационно-экономическая система, состоящая из совокупности взаимосвязанных в цепь поставок (ЦП) подсистем добычи и транспортировки ПГ, подсистем переработки, хранения и распределения ПГ.

Для разработки и реализации проектов энергоресурсоэффективного развития ЕСГ в условиях обеспечения технологического лидерства и реализации технологического суверенитета РФ необходимо решать следующие актуальные

важнейшие научно-исследовательские технологические задачи: совершенствование методологии оценки энергоресурсоэффективности проектов развития ЕСГ с длительной инвестиционной фазой с учетом действующих объектов ЕСГ; разработка адаптивных методов рационального выбора инвестиционных проектов эффективного развития ЕСГ с различными параметрами рисков при портфельной оптимизации ЕСГ в условиях неопределенности.

Сложность решения указанных научно-исследовательских задач требует широкого применения методологии системного анализа для разработки качественно новых научно-технологических и организационно-управленческих системно-аналитических решений по эффективному развитию ЕСГ и ТЭК в целом с использованием современных методов искусственного интеллекта (ИИ) и различных интеллектуально-вычислительных инструментов промышленной революции «Индустрия 4.0» в условиях цифровой экономики и экономики замкнутого цикла.

ЕСГ – это важнейший объект научных исследований при реализации следующих проектов технологического лидерства России: «Новые атомные и энергетические технологии», «Новые материалы и химия», «Средства производства и автоматизации», «Экономика данных и цифровая трансформация государства», а также национальных проектов «Экология» и «Цифровая экономика».

На основании вышеизложенного поставленная и решенная в настоящей научно-квалификационной работе новая крупная научная проблема **разработки методологии и интеллектуально-вычислительных инструментов принятия системно-аналитических решений по эффективному развитию ЕСГ** имеет актуальное научное и стратегически важное экономическое значение для обеспечения технологического лидерства и реализации технологического суверенитета РФ.

Актуальность и важность научных исследований диссертации подтверждается тем, что основные разделы научно-квалификационной работы соответствуют следующим важнейшим нормативно-правовым документам

научно-технологического развития РФ: Указ Президента РФ от 28.02.2024 № 145 «О Стратегии научно-технологического развития РФ»; Указ Президента РФ от 18.06.2024 № 529 «Об утверждении приоритетных направлений научно-технологического развития и перечня важнейших наукоемких технологий»; Указ Президента РФ от 21.07.2020 № 474 «О национальных целях развития РФ на период до 2030 года»; Указ Президента РФ от 10.10.2019 № 490 (ред. от 15.02.2024) «О развитии искусственного интеллекта в РФ» (вместе с «Национальной стратегией развития искусственного интеллекта на период до 2030 года»).

Степень разработанности научной проблемы. Методы системного анализа широко используются в научных исследованиях по теории углеводородных гидравлических цепей (ГЦ) и сложных энергетических систем, к которым относится ЕСГ. Следует отметить основополагающие работы научных сотрудников Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН и Института энергетических исследований РАН, а также научные работы по инжинирингу сложных ГЦ и трубопроводных систем, чл.-корр. РАН А.П. Меренкова, профессоров В.Я. Хасилева и М.Г. Сухарева; научно-исследовательские разработки научной школы академика РАН В.П. Мешалкина по интеллектуально-вычислительным методам и инструментам автоматизированного инжиниринга, планирования строительства, обеспечения надежности и иерархического управления эксплуатацией энергоресурсосберегающих экологически безопасных систем газоснабжения регионов [110–118].

В начале 2000-х годов активно развивались научно-исследовательские работы (НИР) по методам системного анализа и оптимизации объектов ТЭК, включая газовую промышленность, выполненных профессорами, д-рами техн. наук А.С. Казаком, Н.Н. Новицким и В.А. Сотниковым.

Особый интерес представляют научно-исследовательские разработки по обеспечению экологической безопасности предприятий ТЭК и управлению охраной окружающей среды чл.-корр. РАН, д-ра техн. наук О.Е. Аксютина и профессора, д-ра хим. наук А.Г. Ишкова, по методам управления безопасностью и надежностью промышленных производств профессоров, д-ров техн. наук

А.Ф. Егорова и Т.В. Савицкой, по системному анализу и управлению промышленными производствами профессоров, д-ров техн. наук В.И. Бобкова, А.А. Большакова, А.П. Веревкина и Т.Б. Чистяковой.

Важное экономическое и природоохранное значение имеют научные работы академика РАН В.П. Мешалкина [114–118], профессоров О.Б. Бутусова, Е.Р. Мошева и В.М. Панарина, канд. техн. наук Р.Р. Кантюкова и канд. техн. наук Р.А. Кантюкова по численному анализу нестационарных газовых течений в сложных газотранспортных системах (ГТС), по компьютерному мониторингу и оценке воздействия химических загрязнений объектов ГТС на окружающую среду (ОС), по оптимальному планированию технического обслуживания и ремонтов ГТС с использованием интеллектуально-эвристических методов.

Необходимо отметить научные работы по применению теории ИИ, ИНС и природовдохновленных алгоритмов для анализа и оптимизации химико-технологических процессов (ХТП) и химико-энерготехнологических систем (ХЭТС) академика РАН В.П. Ананикова, академика РАН Н.С. Зефирова, академика РАН В.П. Мешалкина, академика РАН И.А. Шеремета, чл.-корр. РАН Е.И. Карпенко, чл.-корр. РАН М.В. Федорова, профессоров, д-ров техн. наук А.А. Большакова, В.В. Борисова, М.И. Дли, Т.Б. Чистяковой, д-ра хим. наук А.А. Павлова, иностранных ученых D. Rudd, I. Grouman, A. Westerberg, J. Veladi, G.B. Nagar, J.R. Banga, G. Stephanopoulos, M.O. Coppens, X. Jang.

В настоящее время необходима разработка методологии и интеллектуально-вычислительных инструментов принятия системно-аналитических решений по эффективному развитию ЕСГ, **научно обоснованному прогнозированию синхронного наращивания мощностей по добыче и транспортировке ПГ, потреблению и переработке ПГ, а также разработка методов автоматизированного прогнозирования газопотребления и инжиниринга сложных энергоресурсоэффективных МГТС с применением теории графов и искусственных нейронных сетей (ИНС)**.

Цель научного исследования: разработка методологии и интеллектуально-вычислительных инструментов принятия системно-аналитических решений по

эффективному развитию ЕСГ, как части ТЭК Российской Федерации, с учетом использования различных видов ТЭР и ВИЭ, ввода в эксплуатацию новых месторождений ПГ как в регионах России, так и в зарубежных странах.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие основные **взаимосвязанные научно-технические задачи**.

1. **Провести** аналитический **обзор** основных современных научных исследований по методам системного анализа и планирования эффективного развития ТЭК и ЕСГ РФ.

2. **Разработать** метод системно-аналитической оценки потенциала эффективного потребления природного газа.

3. **Разработать** вероятностно-статистический метод прогнозирования спроса на ПГ для различных категорий потребителей.

4. **Разработать** метод долгосрочного прогнозирования энергопотребления для различных регионов мира и субъектов Российской Федерации.

5. **Разработать** имитационный агентно-ориентированный метод анализа баланса спроса и предложения на ПГ.

6. **Научно обосновать** специфику применения ИНС для прогнозирования потребления ПГ в ЕСГ. **Предложить методологию разработки** различного вида ИНС-моделей долгосрочного прогнозирования потребления ПГ. **Выполнить системный** анализ эффективности использования различных видов ИНС-моделей для прогнозирования газопотребления.

7. **Разработать** математическую постановку и метод решения задачи оптимизации комплексной ГТС **с использованием** обучаемой ИНС-модели.

8. **Разработать** номограммно-аналитический метод выбора экономически эффективных поставок различных видов ТЭР по новым маршрутам.

9. **Разработать** комбинированный метод компьютеризированного анализа функционирования перерабатывающих производств ПГ и газового конденсата.

10. **Предложить** методы принятия решений по оценке экономической эффективности и выбору рациональных инвестиционных проектов.

11. **Предложить** метод автоматического составления материально-энергетических балансов производств газовой отрасли как сложных ХЭТС.

12. **Разработать** архитектуру и режимы функционирования комплекса пакетов программ принятия системно-аналитических решений по эффективному развитию ЕСГ в целом и мониторингу функционирования основных объектов ЕСГ.

13. **Разработать** метод оптимального размещения станций контроля теплотворной способности транспортируемого ПГ в структуре ГТС.

14. **Практически применить** основные результаты выполненных исследований в различных производственно-технических и организационно-управленческих ведомственных и отраслевых разработках.

Объект исследования: ЕСГ как сложная производственная организационно-экономическая система, представляющая собой цепь поставок, состоящую из совокупности взаимосвязанных предприятий – производителей, поставщиков и потребителей ПГ, федеральных и региональных регуляторов.

Предмет исследования: методология принятия научно обоснованных системно-аналитических решений по прогнозированию эффективного развития ЕСГ; по инжинирингу различных объектов энергоресурсоэффективных МГТС; по научно обоснованному выбору рациональных инвестиционных проектов эффективного развития ЕСГ; специальные интеллектуально-вычислительные инструменты и комплексы пакетов прикладных программ принятия решений по энергоресурсоэффективному развитию основных подсистем ГТС и ЕСГ.

Методы исследования: методы системного анализа; методы теории графов; методы теории ИИ; методы НС-анализа и прогнозирования; методы математического моделирования и нелинейного программирования; методы обработки больших массивов данных; методы математической статистики и регрессионного анализа; методы теории ГЦ; методы кибернетики химико-технологических процессов (ХТП); методы теории анализа и синтеза сложных химико-технологических систем (ХТС); методы теории оптимального управления; методология создания проблемно-ориентированных комплексов пакетов программ и информационных систем поддержки принятия решений (СППР).

Научная новизна диссертационной работы

1. **Разработан** метод системно-аналитической оценки потенциала эффективного потребления природного газа, **отличающийся** применением **методов** эксергетического и теплотехнического анализа энергоэффективности, **учетом** химического потенциала полезного преобразования ТЭР, **что позволяет** усовершенствовать методы традиционного термодинамического анализа ХТП.

2. **Предложен** вероятностно-статистический метод прогнозирования спроса на ПГ по различным категориям потребителей, **отличающийся** использованием большого массива данных из проектов развития потребления ПГ с указанием уровня их текущего статуса разработки, **что позволяет** планировать объем ПГ и предполагаемый срок ввода в эксплуатацию объектов ГТС.

3. **Разработан** метод долгосрочного прогнозирования энергопотребления для различных регионов, **отличающийся** применением анализа комплекса демографических показателей и механизмами **учета** удельного энергопотребления, **что позволяет** прогнозировать перспективное энергопотребление.

4. **Предложен** имитационный агентно-ориентированный метод анализа баланса спроса и предложения на ПГ, **отличающийся** использованием агентно-ориентированной модели реального взаимодействия агентов-участников рынка ПГ **и учетом** социально-экономических процессов, **что позволяет** анализировать и прогнозировать реальную ситуацию на рынке спроса ПГ.

5. **Предложена** методология разработки различного вида ИНС-моделей, **отличающаяся** применением представительных обучающих выборок в виде относительно коротких временных рядов и специальных методов построения аппроксимационных моделей ГТС без процедур переобучения, а также использованием стохастических ИНС, что **позволяет** оценивать доверительные интервалы и повысить достоверность прогноза потребления ПГ. **Выполнен** сравнительный анализ эффективности использования различных видов ИНС-моделей прогнозирования газопотребления.

6. **Разработана** комплексная обучаемая ИНС-модель анализа сложной ГТС, **отличающаяся** использованием для гидравлического и теплового расчета

линейных участков ГТС и активных элементов ГТС специальных прикладных программных комплексов анализа сложных ХТС и оптимизации технологических режимов транспорта ПГ, а также **применением** регламентных отраслевых нормативов, что **позволяет** проводить обучение ИНС с использованием различных специальных графических вычислителей (*GPU*-вычислений) и гидравлического калькулятора режимов работы газопроводов, что **обеспечивает** высокую точность расчета параметров течения газа в газопроводах.

7. **Разработан** номограммно-аналитический метод выбора экономически эффективных поставок различных видов ТЭР по новым маршрутам, **отличающийся** применением действующих государственных, отраслевых и корпоративных нормативных документах, **что позволяет** учитывать специфику газовой отрасли в целом и бизнес-процессы трубопроводного транспорта ПГ, производства и реализации поставок различных видов газосодержащего сырья: сжиженного природного газа (СПГ), синтетического жидкого топлива (СЖТ) и метанола.

8. **Разработан** комбинированный метод компьютерного анализа функционирования перерабатывающих производств ПГ, **отличающийся** широким применением цифровых двойников (ЦД) и ИНС, что **позволяет** оперативно, в режиме реального времени, принимать обоснованные организационно-управленческие решения по переработке газового конденсата (ГК) и нефтегазоконденсатной смеси (НГКС) на перерабатывающих производствах ТЭК.

9. **Разработан** метод принятия решений по оценке экономической эффективности инвестиционных проектов развития систем газоснабжения в условиях неопределенности, **отличающийся** учетом специфики газовой отрасли и бизнес-процессов трубопроводной транспортировки ПГ по показателям приведенных затрат, показателям налогообложения, рекомендаций по источникам исходных данных для оперативного расчета стоимости поставок газа, **учетом** действующих государственных и отраслевых нормативных документов, **что позволяет** определять ресурсоэнергоемкости и прогнозный объем поставки газа

потребителям, исходя из спроса на газ и возможных потерь газа при его транспортировке и сжижении.

10. **Разработан** системно-аналитический метод актуализации основных технико-экономических показателей и мониторинга реализации инвестиционных проектов эффективного развития ЕСГ, **отличающийся** применением автоматизированных процедур сбора и переработки больших массивов новых исходных данных применением специальных разработанных шаблонов, процедур расчета технико-экономических критериев – степени обеспечения газом внутренних потребителей и поставок ПГ на экспорт, **что позволяет** обеспечить выполнение плановых отборов из подземных хранилищ газа (ПХГ) и минимизировать условно-переменные затраты.

11. **Предложен** фасетно-иерархический метод автоматизированного составления и решения систем уравнений материально-энергетического баланса аппаратов и подсистем ГТС, представляющих собой сложные ХТС и ХЭТС, **отличающийся использованием** оригинального формализованного понятия - **множество фасетов**, **что позволяет** идентифицировать показатели удельной ресурсоэнергоемкости ЕСГ, места потерь вещества и энергии в системе, а также оценивать влияние найденных потерь на энергоресурсоэффективность и экологическую безопасность всей ЕСГ.

12. **Предложена** методология выбора рациональных комплексных инновационных проектов эффективного развития ЕСГ, **отличающаяся** применением системно-аналитического сценарного подхода к анализу развития мощностей отдельных предприятий и подсистем ЕСГ, **учетом** спроса на ПГ и сроков реализации проектов, **что позволяет** научно обоснованно определять приоритетность разработки и реализации рациональных комплексных инновационных проектов эффективного развития ЕСГ.

13. **Предложен** метод оптимального размещения систем контроля теплотворной способности транспортируемого ПГ, **отличающийся** применением процедур оптимального размещения аналитического и контрольно-измерительного оборудования на участках ГТС и достоверного расчета

теплотворной способности ПГ, **что позволяет** формировать направления товарных потоков для обеспечения оптимального энергоресурсоэффективного распределения ПГ.

Практическая значимость диссертационной работы

1. **Разработан и практически применен** программный комплекс анализа долгосрочной стратегии эффективного развития ТЭК, **который реализует** разработанную методологию принятия решений по организации поставок ПГ в ЕСГ и ИНС-методы прогнозирования эффективного потребления ПГ.

2. **Разработан** специализированный пакет программ (ПП) сбора, обработки и анализа больших массивов данных, **применение которого позволяет** формировать достоверные данные по объемам геологоразведки, добычи и импорта газа, а также рассчитывать соответствующие им экономические показатели.

3. **Разработан** специализированный пакет программ (ПП) анализа эффективного развития и функционирования объектов ЕСГ, **практически используемый** для анализа трубопроводных систем энергетики, что **позволяет** определять оптимальные управляющие воздействия в крупномасштабных трубопроводных системах энергетики.

4. **Разработана программа** имитационного ИНС-моделирования объектов ГТС на основе построения ИНС-моделей отдельных объектов ГТС, **которая обеспечивает** решение следующих важных инженерно-технических задач в ГТС: определение достаточности производственных мощностей для удовлетворения спроса на газ при различных вариантах реализации штатных и пиковых режимов работы ЕСГ, определение минимума потребления ТЭР на компрессорных станциях в стационарных и переходных режимах, рассчитать возможность сглаживания неравномерности потребления за счет запаса газа в ГТС и др.

5. **Разработана программа** НС-моделирования и оптимизации крупномасштабной трубопроводной системы, **которая используется** при инжиниринге бизнес-процессов управления функционированием и развитием крупных ГТС.

6. **Разработан комплекс программ** дистанционного мониторинга состояния территориально-распределенных объектов сложной углеводородной ГЦ.

7. **Практически использована** методология принятия управленческих решений по выбору эффективной организации поставок ПГ для оптимальной диверсификации рынка сбыта ПГ, оценки экономической эффективности различных способов поставки ПГ до потребителей с учетом возможности его преобразования в другие формы и замещения другими видами ТЭР или сырья на основе формирования денежных потоков, капитальных вложений, эксплуатационных затрат, амортизационных отчислений, налогов и сборов и др.

8. **Практически использована** методика принятия системно-аналитических решений по выводу из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей с рациональным использованием основных производственных фондов при транспорте газа и учете долгосрочных прогнозных потоков по ГТС ЕСГ.

9. На основе предложенных организационно-технических решений **выполнен расчет** капитальных вложений в объекты добычи и транспорта газа при раздельных поставках в ГТС этансодержащего газа и расчета стоимости на объектах добычи, транспортных затрат и цен на этансодержащий газ.

10. **Предложен способ** уточненной оценки показателей качества ПГ при его транспортировке по ГТС, **который позволяет** выявить фрагменты ГТС, где учет взаимосвязанности замеров не приводит к уточнению оценок (из-за недостаточности количества приборов на фрагменте), который **пригоден** для расчета показателей качества ПГ и для решения задач компаундирования нефтей.

11. **Практически использована** методика формирования перспективного пикового баланса газа по ЕСГ России на перспективу для заблаговременного принятия организационно-управленческих решений, по наиболее эффективному прохождению периода пикового потребления газа; разработана стратегия обеспечения надежного газоснабжения потребителей и выполнения контрактных обязательств в условиях пикового спроса на газ.

12. Материалы диссертационной работы использованы при ежегодной актуализации учебных планов и основных образовательных программ на кафедре

Логистики и экономической информатики РХТУ им. Д.И. Менделеева для обучения магистрантов по направлению 18.04.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии» по магистерской программе «Энергоресурсоэффективные высоконадежные производства и ЦП нефтегазохимического комплекса», а также при обучении аспирантов по направлениям: 2.3.1 «Системный анализ, управление и обработка информации, статистика» и 1.2.2 «Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ».

13. Материалы диссертационной работы использованы в учебном процессе филиала кафедры экономики и управления в ТЭК «Государственного университета управления» при преподавании специальных дисциплин: бакалавриата по направлению подготовки 38.03.02 «Менеджмент» образовательной программы «Менеджмент организаций ТЭК»; магистратуры по направлению подготовки 38.04.02 «Менеджмент» образовательной программы «Топливно-энергетический бизнес».

Теоретическая значимость научно-квалификационной работы состоит в разработке научно обоснованной методологии и интеллектуально-вычислительных инструментов принятия системно-аналитических решений по энергоресурсоэффективному развитию ЕСГ, что вносит определенный вклад в развитие теории сложных производственных организационно-экономических систем, к которым относятся ГТС, ХТС и теплоэнергетические системы.

Достоверность предложенных научных положений, выводов и рекомендаций подтверждена корректным использованием общих принципов системного анализа, методов теории ИИ, а также многочисленными вычислительными экспериментами, корректностью математической обработки больших массивов статистических данных и результатами практического применения проведенных научных исследований для оценки эффективности реализуемых инвестиционных проектов развития ЕСГ, при разработке специальных программ развития ПАО «Газпром».

Положения, выносимые на защиту

1. Методология анализа структуры, режимов функционирования ЕСГ как уникальной комплексной производственно-организационно-экономической системы, состоящей из совокупности взаимосвязанных в ЦП подсистем добычи и транспортировки ПГ, переработки, хранения и распределения ПГ.

2. Методология принятия системно-аналитических решений по организации оценке энергоресурсоэффективных поставок ПГ в ЕСГ с учетом спроса на ПГ в различных регионах.

3. Методология разработки различных видов ИНС-моделей прогнозирования эффективного потребления ПГ с учетом состояния газового рынка и экономической эффективности использования ПГ.

4. Методы комплексного анализа объектов магистральных газотранспортных систем с применением регрессионных моделей, ИНС-моделей и цифровых двойников.

5. Фасетно-иерархический метод автоматизированного анализа и интеллектуально-вычислительные инструменты оптимизации ГТС с применением различных видов ИНС-моделей.

6. Методы принятия системно-аналитических решений по выбору рациональных инновационных проектов эффективного развития ЕСГ.

7. Методология разработки архитектуры и режимов функционирования комплекса пакетов программ принятия системно-аналитических решений по эффективному развитию ЕСГ.

Практическая реализация результатов научно-квалификационной работы подтверждается разработкой автором основных положений ряда важнейших программных и нормативных документов ПАО «Газпром».

Общий экономический эффект от практической реализации на предприятиях ПАО «Газпром» части предложенных в диссертации оригинальных научно-технологических решений составил 1,4 млрд руб.

Апробация работы и публикации. Научные результаты диссертации использованы при подготовке докладов на более чем 250 международных и

отечественных научно-технических конференциях, совещаниях в Министерстве энергетики РФ и ПАО «Газпром».

Основные теоретические и практические результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих международных научно-технических конференциях и совещаниях:

Международный технологический конгресс «Новые высокие технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи» (Томск, 2006); Конференция к юбилею ООО «НИИгазэкономика» «Устойчивое развитие и максимизация прибыли» (Москва, 2017); Конференция к юбилею ООО «НИИгазэкономика» «Критерии подобия при анализе макроэнергетических систем» (Москва, 2017); VIII Международная научно-техническая конференция «Прогнозирование величины запаса газа в ГТС на основе статистической информации» (Москва, 2019); VIII Международная научно-техническая конференция «Проблемы оценки изменения состава природного газа при его транспортировке по ЕСГ РФ» (Москва, 2019); VII Международная научно-техническая конференция «Моделирование, оптимизация и управление режимами работы ЕСГ России с применением технологий искусственного интеллекта» (Москва, 2021); 24th World Gas Conference. “Methodical approaches to drawing up strategy of gas industry integrated development in Latin America” (Buenos Aires, 2009); 18-е заседание Всероссийского научного семинара «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем» ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН «Опыт и перспективы применения математического аппарата, вычислительных алгоритмов и компьютерных технологий машинного обучения в задачах исследования функционирования и развития систем газоснабжения» (Иркутск, 2022).

ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО МЕТОДАМ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА И ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

1.1. Общая характеристика основных научных исследований по системному анализу развития топливно-энергетического комплекса

Методология системного анализа давно используется в исследованиях больших энергетических систем. В трудах член-корреспондента АН СССР Л.А. Мелентьева и его учеников введено понятие больших энергетических систем, определены их свойства, сформированы методология и инструментарий решения практических задач. Главными задачами системных исследований член-корреспондент АН СССР Л.А. Мелентьев определяет изучение тенденций развития энергетики как совокупности больших систем ТЭК: разработка методов и средств анализа; решение фундаментальных межотраслевых проблем энергетики; научно обоснованное прогнозирование развития энергетики и др. Объектом исследования является совокупность больших и сложных энергетических систем, которые охватывают различные отрасли экономики со специфическими тенденциями развития и обладают уникальными свойствами. Л.А. Мелентьев предложил классификацию и структуризацию систем энергетики по различным аспектам, включая производственный и территориальный, и подчеркивал существенное влияние на функционирование и развитие ТЭК других отраслей экономики [103, 104].

Ю.Н. Руденко определил роль проблемы надежности в общей системе управления развитием и эксплуатацией электроэнергетических систем, разработал принципы и методы исследования надежности электроэнергетических систем, методику рационального использования резервов мощности, методы расчета показателей надежности [134]. Под руководством Ю.Н. Руденко разработано методическое обеспечение анализа и синтеза надежных электроэнергетических систем.

Член-корреспондентом АН СССР А.П. Меренковым, профессором В.Я. Хасилевым – основоположником теории ГЦ и их учениками разработаны теоретические основы ГЦ, являющиеся научно-методической основой решения задачи развития и функционирования МГТС. Предметом теории ГЦ являются методы математического моделирования, расчета и оптимизации трубопроводных и гидравлических систем различной сложности. Обобщение задач анализа потоков в ГЦ привело к появлению следующей классификации ГЦ:

– с сосредоточенными параметрами (система нелинейных алгебраических уравнений);

– распределенными параметрами (дифференциальные или интегральные соотношения);

– переменными параметрами (часть параметров цепи или граничных условий задается в виде неявных функций от параметров искомого распределения потоков).

Значительный вклад в развитие методов топологического анализа и оптимизации сложных ГЦ, на основе применения гидравлических потоковых графов и принципов диагностики внесен академиком РАН В.П. Мешалкиным и его учениками [110–119, 171, 193].

В настоящее время сложились следующие разделы теории ГЦ:

– алгебра ГЦ – единый формализованный векторно-матричный аппарат, обеспечивающий компактность математического описания трубопроводных систем, как многомерных объектов сетевой структуры, а также наглядность основных закономерностей, идей и методов расчета;

– модельный аппарат – математические модели распределения потоков в ГЦ с сосредоточенными, переменными и распределенными параметрами;

– анализ ГЦ – методы решения прямых задач распределения потоков;

– идентификация ГЦ – сетевые методы, математические модели и методы для восстановления адекватных моделей трубопроводных систем по результатам измерений или наблюдений за их функционированием;

– синтез ГЦ – совокупность подходов и методов оптимизации структуры и параметров вновь создаваемых или развивающихся трубопроводных систем.

В работах профессоров М.Г. Сухарева и Е.Р. Ставровского предложены методы оптимизации параметров трубопроводных систем, транспорта углеводородов, методы проектирования оптимальных объектов ГЦ по технико-экономическим показателям, с учетом случайных флуктуаций функционирования системы и спроса, покрытия дефицита за счет маневрирования потоками и использования резервов. Авторами проведено комплексное исследование проблемы эксплуатационной надежности трубопроводных систем на этапе проектирования, разработаны сетевые потоковые модели, модель систем подготовки запасов, добычи и переработки газа, магистрального транспорта газа, агрегированного потребителя, ПХГ, функционирования МГТС в годовом цикле, статические и динамические модели развития МГТС, оптимизации эксплуатационных резервов и др.

В работах О.П. Стурейко и Е.В. Леонтьева получили развитие методические подходы к обоснованию реконструкции и развития ГТС, которые легли в основу разработки ряда отраслевых документов, включая концепции реконструкции технического перевооружения объектов ПАО «Газпром». Авторами исследованы вопросы определения оптимального соотношения объемов нового строительства и реконструкции действующей ГТС при синхронизации мероприятий с другими отраслевыми программами. При этом учитывается, что транспортные коридоры являются составными частями ЕСГ, и в тоже время каждый реконструируемый газопровод рассматривается во взаимодействии с другими, проложенными в одном технологическом коридоре. В последние годы активно развиваются методические основы разработки программ развития газовой отрасли и ее подсистем [32, 88, 136, 137]. В работах [32, 70, 91, 93, 136, 138, 154] изложена методология разработки адаптивной стратегии развития газовой отрасли, как одной из подсистем ТЭК, на долгосрочную перспективу. Предложены методологические основы и способы их реализации для решения задачи системного анализа при формировании стратегии развития газовой промышленности с учетом состояния мировой экономики, глобальной энергетики и ТЭК отдельных стран. Глобальный ТЭК разделен на подсистемы по производственному и территориальному признаку. По

производственному признаку выделены нефтяная, угольная, газовая промышленность, электроэнергетика и возобновляемые энергоресурсы [122, 125]. Каждая подсистема ТЭК детализируется до уровня отдельных бизнес-процессов, последовательность которых определяется особенностями цепей поставок ТЭК, или видов энергоресурсов.

Стратегия управления ТЭК представляет собой теорию и практику обеспечения эффективности ТЭК путем принятия организационно-управленческих решений в процессе функционирования и развития подсистем [40, 119, 156, 202].

В работах [32, 136, 138] отмечены следующие основные этапы управления функционированием подсистем ТЭК: сбор и обработка информации о функционировании объекта; анализ, систематизация и синтез полученной информации; выявление проблем в функционировании объекта; постановка целей и задач оптимизации эффективности объектов ТЭК; выбор метода управления и его реализация; оценка эффективности выбранного метода управления [15, 16].

В работах [25, 138, 200] отмечены следующие основные этапы управления эффективным развитием объектов ТЭК: разработка критериев энергетической политики [160]; формирование целей и задач оптимизации ТЭК; определение стратегии достижения целей; разработка и реализация стратегии развития ТЭК; оценка деятельности, мониторинг и контроль исполнения; введение корректирующих воздействий.

В работах [32, 136, 138, 200] предложена общая методология формирования стратегии развития ТЭК, которая включает следующие этапы: анализ и количественная оценка внешних факторов, оказывающих влияние на развитие подсистем энергетики (например, макроэкономическое окружение); прогноз вариантов спроса на ТЭР; определение динамики производственных и добывающих возможностей, производственных мощностей по технологическим переделам; оценка объемов экспорта и импорта; оценка неравномерности потребления; синхронизация взаимодействия производственных мощностей и потребителей энергоресурсов с системой транспортировки ТЭР (как правило, осуществляется оптимизация работы транспортной системы путем выбора

необходимого набора инвестиционных проектов для обеспечения поставок энергоресурса потребителям в полном объеме в установленные сроки); агрегирование результатов моделирования до уровня подсистемы; агрегирование результатов моделирования по подсистемам до уровня ТЭК; количественная оценка рисков реализации стратегии развития ТЭК.

Методические основы анализа экономической эффективности инвестиционных проектов представлены в работах П.Л. Виленского и В.Н. Лившица [19]; применены при разработке федеральной и отраслевой нормативной документации [107, 108].

Основными показателями экономической эффективности инвестиционных проектов являются чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма доходности (ВНД), период окупаемости и индекс доходности. Выбор наиболее эффективного варианта проекта осуществляется с использованием сопоставления показателей экономической эффективности для каждого отдельного варианта реализации проекта. Расчет показателей экономической эффективности выполняется по годам расчетного периода на основе формирования денежных потоков для сценариев «с проектом» и «без проекта». Денежные потоки содержат капитальные вложения, эксплуатационные затраты, амортизационные отчисления, налоги и сборы и др. Риски реализации проекта учитываются, как правило, через уровень ставки дисконта и/или находят отражение в анализе чувствительности показателей экономической эффективности к изменению входных параметров.

Таким образом, в настоящее время методологические основы системного анализа экономической эффективности инвестиционных проектов, математического моделирования потоков по МГТС всесторонне разработаны, что позволяет выполнять комплексный анализ эффективности ТЭК в целом, проводить его декомпозицию на составляющие подсистемы, выполнять расчет оптимизационного потокораспределения ЕСГ, в том числе по экономическим критериям [97]. Вместе с тем, в результате выполненного комплексного анализа выявлены следующие узкие места в существующих методологических основах и

алгоритмах, на решение которых направленно настоящее диссертационное исследование – анализ энергоресурсоэффективности ГТС ЕСГ РФ:

– необходимость совершенствования методологии прогнозирования спроса на газ с учетом принципов вероятностного прогнозирования и применения ИНС-моделей;

– совершенствование методологии прогнозирования покрытия пиковой неравномерности поставок газа с учетом возможностей использования запасов газа в МГТС;

– необходимость совершенствования методов анализа экономической эффективности инвестиционных проектов на основе перехода от сопоставления ситуации «с проектом» и «без проекта» по критериям ЧДД/ВНД к рассмотрению проекта ЕСГ в целом.

Уровень сложности указанных задач требует разработки качественно новых научно-технических методов принятия организационно-управленческих решений с применением интеллектуально-вычислительных систем для принятия решений адаптивной реализации проектов с учетом общей концепции развития ТЭК, методологии системного анализа и интеллектуально-вычислительных инструментов принятия решений по эффективному развитию ЕСГ на основе широкого применения основных инструментов промышленной революции «Индустрия 4.0» и концепции сходимости «НБИКС»-технологий [10, 11, 98].

1.2. Современные научные исследования по анализу эффективности единой системы газоснабжения, как сложной иерархической организационно-технологической системы

Методология системного подхода, позволяет применить методы математического моделирования для анализа эффективности ЕСГ, как важнейшей подсистемы ТЭК, основана на следующих основных принципах [200]:

– целостность – одновременное рассмотрение исходной сложной системы, как единого целого и как подсистемы для системы вышестоящего уровня;

– иерархичность – наличие множества элементов, базирующихся на подчинении элементов низшего уровня элементам высшего уровня;

– структуризация – анализ элементов системы и их взаимосвязей в рамках конкретной организационно-функциональной структуры; процесс функционирования системы обусловлен не столько свойствами ее отдельных элементов, сколько свойствами взаимосвязанной структуры;

– множественность показателей эффективности функционирования – использование множества экономических и математических моделей для описания отдельных элементов и системы в целом.

В соответствии с системным подходом выполняется декомпозиция ЕСГ, входящей в глобальный ТЭК (см. Рисунок 1.1).

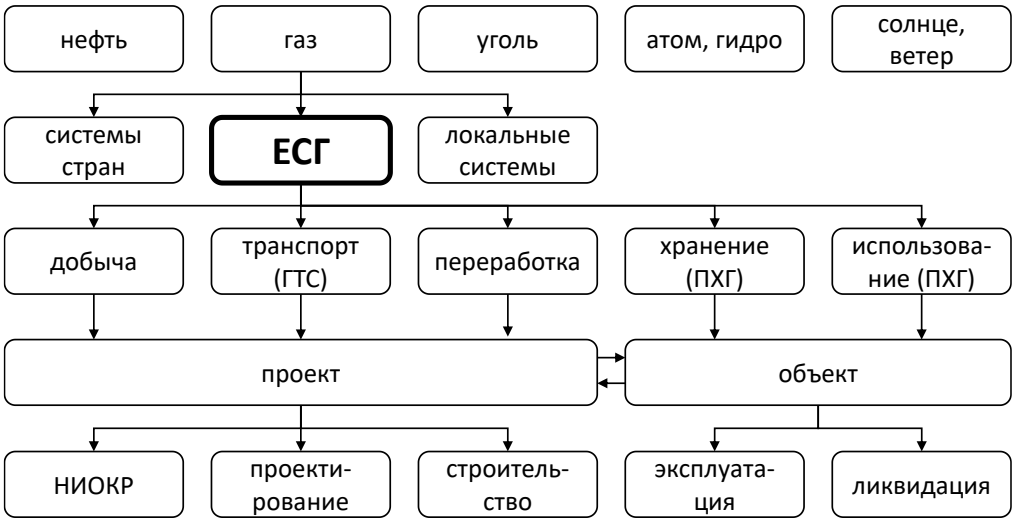


Рисунок 1.1 – Декомпозиция ЕСГ на основные подсистемы

В качестве подсистем ЕСГ используются:

– исходные ТЭР продуктовый разрез (газ, уголь, нефть, ВИЭ и др.);

– цепь создания стоимости, включающая добычу, транспорт, переработку, хранение ТЭР;

– жизненный цикл (НИОКР, проектирование, строительство, эксплуатацию, ликвидацию);

– территориальный разрез (мир, страна, группа стран, субъект, населенный пункт);

– корпоративный разрез (компания, дочерние общества, структура).

Декомпозиция позволяет на начальном этапе разработки стратегии эффективного развития ЕСГ оценить потенциальное влияние внешней среды на отраслевые показатели и взаимовлияние подсистем.

В основе исследований перспектив эффективности развития ЕСГ и ТЭК в целом лежат материально-энергетические балансы, определяющие нишу каждого отдельного вида ТЭР. Ключевой задачей ТЭК является оптимизация баланса между приходной и расходной частями (см. Рисунок 1.2). Приходную часть баланса ПГ формируют собственная добыча ТЭР и их импорт; расходную часть – потребление по секторам экономики и экспорт. Системы хранения относятся к приходной части (отбор из хранилища) и расходной (закачка ПГ в хранилище) частям баланса.

Расходная часть баланса формируется на основе прогноза спроса на ТЭР, который зависит от большого числа факторов. Исходными данным для прогнозирования эффективного развития ЕСГ и ТЭК являются ретроспективное потреблении ТЭР, макроэкономические показатели, действующие отраслевые и федеральные программы (например, Генеральная схема развития газовой отрасли, Восточная газовая программа, Программа развития ПАО «Газпром» на десятилетний период) и др. Приходная часть материально-энергетического баланса формируется на основе прогноза возможных объемов производства ТЭР с учетом конкурентоспособности каждого из рассматриваемых видов ТЭР.

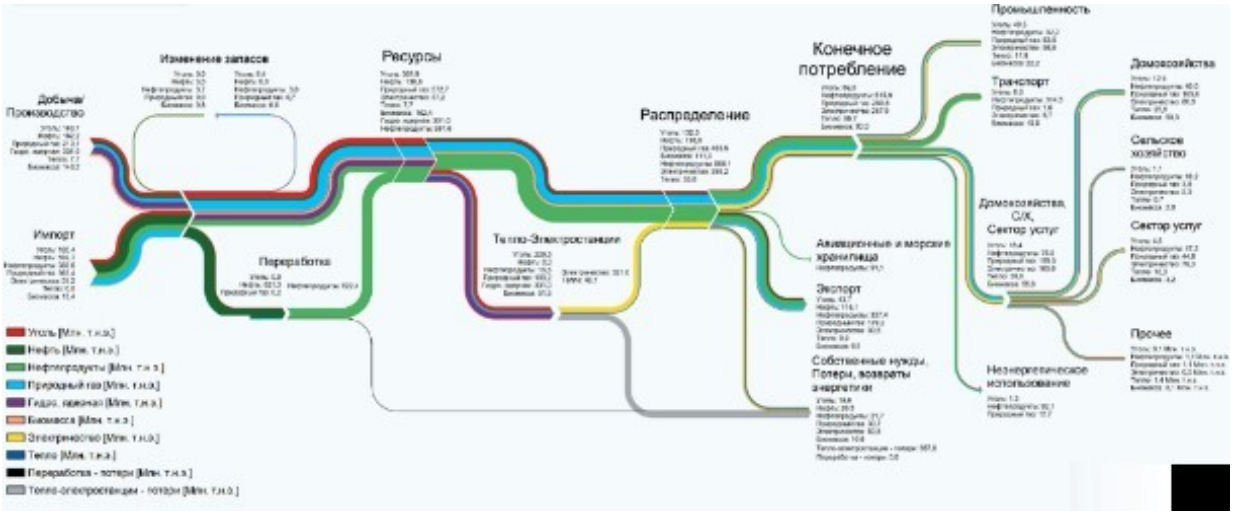


Рисунок 1.2 – Потоковая диаграмма производственных мощностей ТЭК

ЕСГ как важнейшая подсистема ТЭК – одна из системообразующих отраслей российской экономики, основной задачей которой является надежное, эффективное и бесперебойное снабжение потребителей газом. В настоящее время ЕСГ сталкивается с новыми вызовами: усиление конкуренции между добывающими регионами, усиление конкуренции с альтернативными видами ТЭР, увеличение доли трудноизвлекаемых, шельфовых и малых обедненных месторождений в структуре запасов и ресурсов углеводородов.

Стратегия развития ЕСГ – инструмент оптимизации и синхронизации развития потребителей и производителей ПГ, территориальной инфраструктуры. Спрос на ПГ, добычные возможности и объемы финансирования являются ограничениями при формировании оптимальных показателей эффективного развития ЕСГ [37, 41, 147]. Ключевой задачей является обоснование наиболее эффективного баланса между добычей и потреблением газа и соответствующего ему развития всех подсистем ЕСГ, включая ЕСГ по критерию максимума экономической эффективности при условии обеспечения надежности поставок [120, 124].

Взаимосвязь и взаимовлияние подсистем ЕСГ предъявляют требование синхронизированного развития всех этих подсистем с учетом внешней среды. Взаимодействие ЕСГ с внешней средой проявляется во влиянии на сроки начала поставок и объемы газа, переход на альтернативные виды ТЭР и т.п. Влияние внешней среды проявляется через состояние минерально-сырьевой базы, накладывающей ограничения на возможности добычи ПГ [32, 88, 136, 138].

Аналогично ТЭК в целом разработка стратегии эффективного развития ЕСГ основана на методологии расчета балансов между потреблением ПГ и его источниками (см. Рисунок 1.3). Приходную часть баланса формируют собственная добыча газа и импорт; расходную часть – потребление по секторам экономики и экспорт. Системы хранения газа относятся и к приходной (отбор из хранилища), и к расходной (закачка в хранилище) части баланса. Баланс ПГ может быть сформирован в детализации по территориальному признаку [32, 88, 136, 138].

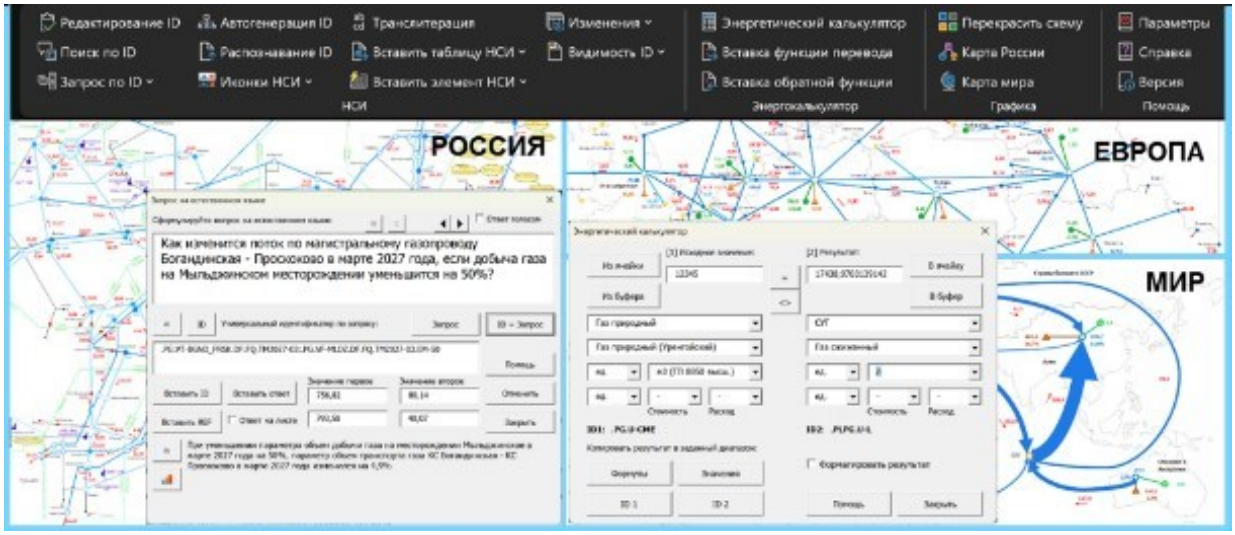


Рисунок 1.3 – Инструмент интеллектуального формирования балансов ПГ

На баланс ПГ оказывают влияние факторы, действующие на спрос (распределение) и предложение (ресурсы). Виды ресурсов можно декомпозировать на несколько групп: технико-технологические; финансово-экономические; политические и нормативно-правовые; природно-климатические.

Наибольшее влияние на баланс ПГ оказывает конъюнктура мирового рынка, соотношение спроса и предложения, стремление к рыночному равновесию.

В соответствии с методологией системного подхода выполняется декомпозиция ЕСГ по технологическому признаку на отдельные подсистемы ЦП ПГ или цепи создания добавочной стоимости ЦДС (технологические переделы). При участии автора в работах [32, 91, 200] предложена следующая декомпозиция ЕСГ или ЦП ПГ, или (фасет «цепь создания стоимости»): минерально-сырьевая база; добыча газа; переработка газа; транспорт газа; хранение газа; импорт/экспорт газа; газораспределение; потребление газа.

Исходя из представленной декомпозиции ЕСГ в целом при разработке стратегии эффективного развития ЕСГ на основе применения методов математического моделирования и теории ИИ, включая инструменты обучаемых ИНС, можно успешно решать следующие научно-технические задачи: прогноз спроса на газ; оценка состояния и перспектив развития минерально-сырьевой базы; прогноз динамики возможностей добычи; прогноз экспорта, импорта и

транзита газа; прогноз развития и реконструкции подсистем добычи, транспорта, подземного хранения и переработки ПГ; прогноз развития ЕСГ; оценка надежности, промышленной и экологической безопасности функционирования объектов ЕСГ; формирование инвестиционной, нормативной и законодательной баз для успешной реализации проектов развития ЕСГ.

Таким образом, каждая подсистема ТЭК в целом и ЕСГ в частности является сложной технико-организационно-социальной подсистемой, требующей последующей декомпозиции до уровня, позволяющего описывать объекты с помощью математических моделей и обучаемых ИНС-моделей.

1.3. Анализ современных методов математического моделирования и оптимизации подсистем единой системы газоснабжения

Процесс моделирования подсистем газовой отрасли детально изложен в работах [32, 57, 136, 138, 200]. Обоснованы следующие основные особенности задач математического моделирования и оптимизации подсистем ЕСГ.

Подсистема «потребление газа» – это внешняя среда для ЕСГ и включает потребителей ПГ, компримированного природного газа (КПГ), СПГ, СУГ, адсорбированного природного газа (АПГ), а также различных продуктов газопереработки.

Прогноз спроса на газ должен учитывать: поставки газа на внутренний рынок / на внешние рынки (экспорт); поставки газа по МГТС (сетевой газ) / в иных формах транспортировки (КПГ, СПГ, АПГ и др.); поставки газа по долгосрочным контрактам / спотовым поставкам.

Декомпозиция подсистемы «потребление газа» в ЦП на внутренний и внешние рынки позволяет учитывать особенности систем налогообложения объектов ЕСГ, особенности ценообразования, существующие и перспективные цены на ТЭР в детализации по территориальному признаку.

Математическая модель формирования прогноза спроса на газ на внутреннем рынке позволяет оценить минимальный, базовый и максимальный объемы спроса на ТЭР с учетом декомпозиции потребителей по уровню достоверности прогноза

потребления газа. Как правило, используются уровни достоверности 90 %, 50 % и 10 % [138].

Математическая модель формирования прогноза спроса на газ на внешних рынках должна учитывать: декомпозицию спроса на ПГ до уровня отдельной страны с последующим агрегированием результатов моделирования до экспортных узлов и потребности в экспорте в целом; базироваться на анализе спроса на газ в целевых странах-импортерах с учетом действующих, строящихся, проектируемых и перспективных объектов потребления энергоресурса; базироваться на анализе текущих и перспективных балансов ТЭР и газа; позволять учитывать потенциальные политические, экономические и иные риски.

Методологически целесообразна совместная оптимизация покрытия внутреннего и внешнего спроса на газ с учетом различных форм его транспортировки и замещения.

Подсистема «минерально-сырьевая база» необходима для прогноза ресурсов и запасов газа, который используется при формировании приходной части баланса ПГ и накладывает ограничения на возможности добычи.

Подсистема «добыча газа» необходима для прогноза объемов добычи газа и оценки возможностей добычи в детализации по территориальному признаку.

Исходными данными являются: прогноз состояния минерально-сырьевой базы (подтвержденные запасы и перспективные ресурсы); технически возможная производительность участков ГТС; прогноз спроса на газ на внутреннем и внешних рынках.

Методологически целесообразно совместное решение задачи оптимизации развития в ЦП предприятий добычи, транспорта и использования ПГ. Прогноз спроса является ограничением расходной части баланса, добычные возможности – приходной части баланса.

Подсистема «импорт газа» обеспечивает прогноз объемов импорта ПГ – минимальный, базовый и максимальный, на основе использования исходных данных: возможности добычи в детализации по территориальному признаку

(страны-экспортеры); прогноз спроса на газ на внутреннем рынке; действующие, рассматриваемые и перспективные межстрановые соглашения.

При оценке минимальных объемов импорта ПГ учитываются риски снижения поставок в связи с истощением сырьевой базы в стране-экспортере, геополитические риски и риски перенаправления газа в другие страны, а также возможности увеличения импорта газа по различным направлениям.

При оценке базового объема импорта ПГ учитываются законтрактованные поставки, а также добычные возможности страны-экспортера.

При оценке максимального объема импорта ПГ учитывают перспективные межстрановые соглашения и ввод в эксплуатацию новых месторождений в странах-экспортерах газа [21].

Подсистема «хранение газа» позволяет прогнозировать развитие подсистемы хранения ПГ. Целевой функцией при решении задачи математического моделирования и оптимизации подсистем хранения газа является обеспечение надежных поставок ТЭР потребителям с учетом существующей и перспективной неравномерности газопотребления. Результатом решения задачи оптимизации является перечень объектов долгосрочного резервирования газа в узловых точках ГТС с расчетом необходимого активного объема газа для покрытия неравномерности.

Существуют следующие возможные способы выравнивания сезонной и пиковой неравномерности потребления ПГ (см. Рисунок 1.4, Таблица 1.1) с использованием: ПХГ; малотоннажного и среднетоннажного производства сжиженного природного газа (СПГ) и СПХР; адсорбционных хранилищ ПГ (АХПГ); газгольдеров.

Таблица 1.1 – Способы выравнивания сезонных и пиковых нагрузок

	ПХГ	СПГ	АХПГ	СУГ
Сезонная неравномерность	●	–	–	–
Пиковая неравномерность	●	●	●	●

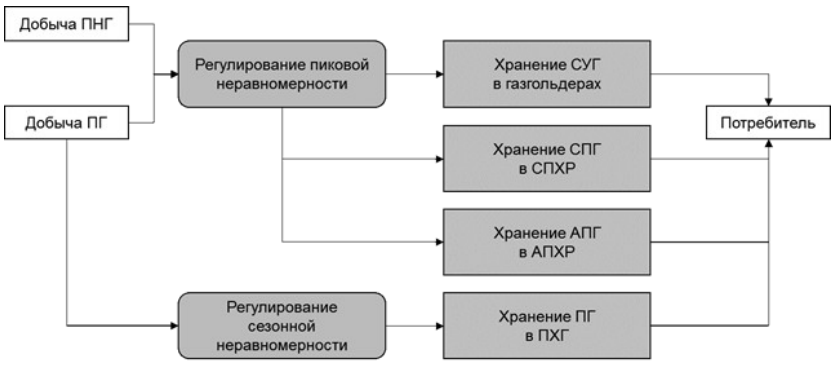


Рисунок 1.4 – Способы выравнивания сезонных и пиковых нагрузок газопотребления

Существуют следующие принципы формирования вариантов регулирования сезонной и пиковой неравномерности в ГТС [36, 39, 64, 88–90]: синхронизированное развитие производственных мощностей газовой отрасли и резервных топливных хозяйств крупных потребителей; повышение энергоэффективности использования газа у потребителей; совместное развитие интегрированных систем газовой и энергетической инфраструктур с учетом регионального ценообразования на газ и электроэнергию; создание интеллектуальных систем поддержки принятия решений оптимальному балансированию в условиях неравномерности потребления ТЭР; использование запаса газа, аккумулированного в магистральных газопроводах [142].

Подсистема «переработка газа» обеспечивает ввод в эксплуатацию объектов с учетом химического состава добываемого ПГ. Математическое моделирование этой подсистемы выполняется с учетом номенклатуры выпускаемой продукции – СУГ, метанол, моторные топлива, полиолефины и др.

Подсистема «газораспределение» необходима для прогноза развития в детализации по территориальному признаку. Математическое моделирование обеспечивает синхронизацию сроков и объемов строительства объектов газораспределения и газопотребления, включая газопереработку, с изменением баланса мощностей по добыче, транспортировке и потреблению ПГ.

Подсистема «транспорт газа» – одна из самых сложных технологических систем, она связывает между собой все прочие рассмотренные подсистемы ЕСГ.

Функционирование этой подсистемы учитывает изменение схемы потоков газа и его состава, факторы отбора и закачки газа в ПХГ, возможности покрытия пиковой неравномерности из запасов газа в магистральных газопроводах и т.д.

Первым шагом моделирования подсистемы (см. Рисунок 1.5) является анализ технического состояния объектов и прогноз объемов выбытия производственных мощностей по участкам ГТС. Результаты моделирования подсистем «минерально-сырьевая база», «добыча газа» и «потребление газа» являются исходными данными для формирования направлений развития объектов транспорта газа, необходимых изменений в топологии ГТС и иных связующих элементов между местами добычи и потребления.

Математическое моделирование подсистемы «транспорт газа» [48, 50, 61, 62, 75] необходимо при решении задачи многокритериальной оптимизации структуры потоков. Математическая модель представляет собой нелинейную динамическую модель. При оптимизации используют в качестве целевой функции технико-экономические показатели на горизонте планирования всех видов транспортируемого газа (сетевой газ, КПГ, СПГ и др.).



Рисунок 1.5 – Модель прогнозирования объемов развития и реконструкции системы транспорта газа

Результатом решения задачи оптимизации является [88, 91] прогноз производственной мощности объектов транспорта газа и набор вариантов развития ГТС.

Математическое моделирование позволяет рассчитать объемы нового строительства и реконструкции в детализации по объектам транспорта газа (ГТС, автомобильный, водный и железнодорожный транспорт газа в форме КПГ и СПГ, др.). Выполняется декомпозиция каждого объекта на составные элементы (например, в трубопроводном транспорте газа такими элементами могут быть линейная часть ГТС, газоперекачивающий агрегат (ГПА), компрессорный цех (КЦ), компрессорная станция (КС)), формируется набор технических решений и выполняется оценка потребности в инвестициях.

В результате решения задачи оптимизации определяют [5, 91, 200]: скорректированные планы развития ГТС; сроки выполнения работ по модификации ГТС (новое строительство, реконструкция, капитальный ремонт, приобретение транспортных средств и т.п.); потребность в материально-технических ресурсах и инвестициях.

Таким образом, решение задач анализа и оптимизации подсистемы «потребление газа» и «транспорт газа» являются наиболее сложными с точки зрения применения методологии системного анализа. Решение указанных задач требует дополнительных глубоких исследований, по совершенствованию методов математического моделирования на этапах анализа и оптимизации ЕСГ как важнейшей подсистемы ТЭК.

Необходимость учета при математическом моделировании этих подсистем огромного числа факторов, влияющих на достоверность результатов, а также вариантность прогнозов требуют развития методов математического моделирования и применения современной теории глубоких ИНС, а также методов создания цифровых аналогов сложных технико-организационно-социальных подсистем.

Особый интерес при анализе и оптимизации режимов функционирования сложных систем газопереработки представляют собой сложные ХТС и ХЭТС.

Использование и развитие оригинальных методов теории анализа и синтеза ХТС и ХЭТС представлены научными школами академика АН СССР В.В. Кафаровым и академиком РАН В.П. Мешалкиным:

1. Обобщены и развиты способы обеспечения энергоресурсосбережения в ХТС, соответствующих химическим или нефтегазохимическим производствам и в сложных ГТС.

2. Предложены эвристико-вычислительные и термодинамические методы синтеза структуры оптимальных энергоресурсоэффективных ХТС производства высококачественной продукции, рекуперативных теплообменных систем; систем ректификации многокомпонентных смесей; ХТС переработки твердых промышленных отходов и ХТС комплексной водоочистки.

3. Систематизированы способы обеспечения и разработаны специальные топологические методы расчета и оптимизации надежности ХТС и сложных ГТС.

4. Предложены методологии разработки информационных систем: мониторинга воздействия предприятий ГТС на окружающую среду, управления рисками и эколого-экономической оптимизации ХТС; компьютеризированной логистической поддержки жизненного цикла оборудования ХТС; составления сводного топливно-энергетического баланса промышленных комплексов.

5. Разработаны быстродействующие методы компьютерного анализа термогидродинамики подводных трубопроводов для оптимального оперативного управления и обеспечения надежности газотранспортных систем; методология оптимизации структуры и режимов логистического управления цепями поставок в химическом, нефтегазохимическом и металлургическом комплексе, которые объединяют предприятия добычи, транспортировки и хранения сырья, производства и распределения готовой продукции.

6. Классифицированы и развиты методы интенсификации, комбинирования и миниатюризации ХТП; методы цифровизированного инжиниринга и логистического управления эксплуатацией энергоресурсоэффективных экологически безопасных наукоемких ХТС и цепей поставок предприятий

химического, нефтегазохимического, биохимического, фармацевтического и химико-металлургического комплекса, а также ГТС.

7. Разработана трехмерная компьютерная модель комбинированного ХТП водоизоляции обводненного нефтяного пласта при заданных геофизических характеристиках околоскважинной зоны и значениях скорости и объема водоизолирующего закачиваемого в пласт раствора. Модель позволяет определять параметры заполнения водоизолирующим раствором пор пласта, которые необходимы для расчета дебитов скважины по нефти и воде.

Указанные научные результаты вносят определенный вклад в обеспечение технологического суверенитета и технологического лидерства Российской Федерации.

1.4. Анализ основных научных исследований по применению теории искусственного интеллекта для повышения эффективности единой системы газоснабжения

Для решения актуальных задач анализа, прогнозирования и планирования энергоресурсоэффективного развития ЕСГ как важнейшей глобальной подсистемы ТЭК в последние годы широко используются следующие методы и инструменты теории ИИ: модели представления специальных знаний предметной области; экспертные системы принятия решений; модели естественного языка; модели ограниченного естественного языка специальной предметной области; большие языковые модели; обучаемые искусственные нейронные сети; генеративный предобучаемый ИИ.

Модели генеративного искусственного интеллекта (ГИИ) широко применяются для решения задач анализа и оптимизации эффективности развития всех подсистем ЕСГ: поиск и разведка месторождений ПГ; добыча ПГ; транспортировка ПГ; распределение ПГ; переработка ПГ в продукты с высокой добавленной стоимостью.

Одной из отличительных особенностей моделей ГИИ является объем информации, который необходим для его обучения: триллион гигабайтов

мультимодальных данных, которые в большинстве случаев находятся в неструктурированном виде.

Разновидность моделей ГИИ – это большая языковая модель (БЯМ). БЯМ представляет собой ассоциативную многослойную ИНС с глубоким обучением, специализирующуюся на задачах обработки естественного языка и обладающую способностью генерировать текст, музыку и изображения на основе входных данных. Для обучения БЯМ используются большие дата-сеты (наборы данных) размер которых в мега-моделях достигает 10–30 трлн токенов. Лидерами мировой ИИ-индустрии выступают западные компании OpenAI, Google, Anthropic, Mistral, разработавшие такие модели, как ChatGPT, Gemini, Claude, Mistral. Однако перечисленный список генеративных моделей далеко неисчерпывающий: ежемесячно в мире появляются порядка 8–10 новых вариантов БЯМ, качество каждой из которых может значительно превосходить предыдущие. Стоит также отметить и тот факт, что создание нейросети «с нуля» – это не единственный способ разработать новую вариацию: существует множество бесплатных дата-сетов различного наполнения, позволяющих сконструировать модель под собственные потребности на базе существующих БЯМ.

Для оценки качества БЯМ разработано большое число бенчмарков на основе экзаменационных вопросов для школьников, студентов и аспирантов по естественным наукам. Интеллектуальные способности генеративных моделей с каждым годом растут. Процент правильных ответов БЯМ на запросы пользователей по бенчмарку MMLU (Massive Multitask Language Understanding – сборник экзаменационных вопросов по различным областям знаний, разработанный специально для тестирования нейросетей ведущими университетами США) вырос более чем в 2,5 раза. Это происходит, в том числе, за счет повышения качества и объема обучающих дата-сетов.

Тенденция роста интеллектуальных способностей ГИИ требует привлечения все бóльшего количества вычислительных мощностей – графических процессоров (GPU – graphics processing unit). Так, для создания мега-моделей (свыше 1 трлн параметров) необходимо использовать более 25 тыс. GPU поколения H200.

Потенциал применения БЯМ огромен: от краткого изложения текста и ответов на простые вопросы, до автоматизированных типовых интеллектуальных операций, в том числе в качестве автономных роботов.

Наиболее продвинутый тип генеративного ИИ – это мультиагентные системы (МАС), в которых могут применяться различные модели. Каждая из них будет решать свой ограниченный круг задач, иметь экспертизу и доступ к внешним инструментам, в т. ч. к специализированному ПО. Ожидается, что в перспективе именно мультиагентные системы будут способны выполнять сложный функционал, требующий многоступенчатых логических рассуждений.

Российские компании уже более 10 лет используют классический ИИ для работы с большими структурированными данными на всех этапах жизненного цикла производства углеводородного сырья – от моделирования геологоразведки и диагностики состояния трубопроводов до разработки многокомпонентных рецептур моторных масел (например, система «Алхимик» компании «Газпром нефть») [77, 78, 81, 82].

Однако, несмотря на широкое использование классического ИИ, интерес российского ТЭК к ГИИ пока только формируется, например, применение ГИИ в системе «Акела», разработанной компанией «Татнефть» совместно с национальным исследовательским университетом ИТМО.

В условиях санкций и пересмотра экспортной стратегии ключевой задачей каждой компании ТЭК становится поиск инновационных технологий с последующей оценкой их эффективности и применением в операционном цикле.

ГИИ, включая БЯМ, может стать основным инструментом для ответа на большие вызовы современности. ИИ генеративных моделей представляет собой перспективную технологию, способную решать широкий спектр задач в различных областях. Рассмотрим несколько классов задач, которые может выполнять ГИИ.

ГИИ может значительно облегчить работу аналитиков и инженеров. Ежегодно в мире публикуется более 25 ТБ данных в сфере научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) по тематике ТЭК, включая базы данных (БД) по новым патентам, материалы аналитических агентств,

правительственных организаций, научных и отраслевых изданий, а также деловых СМИ. Чтобы оставаться в курсе последних событий и тенденций, аналитики вынуждены тратить более 80% рабочего времени на изучение быстро меняющегося отраслевого информационного массива.

Применение БЯМ в качестве «интеллектуального ассистента» может существенно сократить время, затрачиваемое на выполнение таких задач, как распознавание текстовых документов, поиск в базе знаний, обобщение документов и построение ключевых выводов. Так, например, ГИИ сможет повысить автоматизацию функциональных процессов, связанных с инженерией и научно-технической экспертизой. Речь прежде всего идет о прикладной экспертизе, 59% которой может быть автоматизировано. В целом потенциал автоматизации работы профессиональных групп, связанных с инженерией, при использовании нейросетей вырастет почти в 2 раза – до 57%.

К классу более сложных интеллектуальных задач, которые могут быть решены с помощью БЯМ, относятся выбор энергоресурсоэффективных технологий и анализ существующих трендов, оценка состояния производственного объекта или процесса, генерация рекомендаций по предотвращению поломок оборудования, а также прикладная экспертиза для проведения ремонтов. Ключевая ценность от использования ГИИ в решении таких задач заключается в повышении эффективности работы инженерного и полевого персонала за счет сокращения времени между выявлением проблемы и подготовки рекомендаций по улучшению процесса.

И наконец, еще более сложные многоуровневые инженерно-технические задачи – проектирования процессов, оборудования и инфраструктуры ЕСГ, а также создание (инжиниринг) новых продуктов и технологий – могут быть решены с помощью ранее упомянутых мультиагентных систем.

Применение ГИИ в добыче ПГ

При добыче ПГ ключевым вопросом является обеспечение надежности и бесперебойной работы оборудования. ГИИ способен сыграть значительную роль в его предиктивном техническом обслуживании, что позволяет не только

предотвращать непредвиденные поломки, но и снижать эксплуатационные расходы. Системы предиктивного обслуживания, оснащенные БЯМ, анализируют данные с датчиков в реальном времени и используют алгоритмы машинного обучения для предсказания потенциальных неисправностей и оптимизации графиков технического обслуживания.

Такие прогнозы и рекомендации позволяют перейти от планово-предупредительного ремонта к предиктивному обслуживанию, при котором ремонтные работы проводятся не по фиксированному расписанию, а на основе фактического состояния оборудования. Это помогает снизить риски незапланированных простоев, продлить срок службы оборудования и оптимизировать затраты на техническое обслуживание.

Крупные нефтегазовые компании активно внедряют системы предиктивного технического обслуживания на основе БЯМ в свои операции. К примеру, Shell использует платформу предиктивного обслуживания от C3.ai для мониторинга состояния критически важного оборудования на своих добывающих платформах. Анализируя данные в реальном времени, система способна заблаговременно выявлять потенциальные проблемы и генерировать рекомендации по обслуживанию, что позволяет Shell повысить надежность оборудования, сократить незапланированные простои и оптимизировать затраты на техническое обслуживание.

Применение ГИИ в транспортировке ПГ

Организация транспортировки ПГ требует переработки огромных массивов исторических данных и учета множества факторов, таких как состояние инфраструктуры, погодные условия, геополитические риски и рыночные тренды. Применение БЯМ позволяет определять оптимальные сценарии транспортировки. Эти рекомендации могут включать выбор наиболее эффективных маршрутов, определение приоритетности отгрузок, планирование профилактического обслуживания и принятие превентивных мер для снижения рисков аварий и простоев.

Использование ИНС в качестве экспертной рекомендательной системы позволяет инженерам, принимающим решения, получать своевременные и обоснованные рекомендации, основанные на комплексном анализе больших данных, что повышает качество организационно-управленческих решений и способствует оптимизации операционно-производственной деятельности.

Учитывая обширность и сложность ГТС, а также удаленность многих их участков, использование БЯМ как экспертно-рекомендательной системы становится не только технологически продвинутым, но и экономически выгодным решением. Это повышает общую безопасность и надежность процессов транспортировки ПГ, обеспечивая более эффективное управление инфраструктурой ЕСГ.

Применение ГИИ в переработке ПГ

Использование ГИИ моделей открывает большие возможности и для разработки новых рецептур продуктов, что позволяет повысить конкурентоспособность перерабатывающих предприятий России на мировом рынке. Потенциал подобных технологий можно оценить, рассмотрев пример созданной в Китае мультимодальной модели GIT-Mol в области химии и наук о материалах. Разработанная китайскими учеными система интегрирует графические и текстовые данные в единую систему, что позволяет с высокой точностью генерировать новые молекулы и предсказывать их свойства. Эта модель не только позволила улучшить точность предсказаний на 10%, но и повысить достоверность генерации на 20% по сравнению с базовыми показателями. Такие возможности могут быть адаптированы для нефте- и газохимической индустрий.

Для физико-химического инжиниринга переработки ПГ подобный подход может включать анализ сложных химических структур и процессов, что требуется для оптимизации, например, составов топлив, полимеров и пластиков.

Использование ГИИ моделей позволяет быстро анализировать большие объемы данных о свойствах сырья и продуктов, симулировать и моделировать химические процессы и взаимодействия на молекулярном уровне, а также предсказывать результаты изменений в рецептурах.

Кроме того, БЯМ могут применяться для прогнозирования спроса на различные продукты газопереработки. Анализ исторических данных о потреблении и учет макроэкономических факторов, таких как динамика внутреннего валового продукта (ВВП), уровень промышленного производства и цены на энергоносители, проводятся с помощью классических моделей ИИ. На основе этого анализа БЯМ генерируют точные прогнозы спроса на краткосрочную и среднесрочную перспективы. Используя эти прогнозы, ИНС может подготовить рекомендации по оптимизации производственных планов газоперерабатывающих заводов, управлению запасами и своевременному реагированию на изменения рыночной конъюнктуры. Применение сгенерированных БЯМ рекомендаций позволяет повысить маржинальность и снизить риски перепроизводства или дефицита отдельных видов продуктов.

Проблемы использования существующих БЯМ для поиска и анализа отраслевой информации

Лучшие современные генеративные языковые модели (GPT, Claude и Gemini) предлагают значительные возможности для автоматизации аналитических задач. Однако, в условиях специализированных отраслей, таких как нефтегазовая промышленность, возникают вопросы их профессиональной компетентности и безопасности применения. В качестве предмета для тестирования был использован запрос российской нефтегазовой компании на подбор технологии бурения в неустойчивых аргиллитах. При тестировании основной акцент был сделан на анализе возможностей БЯМ обрабатывать специфическую отраслевую информацию без предварительного специализированного обучения.

Результаты показали, что существующие коммерческие БЯМ не обладают необходимым уровнем специализации и точности для выполнения сложных отраслевых задач. Большинство моделей сталкиваются с проблемами «заморозки» данных в обучающем корпусе и недостатком страновой специфики, что приводит к выдаче некорректных или «сгаллюцинированных» (выдуманных) ответов. На текущий момент коммерческие БЯМ существенно уступают человеку в сложных

отраслевых знаниях, предоставляя верные ответы только на те вопросы, которые требуют минимальных умственных усилий.

Для погружения готовых БЯМ в отраслевую тематику был проведен эксперимент с использованием метода RAG (Retrieval– Augmented Generation – генерация ответа на основе извлеченных актуальных данных). Для проведения эксперимента была создана специализированная база данных, содержащая актуальные отраслевые материалы. Эта база использовалась для поддержки БЯМ в процессе ответа на сложные запросы.

Использование RAG значительно улучшило качество ответов на запросы, связанные с анализом технологий бурения в неустойчивых аргиллитах. Модель смогла точно определить и назвать конкретные технологии и методы, что было невозможно при использовании традиционных БЯМ без доступа к актуализированной информации. Количество ошибок и «галлюцинаций» значительно сократилось. По результатам эксперимента был сделан вывод о том, что БЯМ, усовершенствованную с помощью RAG, можно использовать в роли «интеллектуального ассистента» для решения конкретных отраслевых задач.

Помимо отсутствия отраслевых знаний со страновой спецификой тестирование показало другие недостатки существующих генеративных моделей. В частности, коммерческие иностранные БЯМ строго соблюдают введенный Западом санкционный режим и ограничивают доступ к любой информации, которая может быть использована для отраслевого развития, импортозамещения и обеспечения технологического суверенитета России. Кроме того, использование иностранных БЯМ с открытыми параметрами потенциально может создать угрозу IT-безопасности.

Единая технологическая платформа для создания отечественных отраслевых БЯМ

Один из ключевых факторов, влияющих на стоимость создания нефтегазовой БЯМ – это выбор подхода, предполагающий ответ на вопрос: будет ли использована существующая модель или создана принципиально новая?

Обучение «с нуля» отечественной БЯМ с широкой отраслевой экспертизой может потребовать существенных финансовых затрат, включая расходы на разработку и исследования (R&D-инженеров). Стоимость донастройки на отраслевых данных (fine-tuning) существующих российских БЯМ (GigaChat «Сбера» и YandexGPT) для получения модели, способной хорошо ориентироваться в узкой отраслевой области, например, в нефтегазовой геологии, может также достигать существенных затрат. В этом случае затраты отраслевых заказчиков будут дублироваться, т. к. решаемые в нефтегазовых предприятиях инженерные проблемы, в которых может использоваться ГИИ, практически совпадают.

Для наиболее эффективного развития НИОКР по ГИИ в российском ТЭК необходима консолидация усилий всех заинтересованных сторон – отраслевых научных институтов, НИИ РАН, ведущих университетов, IT-разработчиков, экспертных и научных организаций, профильных федеральных органов исполнительной власти (Минэнерго и Минпромторг) – для создания единой технологической платформы БЯМ, что позволит сократить расходы на разработку отраслевой прикладной модели, обеспечить оперативный обмен информацией и ускорить выполнение главной задачи, стоящей сейчас перед нашей страной – обеспечения технологического суверенитета и конкурентоспособности России на мировых рынках энергоносителей [86, 87].

1.5. Выводы

Выполнен аналитический обзор научных исследований по системному анализу и стратегическому планированию развития ТЭК, обоснована особая роль эффективного развития ЕСГ в реализации проектов технологического лидерства Российской Федерации. В соответствии с системным подходом выполнена декомпозиция ТЭК и ЕСГ страны на подсистемы и комплексы. Рассмотрена иерархическая декомпозиция ЕСГ, отображающая все предприятия и объекты цепи создания стоимости в ЕСГ или ЦП от добычи до переработки ПГ с учетом территориального размещения.

ЕСГ – это одна из важнейших системообразующих глобальных подсистем Российской экономики. Взаимосвязь и взаимовлияние технологических переделов в цепи поставок ЕСГ обуславливают жесткие требования к синхронизации развития всех подсистем и объектов ЕСГ с учетом внешних условий. Обосновано, что наиболее сложными для принятия системно-аналитических решений по эффективному развитию ЕСГ являются подсистемы «потребление газа» и «транспорт газа».

Подсистема «потребление газа» – это внешняя подсистема в ЕСГ. Сложность математического моделирования подсистемы потребления ПГ, которые являются сложными ХТС и ХЭТС, обусловлена одновременным действием огромного числа факторов, влияющих на достоверность результатов. Математические модели прогноза спроса на газ в ЕСГ должны позволять оценивать диапазон и формировать варианты прогнозов.

Подсистема «транспорт газа» является важнейшей базовой подсистемой, одной из самых технологически сложных, и связывает между собой все прочие подсистемы. Функционирование системы учитывает изменение схемы потоков газа и его состава, факторы отбора и закачки газа в ПХГ, возможности покрытия пиковой неравномерности из запасов газа в магистральный газопровод (МГ) и т.д.

В связи с вышеизложенным необходимы дополнительные глубокие исследования по совершенствованию алгоритмов и методов математического моделирования на этапах анализа и проектирования ЕСГ. Необходимо развитие методов математического моделирования и применения современных цифровизированных интеллектуально-вычислительных инструментов к созданию цифровых двойников подсистем, в том числе с применением обучаемых ИНС.

Применение инструментов теории ИИ, включая ИНС с глубоким машинным обучением, является важнейшим фактором широкого использования цифровых инструментов для решения актуальных задач цифровой трансформации предприятий ЕСГ и ТЭК в целом.

ГЛАВА 2. МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОГО СПРОСА НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

2.1. Метод системно-аналитической оценки потенциала эффективного использования природного газа

Наиболее сложными подсистемами ЕСГ являются подсистемы «потребление газа» и «транспорт газа». В связи с этим необходимо предложить метод прогнозирования спроса на ПГ при разработке новых проектов строительства и реконструкции действующих объектов экономически эффективных потребителей ПГ в ЕСГ [72, 155, 158, 159, 161, 179, 203].

При решении задачи стратегического планирования эффективного развития ЕСГ необходимо использовать общий критерий оптимальности. Однако для различных участников рынка ПГ критерии могут быть диаметрально противоположными в результате конкуренции за ТЭР. Государство способно влиять на участников рынка ПГ, смещая точку равновесия в интересах экономики страны в целом [74, 157]. Со стороны государства решается проблема эффективного долгосрочного использования ТЭР с учетом истощения во времени исчерпаемых природных ресурсов [14, 18]. Указанная задача имеет ярко выраженный территориальный аспект в связи с возможными ограничениями на перетоки ТЭР, обусловленные затратами на логистические межрегиональные связи [45]. Таким образом, в первую очередь необходимо обосновать вид единого критерия эффективности использования ТЭР.

С точки зрения конечного потребителя под эффективным использованием ПГ понимается такое физико-химическое преобразование его полезной потенциальной энергии, которое обеспечивает максимальный экономический эффект у потребителя по сравнению с альтернативными процессами, использующими энергию и ресурсы, в условиях рыночных цен, дифференцируемых по режимам потребления, с учетом требований надежности и экологической безопасности.

Общая эффективность использования газа представляет собой максимальный из трех потенциалов – газосбережения, энергосбережения и ресурсосбережения. Потенциал газосбережения, обусловленный применением более совершенных технических решений, определяется путем сравнения альтернативных процессов, использующих ПГ; потенциал энергосбережения – альтернативных энергоносителей; потенциал ресурсосбережения – альтернативных сырьевых ресурсов.

Оценку эффективности потребления ПГ необходимо проводить с учетом прогнозных рыночных цен, обеспечивающих коммерческую эффективность производителям и поставщикам энергетических ресурсов. Дифференциация цен на газ в зависимости от режима потребления (объем, неравномерность и др.) позволяет обеспечить коммерческую эффективность газотранспортным и газораспределительным организациям.

Таким образом, сравнение конечных потребителей предлагается проводить по единому критерию потенциала повышения эффективности использования газа. Критерий представляет собой удельный по объему потребляемого ПГ экономический эффект от использования более совершенных газоиспользующих ХТС или от замещения газа более эффективным видом ТЭР. Оценка экономического эффекта должна проводиться с учетом капитальных затрат на перевод потребителей на использование новых энергоресурсосберегающих ХТС или на использование альтернативных энергетических и сырьевых ресурсов.

Обобщенная концептуальная модель предлагаемого метода принятия системно-аналитических решений по повышению эффективности потенциала использования ПГ в регионах ЕСГ представлена на Рисунке 2.1.

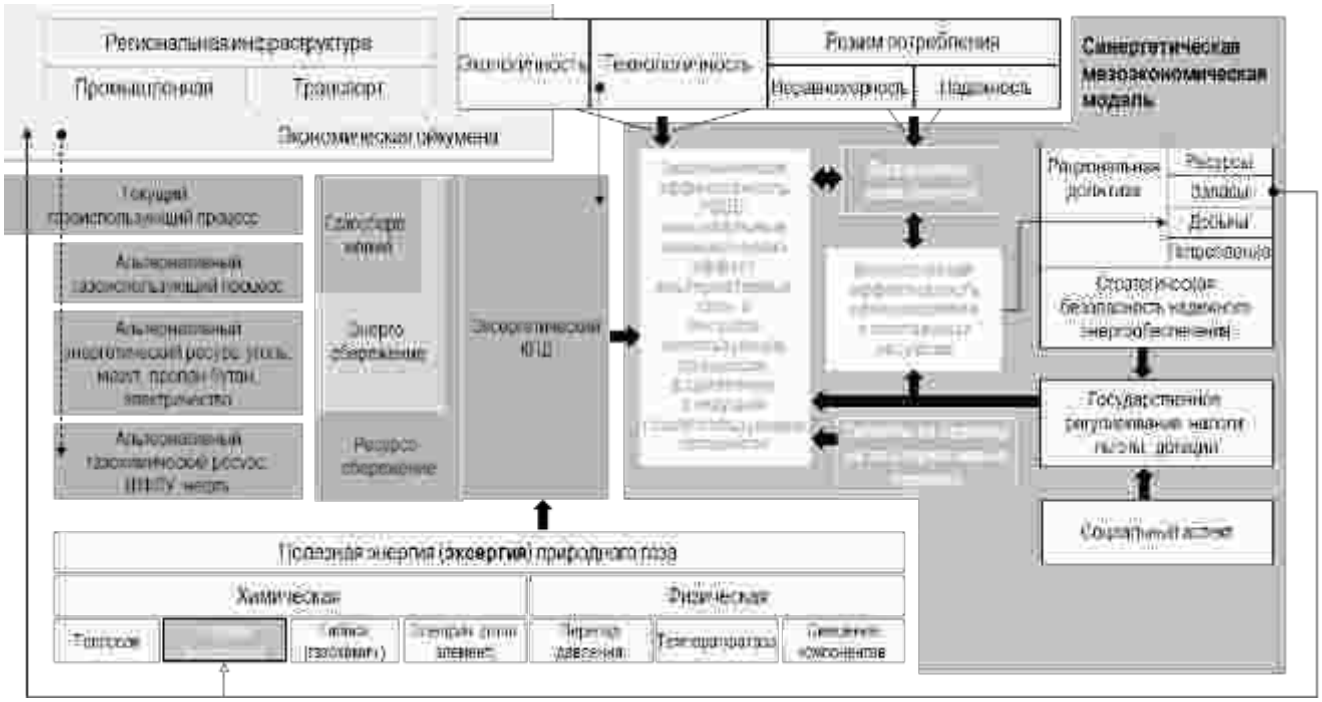


Рисунок 2.1 – Концептуальная модель принятия системно-аналитических решений по повышению эффективности потенциала использования ПГ

Метод может быть использован для оценки ценообразования на ресурсы с учетом действия разнонаправленных факторов – распространенности и исчерпаемости ресурсов, неравномерности производства и спроса, надежности и прерываемости поставок, технологичности и экологичности, экономики цепочки создания стоимости энергоресурса [23, 24, 148]. Для поставщика и потребителя ПГ формируются кривые эластичности спроса и предложения для каждого временного периода. Процедура построения кривых эластичности связана с ранжированием потребителей по эффективности использования ПГ. Чем выше цена перехода на альтернативные ТЭР, тем выше эффективность использования ПГ. Кривая эластичности спроса позволяет контролировать изменение потребления газа за счет перехода на альтернативные энергоресурсы, а также реализации энергосберегающих организационно-технологических мероприятий, экономическая эффективность которых возрастает с увеличением цен на газ. При декомпозиции проблемы повышения энергоэффективности до уровня эффективности использования газа выполняется построение краткосрочных и долгосрочных кривых эластичности спроса [45]. Расчеты проводятся с учетом и без

учета инвестиций в проекты перевода на газ действующих энергетических установок, работающих на альтернативных видах ТЭР.

Метод анализа эффективности использования газа учитывает влияние прогноза цен на альтернативные энергоносители, тепло и электроэнергию; затрат на перевод потенциальных потребителей на газ с учетом использования новых газопотребляющих ХТС. При разработке метода учитываются особенности систем газоснабжения и газопотребления, включая наличие источников газа, развитость инфраструктуры ЕСГ, наличие квалифицированных региональных потребителей, возможность использования региональных видов ТЭР: СУГ, КПГ и СПГ [30, 94]. На Рисунке 2.2 представлен агрегированный подход к оценке эффективности использования газа конечным потребителем, основанный на модели принятия решения о переходе на газ.



Рисунок 2.2 – Концептуальная модель принятия потребителем системно-аналитического решения о переходе на использование газа

Предложенный метод принятия системно-аналитических решений по оценке эффективности применения газа, использующий эксергетический критерий энергоэффективности, позволяющий учитывать теплотехническую эффективность использования ПГ, начальную ценность ТЭР, химический потенциал полезного

преобразования сырья, возможность использования избыточного давления (перепад давления на газораспределительной станции (ГРС) / газорегуляторном пункте (ГРП)), температуры (после КС), ХТП смешения / разделения различных видов, содержащихся в ПГ и др. [67, 192].

При разработке региональных программ энергосбережения и развития газоснабжения следует учитывать взаимозаменяемость различных видов ТЭР. Согласно теории экономического равновесия, задача состоит в определении цены, при которой спрос равен предложению. Условие равновесия определяет экономический компромисс, при котором ни одному из участников рынка не выгодно отклоняться от точки, определяющей согласованные объемы потребления и поставок газа в регион [75]. Выбор системно-аналитических управленческих решений в области ценообразования на газ совместно с организационными решениями при реализации программ энергосбережения обеспечивает возможность реализации коммерчески эффективных проектов для потребителей и поставщиков энергоресурсов.

Большой объем, неструктурированность и нечеткость исходной информации, а также плохая формализуемость методов ее обработки не позволяют использовать для построения прогнозов газопотребления только классические математические модели ХТС и ХТП, а требуют применения нового метода с различной модификацией, включающего процедуры: прогнозирование спроса на газ в зависимости от категорий потребителей; прогнозирование перспективного энергопотребления на основе региональных критериев подобия; оценка эластичности спроса с применением метода агентного моделирования поведения участников рынка; эксерго-экономический метод оценки эффективности использования ПГ.

2.2. Вероятностно-статистический метод прогнозирования спроса на природный газ для различных категорий потребителей

В соответствии с международной классификацией выделяют четыре категории потребителей ПГ [63, 68, 69]: базовые (базовый спрос на газ со стороны

существующих потребителей); законтрактованные (увеличение потребления газа существующими потребителями и спрос со стороны новых потребителей, с которыми подписаны контракты на поставку); возможные (потребители, находящиеся на стадии заключения договоров на поставку газа); потенциальные (потребители, проекты которых находятся на стадии визуализации).

Суммарный годовой спрос со стороны всех категорий потребителей чаще всего отражает динамику развития ЕСГ. Прогноз спроса на газ формируется с помощью метода Монте-Карло, базирующимся на дискретной модели распределения вероятностей реализации проекта и сдвига его во времени.

Основными являются базовые потребители, для которых прогноз представляет собой ежегодное увеличение объема потребления газа на 3–4 %. К базовому спросу добавляется законтрактованная составляющая. Каждый потребитель характеризуется годом вступления контракта в действие (базовый год). Для законтрактованных потребителей контрактные обязательства выполняются с вероятностью 0,9; в том числе в базовом году – с вероятностью 0,8; со сдвигом на год – с вероятностью 0,2.

Для возможных потребителей контрактные обязательства выполняются с вероятностью 0,7; в том числе в базовом году – с вероятностью 0,5; со сдвигом на год – 0,3; со сдвигом на 2 года – 0,2.

Для потенциальных потребителей контрактные обязательства выполняются с вероятностью 0,5; при этом реализация проекта вовремя или с задержкой на 1, 2 или 3 года равновероятна и составляет 0,25.

Для получения итогового распределения спроса на ПГ осуществляется до 10 000 реализаций прогнозных кривых спроса с использованием датчиков случайных чисел; из этих кривых выбираются три, представляющие собой прогноз спроса на региональном или общегосударственном уровне: кривая P10 – пессимистический сценарий; ниже кривой расположены 10 % реализаций кривых спроса; кривая P50 – реалистичный сценарий; ниже кривой расположены 50 % реализаций кривых спроса, то есть вероятности оказаться ниже или выше кривой

равны; кривая P90 – оптимистичный сценарий; выше этой кривой расположены 10 % реализаций кривых спроса (см. Рисунок 2.3).

Приведенные этапы метода позволяют формировать прогнозы спроса на газ на региональном уровне, по секторам экономики или в подсистемах ГТС, к которым привязаны потребители.

Рассмотрим пример применения предложенного метода для заключения договора с «законтрактованным потребителем». С помощью метода Монте-Карло для потребителя разыгрываются две случайные величины, равномерно распределенные на интервале [0; 1]. Величина ζ_1 показывает реализацию проекта, ζ_2 – сдвиг начала реализации во времени.

Если $\zeta_1 \epsilon [0; 0{,}1)$ (вероятность срыва проекта для потребителя данной категории – 10 %), потребитель не учитывается в варианте реализации кривой спроса. Если $\zeta_1 \epsilon [0{,}1; 1]$ (вероятность реализации проекта для потребителя данной категории – 90 %) и $\zeta_2 \epsilon [0; 0{,}8]$ (вероятность реализации проекта для потребителя данной категории в базовом году – 80 %), потребитель учитывается в варианте реализации кривой спроса с 1 года; при $\zeta_1 \epsilon [0{,}1; 1]$ и $\zeta_2 \epsilon (0{,}8; 1]$ – со 2 года (сдвиг начала реализации проекта на один год).

Для «возможного потребителя», который должен начать получать газ со 2 года, при очередном применении метода Монте-Карло разыгрываются две случайные величины, равномерно распределенные на интервале [0; 1]. Если $\zeta_1 \epsilon [0; 0{,}3)$ (вероятность срыва проекта для потребителя данной категории – 30 %), потребитель не учитывается в варианте реализации кривой спроса. Если $\zeta_1 \epsilon [0{,}3; 1]$ (вероятность реализации проекта для потребителя данной категории – 70 %) и $\zeta_2 \epsilon [0; 0{,}5]$ (вероятность реализации проекта для потребителя данной категории в базовом году – 50 %), потребитель учитывается в варианте реализации кривой спроса со 2 года; при $\zeta_1 \epsilon [0{,}3; 1]$ и $\zeta_2 \epsilon (0{,}5; 0{,}8]$ – с 3 года (сдвиг начала реализации проекта на один год); при $\zeta_1 \epsilon [0{,}3; 1]$ и $\zeta_2 \epsilon (0{,}8; 1]$ – с 4 года (сдвиг начала реализации проекта на два год).

Для «потенциального потребителя», который должен начать получать газ с 4 года, в очередной реализации метода Монте-Карло разыгрываются две случайные величины, равномерно распределенные на интервале [0; 1].

Если $\zeta_1 \epsilon [0; 0{,}5)$ (вероятность срыва проекта для потребителя данной категории – 50 %), потребитель не учитывается в варианте реализации кривой спроса. Если $\zeta_1 \epsilon [0{,}5; 1]$ (вероятность реализации проекта для потребителя данной категории – 50 %) и $\zeta_2 \epsilon [0; 0{,}25]$ (вероятность реализации проекта для потребителя данной категории в базовом году – 25 %), потребитель учитывается в варианте реализации кривой спроса с 4 года; при $\zeta_1 \epsilon [0{,}5; 1]$ и $\zeta_2 \epsilon (0{,}25; 0{,}5]$ – с 5 года (сдвиг начала реализации проекта на один год); при $\zeta_1 \epsilon [0{,}5; 1]$ и $\zeta_2 \epsilon (0{,}5; 0{,}75]$ – с 6 года (сдвиг начала реализации проекта на два года); при $\zeta_1 \epsilon [0{,}5; 1]$ и $\zeta_2 \epsilon (0{,}75; 1]$ – с 7 года (сдвиг начала реализации проекта на три года).

Классификация потребителей позволяет разработать прогноз спроса по секторам экономики и оценить реализуемость варианта.

В случае необходимости (например, при наличии финансовых ограничений на объемы инвестиций) следует провести корректировку прогноза *Q(t)*. Для этого необходимо определить потребность в инвестициях для реализации проектов по поставкам газа:

$$\Delta(t) = \Psi(t) \cdot \{Q(t) - q(t)\}. \quad (2.1)$$

В случае если инвестиционной программой предусмотрены меньшие объемы финансирования, чем необходимо для удовлетворения спроса *Q(t)*:

$$\Delta(t) \geq \Omega(t). \quad (2.2)$$

Выполняется корректировка спроса в сторону уменьшения с учетом категорий потребителей. Снижение спроса осуществляется пропорционально существующему прогнозу $Q^n(t)$ (где n – индекс потребителя), начиная с менее значимых потребителей (сначала «потенциальные», затем – «возможные» и т.д.):

$$Q^n(t) = Q^n(t) \left\{ 1 - \frac{\frac{\Delta(t) - \Omega(t)}{\Psi(t)}}{\sum Q^n(t)} \right\}. \quad (2.3)$$

Оценка корректности результатов осуществляется путем сопоставления расчетных показателей спроса на газ с прогнозом, полученным по

ретроспективным данным на основе статистических методов. Ниже рассмотрим общий алгоритм вычислений.

С помощью метода наименьших квадратов выполняется экстраполяция показателей для каждого региона и сектора экономики. После перебора вариантов решений в качестве экстраполяционной функции выбрана следующая зависимость:

$$F(t) = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot t + \alpha_2 \cdot \cos(\beta t) + \alpha_3 \cdot \sin(\beta t), \quad (2.4)$$

где t – номер года.

Прогнозирование проводится на основе процедуры авторегрессии, проинтегрированного скользящего среднего первого порядка. Поиск решения осуществляется следующим образом.

Формируется прогноз на первый год после существующего графика потребления. Для этого счетчик текущего года определяют равным $j = 1$.

Выполняется расчет отклонения по последним 10 годам по следующей формуле:

$$\omega(t + j) = F(t + j) - F(t + j - 1). \quad (2.5)$$

Коэффициенты регрессионного уравнения определяются по методу максимального правдоподобия:

$$a = \sum \omega(t + j) \cdot \omega(t + j)\,; c = -\sum \omega(t + j) \cdot \omega(t + j - 1); b = \frac{c}{a}. \quad (2.6)$$

Выполняется расчет прогноза на один год:

$$F(1 + j + 1) = F(t + j) + b \cdot \omega(t + j). \quad (2.7)$$

Затем осуществляется переход к следующему году $j = j+1$, и процедура повторяется.

Таким образом, соотношения (2.4)-(2.7) позволяют получить прогноз на основе ретроспективных данных по различным секторам экономики и далее, путем суммирования объемов, определить общий спрос на газ на региональном уровне. Схема алгоритма представлена на Рисунке 2.3. Пример прогноза представлен на Рисунке 2.4.

Разделение потребителей на базовые, законтрактованные, возможные, потенциальные (потребители, проекты которых находятся на стадии визуализации)

Формирование численного эксперимента для базовых потребителей с учетом ежегодного увеличения объема потребления газа на 3-4 %

Формирование численного эксперимента для законтрактованных потребителей: контрактные обязательства выполняются с вероятностью 0,9; в базовом году – 0,8; со сдвигом на год – 0,2

Формирование численного эксперимента для возможных потребителей: контракт выполняется с вероятностью 0,7; в базовом году – 0,5; со сдвигом на год – 0,3; со сдвигом на два года – 0,2

Формирование численного эксперимента для потенциальных потребителей: контракт выполняется с вероятностью 0,5; реализация проекта вовремя или с задержкой на 1, 2 или 3 года составляет 0,25

Методом Монте-Карло осуществляется до 10 000 реализаций прогнозных кривых спроса с использованием датчиков случайных чисел

Расчет спроса:
– кривая P10 – пессимистический сценарий; ниже кривой расположены 10 % реализаций
– кривая P50 – реалистичный сценарий; ниже кривой расположены 50 % реализаций
– кривая P90 – оптимистичный сценарий; выше этой кривой расположены 10 % реализаций

Корректировка прогноза по ограничениям на основе модели авторегрессии, проинтегрированного скользящего среднего первого порядка

Рисунок 2.3 – Схема алгоритма формирования прогноза спроса методом Монте-Карло в зависимости от категорий потребителей

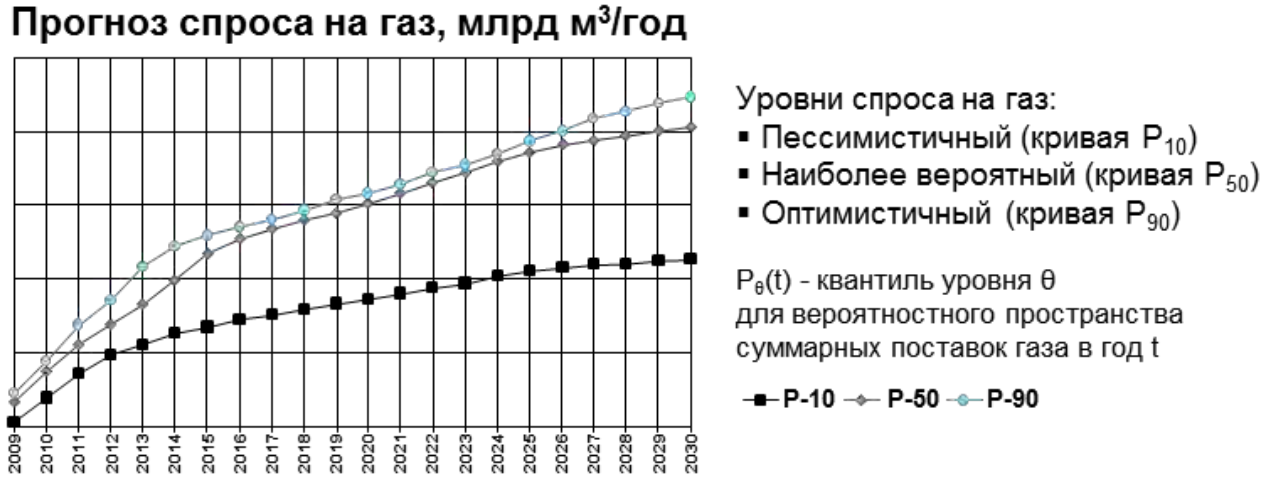


Рисунок 2.4 – Прогноз спроса на газ по категориям потребителей с экстраполяционным прогнозом

Предложенный вероятностно-статистический метод прогнозирования спроса на ПГ по категориям потребителей применим в случае полного описания проектов

развития потребления газа с указанием уровня их текущего статуса разработки, планируемых объемов и предполагаемых сроков ввода в эксплуатацию. Тем не менее, эти данные имеют высокую степень неопределенности, и следует разработать альтернативные методы формирования прогноза спроса на газ в долгосрочной перспективе.

2.3. Метод прогнозирования перспективного энергопотребления для различных регионов

Задача долгосрочного прогнозирования энергопотребления отдельными регионами, странами является определяющей при планировании долгосрочного развития ЕСГ на основе планирования перспективных балансов и потоков в ЕСГ, как на уровне отдельного региона (страны), так и в мировом масштабе [22]. При этом уровень долгосрочного энергопотребления имеет существенную неопределенность. Существует несколько причин, возникновения ошибок при долгосрочном прогнозировании энергопотребления [45].

1. Неправильный выбор базы для построения прогнозов. Чаще всего за базу принимается последний отчетный год. Однако это значение в большей степени связано с климатическим режимом и факторами экономической конъюнктуры, что приводит к системной ошибке на горизонте прогноза.

2. Использование ВВП (удельного энергопотребления на единицу ВВП) в качестве базы для прогнозирования перспективного энергопотребления. Зависимость между энергопотреблением и ВВП еще характерна для большого количества стран, однако постепенно она перестает работать и становится отрицательной. В основном это касается индустриально развитых стран, в которых происходит вывод из эксплуатации энергоемких производств в третьи страны и реализация политики энергосбережения. Например, за последние 25 лет в США, Германии, Японии, Франции, Великобритании и множестве других стран повышение удельного ВВП на душу населения сопровождалось снижением удельного энергопотребления. Таким образом, прогнозирование в зависимости от

роста ВВП может привести не просто к ошибкам, а к диаметрально противоположному результату.

3. Допущение о сохранении в будущем существующих тенденций изменения энергопотребления. В научной литературе практически отсутствует упоминание, при каких условиях и когда должно происходить качественное изменение динамики энергопотребления. Для каждой страны необходимо определить, как минимум, две точки перегиба: начало повышенного роста удельного энергопотребления и момент насыщения с последующим плавным снижением удельного энергопотребления. Соответствующие фазы энергетического развития любой страны можно обозначить как латентная, экстенсивная и интенсивная.

Латентная фаза характеризуется слабым ростом энергопотребления по мере медленного повышения уровня жизни. Экстенсивная фаза характеризуется быстрым ростом энергопотребления. Последующий переход к интенсивной фазе приводит к отсутствию роста или снижению энергопотребления. Все три фазы образуют единый повторяющийся цикл, различающийся факторами роста и снижения энергопотребления. Например, в текущем цикле для множества стран фактором роста являлась или является индустриализация, а фактором снижения – политика энергосбережения. Очевидно, что на каждой фазе действуют свои преобладающие законы развития. Правильное определение фазы позволяет определить «энергетическую зрелость» страны и, следовательно, более точно составить прогноз ее дальнейшего развития.

Разработаны показатели, позволяющие определить и сопоставить «энергетическую зрелость» любого региона. Так как в процессе экономического развития время, необходимое на прохождение каждой фазы, может сильно меняться в зависимости от текущих внешних и внутренних макроэкономических факторов, возникает проблема выбора единицы размерности временной шкалы. В целом потребности человечества в ТЭР необходимо рассматривать в мировом масштабе. За значительный временной период рост мирового энергопотребления обеспечивает большую стабильность, чем для отдельно взятых регионов или стран (см. Рисунок 2.5).

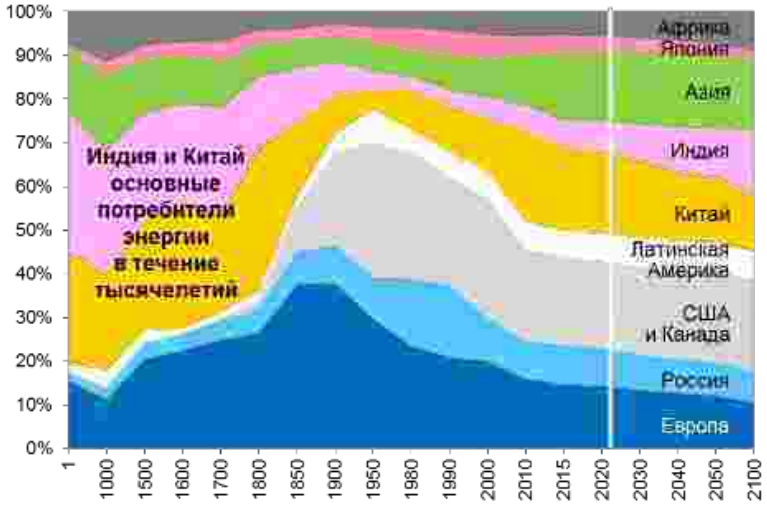


Рисунок 2.5 – Графики мирового энергопотребления от 1 до 2100 г.

Общепринятый метод анализа и прогноза развития региональной энергетики использует различные сценарии роста ВВП рассматриваемых стран в качестве базовых исходных данных. При этом наиболее часто используются показатели энергоемкости ВВП или эластичности энергопотребления к ВВП. На Рисунке 2.6 представлен пример степенной корреляционной зависимости в логарифмическом масштабе для 170 стран.

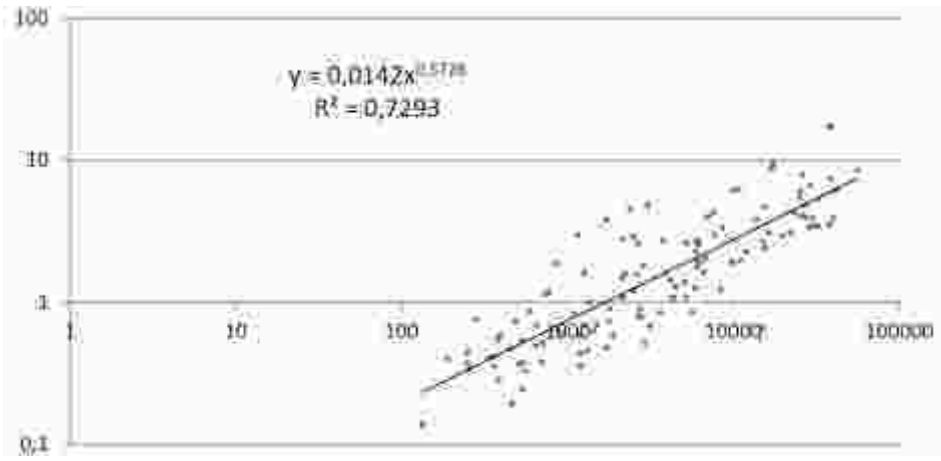


Рисунок 2.6 – График зависимости удельного энергопотребления (т н.э./чел.) от удельного ВВП (долл. США/чел.)

В настоящей работе предложен альтернативный метод, долгосрочного прогнозирования на основе анализа демографических показателей, обладающих достаточно устойчивой динамикой и разработанными механизмами. Выбраны следующие основные показатели для анализа удельного энергопотребления: численность населения (N); численность населения в возрастном диапазоне от 15 до 64 лет (N_W); доля населения в возрастном диапазоне от 15 до 64 лет (S_W); ожидаемая продолжительность жизни при рождении (L); детская смертность в возрасте до 5 лет на 1000 рожденных (D_5); доля городского населения (S_U); средний возраст населения (Y).

Эти показатели позволяют косвенно оценить масштабы потребления ТЭР и текущий уровень социально-экономического развития страны. Зависимость удельного энергопотребления на одного человека (E_{pc}) от указанных показателей, полученная путем обработки больших массивов данных по более чем 200 странам на основе прогнозов ООН с горизонтом до 2100 г., выглядит следующим образом:

$$E_{pc} = K\left(\frac{S_W \sqrt[4]{S_U}}{L^{1,1} Y^{0,2} \sqrt[4]{D_5}}\right)^{3,43}. \qquad (2.8)$$

На Рисунке 2.7 показана соответствующая степенная корреляционная зависимость в логарифмическом масштабе.

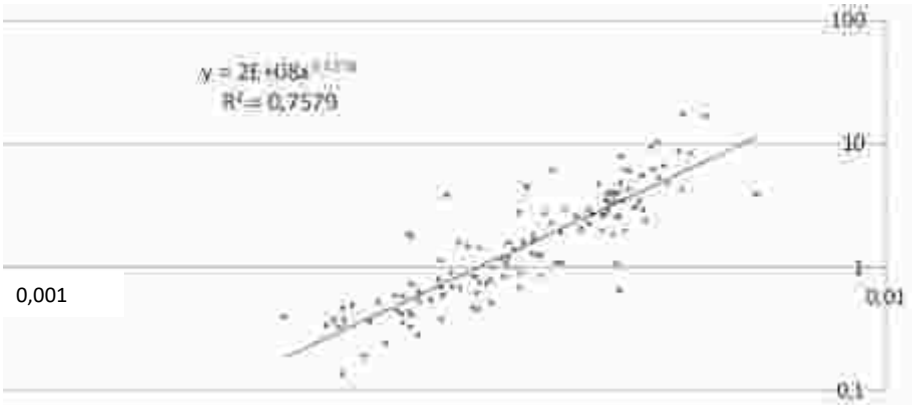


Рисунок 2.7 – Графики зависимости удельного энергопотребления (т н.э./чел.) от демографических факторов (E_{pc})

На Рисунках 2.6, 2.7 видно, что по величине коэффициента достоверности аппроксимации (R^2) степень корреляции при использовании демографических показателей сопоставима с корреляцией по удельному ВВП.

Уровень энергетической зрелости страны определяется общим экономическим развитием, чаще всего выражаемым через ВВП на душу населения. Выше показаны зависимости удельного энергопотребления от удельного ВВП (см. Рисунок 2.6) и от демографических показателей (см. Рисунок 2.7). В диссертационном исследовании уровень энергетической зрелости предлагается рассчитывать на базе зависимости удельного ВВП от совокупности энергетических и демографических факторов. Данный подход предполагает возможность учета структуры ВВП и энергопотребления. Такая зависимость имеет более высокую достоверность ($R^2 = 0,87$) и имеет следующий вид:

$$GDP_{pc} = 0,7\left(\frac{E_{pc}{LS_U}^{1,5}}{S_W D_5}\right)^{0,56}. \quad (2.9)$$

В Таблице 2.1 представлены страны (в аббревиации ООН), ранжированные по логарифму правой части формулы. Результаты моделирования показывают, что уровень энергопотребления определяется в первую очередь численностью активного населения (в возрасте от 15 до 64 лет) с поправкой на уровень урбанизации, а также параметрами, характеризующими качество жизни (ожидаемая продолжительность жизни и уровень детской смертности). При этом, чем выше качество жизни, тем выше уровень удельного энергопотребления, но и ниже темпы его роста, вплоть до снижения удельного энергопотребления для высокоразвитых стран. Выводы подтверждает анализ обобщенного критерия качества жизни – индекс развития человеческого потенциала (ИРЧП).

Таблица 2.1 – Ранжирование стран по уровню энергетической зрелости

Ранг	Страна	Ln(P)	Ранг	Страна	Ln(P)	Ранг	Страна	Ln(P)	Ранг	Страна	Ln(P)	Ранг	Страна	Ln(P)
1	ISL	20,3	21	CZE	18,1	41	CHL	16,9	61	ROM	15,4	81	GAB	14,3
2	LUX	19,3	22	ISR	18,1	42	BLR	16,8	62	IRN	15,4	82	ZAF	14,1
3	SGP	19,0	23	DEU	18,1	43	SVK	16,8	63	JOR	15,3	83	MDA	14,1
4	FIN	19,0	24	DNK	18,1	44	MYS	16,7	64	LBN	15,2	84	MNG	14,1
5	SWE	18,9	25	NZL	17,9	45	POL	16,7	65	BRA	15,2	85	ALB	14,1

Продолжение таблицы 2.1

Ранг	Страна	Ln(P)	Ранг	Страна	Ln(P)	Ранг	Страна	Ln(P)	Ранг	Страна	Ln(P)	Ранг	Страна	Ln(P)
6	QAT	18,8	26	AUT	17,8	46	RUS	16,6	66	BIH	15,1	86	NIC	14,1
7	NOR	18,8	27	ESP	17,8	47	LTU	16,6	67	TUR	15,0	87	PER	14,0
8	BEL	18,7	28	GBR	17,7	48	HRV	16,5	68	SYR	14,9	88	AZE	14,0
9	CAN	18,5	29	CHE	17,7	49	BGR	16,4	69	PAN	14,8	89	PRY	13,9
10	ARE	18,5	30	ITA	17,7	50	LBY	16,4	70	JAM	14,7	90	WLD	13,9
11	AUS	18,5	31	IRL	17,5	51	ARG	16,4	71	THA	14,7	91	EGY	13,8
12	BHR	18,5	32	CYP	17,5	52	LVA	16,4	72	TUN	14,5	92	GEO	13,8
13	BRN	18,5	33	SVN	17,4	53	CUB	16,2	73	DZA	14,5	93	BWA	13,6
14	FRA	18,4	34	OMN	17,4	54	VEN	16,2	74	TKM	14,5	94	HND	13,5
15	KWT	18,2	35	EST	17,3	55	UKR	16,2	75	COL	14,5	95	UZB	13,5
16	MMR	18,2	36	GRC	17,2	56	URY	16,0	76	ECU	14,5	96	IDN	13,5
17	USA	18,2	37	MLT	17,1	57	SRB	15,8	77	CHN	14,5	97	GTM	13,4
18	KOR	18,2	38	SAU	17,1	58	MEX	15,8	78	SLV	14,5	98	MAR	13,3
19	NLD	18,2	39	HUN	16,9	59	KAZ	15,6	79	IRQ	14,4	99	BOL	13,3
20	JPN	18,2	40	PRT	16,9	60	CRI	15,6	80	DOM	14,3	100	PHL	13,3

Соответствующая зависимость между удельным энергопотреблением и ИРЧП в разрезе всех стран мира представлена на Рисунке 2.8 на верхнем графике, а на нижнем графике видно, что при высоком уровне жизни энергоинтенсивность снижается, что соответствует странам с высоким уровнем дохода.

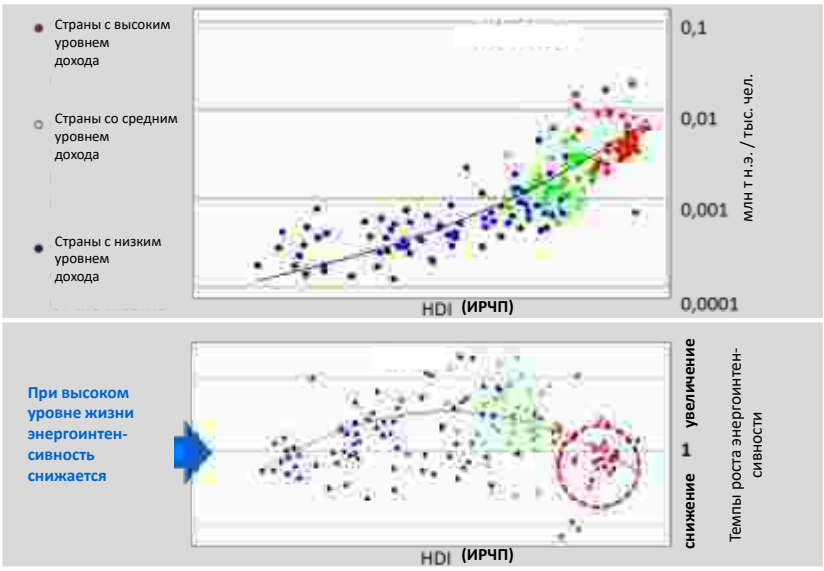


Рисунок 2.8 – Графики зависимости удельного энергопотребления (млн т н.э./тыс. чел.) от ИРЧП (верхний график) и роста удельного энергопотребления (относительный рост) от ИРЧП (нижний график)

При прогнозировании уровня энергопотребления сложно определить прогнозные значения ИРЧП и показатели ВВП. Ошибка долговременного прогноза ВВП в целом выше, чем у прогноза энергопотребления. Проблема возможной системной ошибки при выборе базиса прогноза минимизируется за счет учета климатических факторов. Для этого целесообразно дополнительно использовать показатели градусо-дней отопления (HDD) и кондиционирования (CDD), взвешенные по плотности населения (см. Рисунок 2.9) [73]. Использование такой процедуры повышает степень корреляции между удельным энергопотреблением и демографическими показателями.

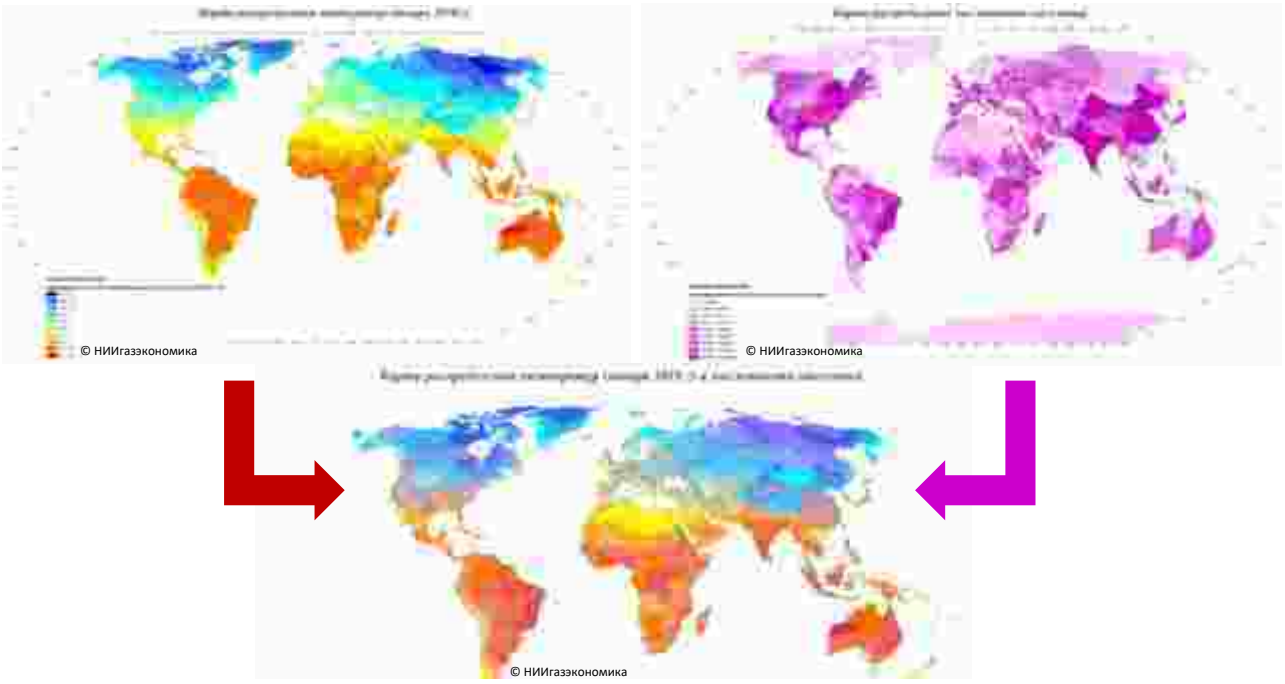


Рисунок 2.9 – Взвешенные по численности населения градусо-дни отопления и охлаждения

Так, при использовании только данных по численности населения, долей городского и трудоспособного населения и детской смертности с учетом поправок по HDD и CDD получается корреляционная зависимость, превышающая по точности зависимости от удельного ВВП (см. Рисунок 2.10).

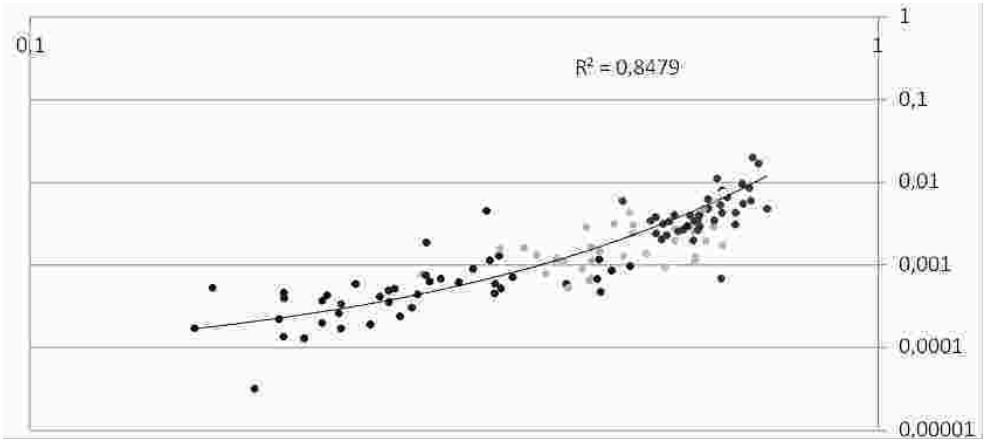


Рисунок 2.10 – График зависимости удельного энергопотребления (тыс. т н.э./чел.) от демографических факторов с поправкой на климат

Помимо задачи оценки уровня энергопотребления крайне важной является задача определения долгосрочных трендов энергопотребления для отдельных стран. Проведенный анализ больших массивов данных по всем странам за последние 25 лет позволил выявить зависимость динамики удельного энергопотребления от демографических параметров. Формула для расчета предложенного безразмерного критерия подобия (K_n) для любой из стран выглядит следующим образом:

$$\mathrm{К_п} = \left(S_W^{\left(\frac{D_5}{\langle D_5 \rangle}\right)}\right)^4 \cdot S_U^{-0{,}05}, \qquad (2.10)$$

где $\langle D_5 \rangle$ – детская смертность в среднем по миру.

Выявленная зависимость имеет более высокие статистические характеристики, чем аналогичная зависимость от удельного ВВП.

В Таблице 2.2 представлено сравнение коэффициентов корреляции для зависимостей удельного энергопотребления от предложенного критерия подобия и от удельного ВВП за последние 25 лет по странам с численностью населения более 50 млн чел.

Таблица 2.2 – Сравнение корреляции удельного энергопотребления от предложенного критерия подобия и от удельного ВВП

	Корреляция по:			Корреляция по:	
Страна	$К_п$	удельный ВВП	Страна	$К_п$	Удельный ВВП
CHN	0,851	0,987	DEU	0,452	-0,807
IND	0,973	0,995	VNM	0,941	0,947
USA	0,876	-0,060	PHL	-0,280	-0,277
IDN	0,982	0,906	EGY	0,947	0,916
BRA	0,937	0,988	ETH	0,930	0,950
RUS	0,112	0,615	IRN	0,981	0,977
PAK	0,821	0,814	TUR	0,921	0,984
BGD	0,991	0,957	THA	0,892	0,980
JPN	0,903	-0,368	FRA	0,701	-0,004
NGA	-0,034	0,128	GBR	0,590	-0,744
MEX	0,568	0,691	ITA	0,632	0,644

Из представленных данных видно, что предложенный критерий работает и для развитых стран (США, Япония, Германия, Франция, Великобритания), для которых наблюдается отрицательная корреляция удельного энергопотребления от удельного ВВП. Чаще всего при анализе структуры энергопотребления используют следующие составляющие: промышленность; транспорт; электроэнергетика; население и комбыт.

Предложенные подходы можно использовать, например, для оценки энергопотребления на транспорте на душу населения. Данному показателю свойственны те же тенденции, что и суммарному энергопотреблению. В качестве базовых факторов выявлены следующие:

– численность автомобилей на тысячу жителей (N_V);

– плотность дорожного покрытия, км/100 кв. км (P_R);

– количество автотранспорта на километр дороги (N_{PR});

– доля городского населения (S_U).

Соответствующая формула выглядит следующим образом и имеет коэффициент достоверности аппроксимации R^2 = 0,86:

$$E_{RPC} = K\left(\frac{N_V {P_R}^{0,2} {S_U}^{1,5}}{{N_{PR}}^{0,2}}\right)^{0,56}. \quad (2.11)$$

Таким образом, по результатам проведенного исследования предлагается использовать безразмерные критерии подобия при прогнозировании уровня энергопотребления. Предложенные показатели позволяют решить сразу несколько задач: долгосрочное прогнозирование энергопотребления отдельных стран, включая выявление точек перелома динамики энергопотребления; сопоставление стран между собой по уровню энергетического развития; возможность масштабирования подходов на отдельные субъекты стран; возможность построения прогнозов энергопотребления с горизонтом до конца текущего столетия.

2.4. Имитационный агентно-ориентированный метод оценки спроса на природный газ

Предлагается применение агентно-ориентированного метода (АОМ) анализа баланса спроса и предложения. АОМ позволяет описывать социально-экономические процессы без существенных упрощений. Основная идея АОМ состоит в проведении «вычислительного инструмента» поведения набора агентов – участников рынка ПГ с индивидуальными свойствами, позволяющего моделировать реальные явления на рынке спроса ПГ [43, 44]. Множества агентов существуют внутри среды их «обитания» и проявляют себя коллективно, вступая во взаимодействие со средой и другими агентами. Подобно реальным участникам рынка каждый агент имеет персональные особенности поведения (присущие только ему) и общие характеристики (присущие классу, к которому он принадлежит). Поведение агентов проявляется через их «поступки» (процедуры), которые воплощают его взаимодействие с внешней средой и другими агентами в ней [165, 166, 169, 177].

АОМ позволяет отследить влияние поведения агентов, действующих на микроуровне исследуемой области, на показатели макроуровня. Сложные системы можно описывать и моделировать [100], не зная глобальных закономерностей их поведения, лишь адекватно описав поведение агентов. Характерными чертами агентов являются интеллектуальность и целеполагание. Для моделирования

поведения агентов, как правило, используются простые правила поведения. Однако в рамках коллективного взаимодействия возникает системный эффект.

Хозяйствующий рыночный субъект рассматривается как целостный объект, осуществляющий преобразование исходных материальных, трудовых и финансовых ресурсов в продукцию с помощью набора различных бизнес-процессов, а также привлечение ресурсов в производство. Результатом взаимодействия агентов могут быть равновесие, непрекращающийся процесс эволюции, периодический процесс.

Важным свойством внешней среды являются риски и неопределенность. Разные потребители могут иметь разную степень «осведомленности» о тенденциях во внешней среде. Это порождает неопределенность в условиях принятия решений. Таким образом, два одинаковых с технологической точки зрения агента будут проявлять разное поведение и по-разному оценивать риски.

АОМ дополняют традиционные аналитические методы и помогают идентифицировать критические моменты времени, после наступления которых чрезвычайные последствия в сложных системах могут иметь необратимый характер.

АОМ позволяет преодолеть основной недостаток балансовых моделей функционирования рынков – статичность. При использовании АОМ динамически изменяются условия взаимодействия объектов ТЭК и принятия решений, становятся доступными альтернативные технологические решения и инвестиционные возможности, изменяются стоимостные показатели процессов, увеличивается выработка ограниченных энергоресурсов, снижается величина их запасов и т.п. После каждого расчетного шага на горизонте планирования достигнутое решение фиксируется и используется на последующих шагах с учетом обновления динамических элементов модели (технологические и экономические ограничения, ресурсоемкость и сезонные колебания спроса на энергоресурсы и т.п.).

Условия определения оптимального решения на каждом расчетном шаге горизонта планирования включают: общая статическая структура технологических

связей объектов ТЭК (технологические возможности, транспортные связи, ограничения); динамические ограничения сценария (отраслевые прогнозы, набор инвестиционных проектов и т.п.); расчетные накапливаемые значения (уровень запасов, объем добычи); расчетные значения факторов инвестиционной активности агентов; вероятностные характеристики и др.

На каждом расчетном шаге применения АОМ моделируется базовый спрос на ТЭР в рамках действующих контрактных обязательств и набор альтернатив его покрытия с учетом стоимости энергоресурсов. Результатом является уровень цен на энергоресурсы исходя из затрат на эксплуатацию объектов, участвующих в формировании оптимального решения.

Ретроспективные данные о стоимости энергоресурсов являются ориентиром для агентов при принятии инвестиционных решений о вводе производственных мощностей в эксплуатацию. Продолжительность ретроспективного периода, корпоративные требования к доходности инвестиций, чувствительность к риску являются уникальными параметрами агентов (хозяйствующих субъектов, контролирующих деятельность объектов инфраструктуры ТЭК). Сигналом к вводу в эксплуатацию производственных мощностей являются цены и темпы роста спроса на энергоресурсы.

Имитационное моделирование поведения агента учитывает изменение структуры производственных мощностей и емкости рынка, исходя из инвестиционных решений, а также предпочтения потребителей относительно экономически эффективных ТЭР. На каждом расчетном шаге применения АОМ осуществляется выбор оптимального режима работы различных энергетических установок и ХТС, являющихся объектами формирования спроса на ТЭР.

Значения наиболее важных параметров с высоким уровнем неопределенности могут быть заданы в виде распределения вероятностей. Такие параметры изменяются при каждом расчете с помощью имитационной АОМ. Результатом является формирование альтернативных вариантов развития ТЭК с указанием факторов, определяющих переход к данным вариантам. Результаты

имитационных экспериментов записываются в базу данных и выступают инструментом для поддержки принятия управленческих решений.

На основе системного подхода выявляется спрос и предложение ТЭР, формируются взаимосвязи агентов, определяются процессы взаимодействия агентов и их функции. Деятельность агентов формирует пошаговое движение на горизонте планирования. Через параметры агентов глобальная система проходит через последовательность состояний, каждое из которых в отдельный момент времени является результатом стремления агентов выполнить свою функцию через реализацию доступных им процессов. Агентное моделирование позволяет идентифицировать системные эффекты, когда индивидуальность агентского поведения становится результатом траектории движения глобальной системы.

Отличительными особенностями имитационной АОМ прогнозирования развития и функционирования ТЭК являются: поиск решения для каждого расчетного шага с учетом расчетных накопленных значений параметров; высокая размерность и детализация процессов ТЭК до крупных потребителей и региональных участков транспортной системы; формирование интервального прогноза результирующих параметров, отражающего задаваемые вероятностно исходные данные; учет сезонной неравномерности потребления газа; учет ресурсоемкости ХТС и ХТП потребителей; учет взаимосвязей отраслей ТЭК и взаимозаменяемости энергоресурсов; формирование специфических правил поведения объектов АОМ, определяющих отступление от рационального поведения; отражение хозяйственно-имущественных связей в ТЭК, включая принадлежность объектов одному агенту; ввод случайных событий и возможность задавать границы и законы распределения отдельных факторов.

Разработанный автором метод позволяет: многократно задавать целевые сценарии, выявляя границы возможных изменений прогнозируемого показателя; проводить анализ ситуаций «что будет, если?»; анализировать чувствительность исследуемого параметра при изменении исходных данных с заданным шагом; увязывать прогнозы и сценарные условия по различным

энергоресурсам и технологическим процессам в рамках единой формализованной структуры ТЭК.

Предлагаемый имитационный агентно-ориентированный метод моделирования ТЭК и формирования прогноза развития ЕСГ позволяет повысить уровень научной обоснованности и информационной обеспеченности принятия системно-аналитических и управленческих решений, скорость и гибкость исследований, учесть особенности ТЭК. Универсальность структуры ТЭК и алгоритмов позволяют в короткие сроки выполнять актуализацию модели. В связи с этим предложенный метод обладает высокой практической значимостью. На Рисунке 2.11 представлен разработанный инструментарий многоагентного моделирования спроса на газ.



Рисунок 2.11 – Иконографическая модель инструментария агентно-ориентированного метода оценки спроса на газ

На основе имитационного агентно-ориентированного метода анализа поведения (управленческих решений) отдельных участников рынка предложен и реализован алгоритм оценки кривых эластичности спроса на ПГ, который состоит из следующих основных этапов.

1. Расчет кривых безразличия к выбору энергоресурса с использованием АОМ.

2. Каждый агент стремится максимизировать свою прибыль.

3. Каждый агент-потребитель имеет свою модель принятия управленческих решений (см. Рисунок 2.2):

а) инвестиционный проект в области энергосбережения;

б) переключение между первичными и вторичными энергохозяйствами;

в) инвестиционный проект перехода на альтернативный энергоресурс;

4. Учитывается возможность иррационального поведения агентов.

В итоге реализуется возможность расчета динамической прямой и косвенной эластичности (см. Рисунок 2.12), а также петли гистерезиса, когда эластичность зависит от направления изменения цены.



Рисунок 2.12 – Классификация оценок эластичности спроса на газ

Семейство функций спроса при различных соотношениях цен на газ и альтернативные виды топлива (кривые эластичности по цене газа) могут быть построены алгоритмически на основе параметризации цены газа. Кривые позволяют определить максимальный спрос, при котором переход потребителя на газ будет экономически эффективным при каждой заданной цене газа.

Модель поведения типовых агентов потребителей ТЭР имеет следующий вид:

$$C_{ij}^{tr} = C_{ij}^{cr} \cdot K_{ij}^{t} + \Delta R_{ij} + \Delta E_{ij} + C_{ij}^{K} \cdot K^{cn} - \frac{C_{ij}^{in}}{P_i}, \quad (2.12)$$

$$Q(C) = \sum_{i=1} \sum_{j=1, C_{ij}^{tr} > C} S_{ij}, \quad (2.13)$$

где C^{tr} – уровень кривой безразличия перехода на газ *i*-го потребителя с *j*-го энергоресурса, руб./т у.т.;

C^{cr} – текущая цена реализации, руб./т у.т.;

K^{t} – коэффициент роста энергетического коэффициента полезного действия при переходе на газ;

ΔR – снижение эксплуатационных затрат (без учета стоимости топлива) при переходе на газ, руб./т у.т.;

ΔE – снижение экологических платежей, руб./т у.т.;

C^{K} – эффект топливозамещения, руб./т у.т.;

$K^{\text{сп}}$ – коэффициент учета предпочтений потребителя;

C^{in} – капитальные вложения при переходе на газ, руб./т у.т.;

P – простой срок окупаемости, лет;

S – текущая доля потребления энергоресурсов по газифицируемым потребителям;

$Q(C)$ – функция спроса на газ (доля от максимального проектного потребления) со стороны газифицируемых потребителей в зависимости от цены реализации газа.

Параметрическим решением модели является кривая эластичности спроса на газ в зависимости от цены. Кривая эластичности характеризует влияние цены ПГ на эффективный спрос и коммерческий риск при выборе объемов потребления газа.

Подсистема распределения ТЭР в АОМ представлена агрегировано в виде потоков различных видов ТЭР (ПГ, уголь, мазут, дизельное топливо, сжиженный углеводородный газ (СУГ) и др.) для типовых категорий потребителей (население, промышленные и коммунальные котельные, потребление на технологические нужды). Спрос на газ является эффективным, если срок окупаемости инвестиций в переход на использование газа ниже принятого в отрасли норматива.

На Рисунке 2.13 представлен условный пример визуализации влияния цены газа на спрос.

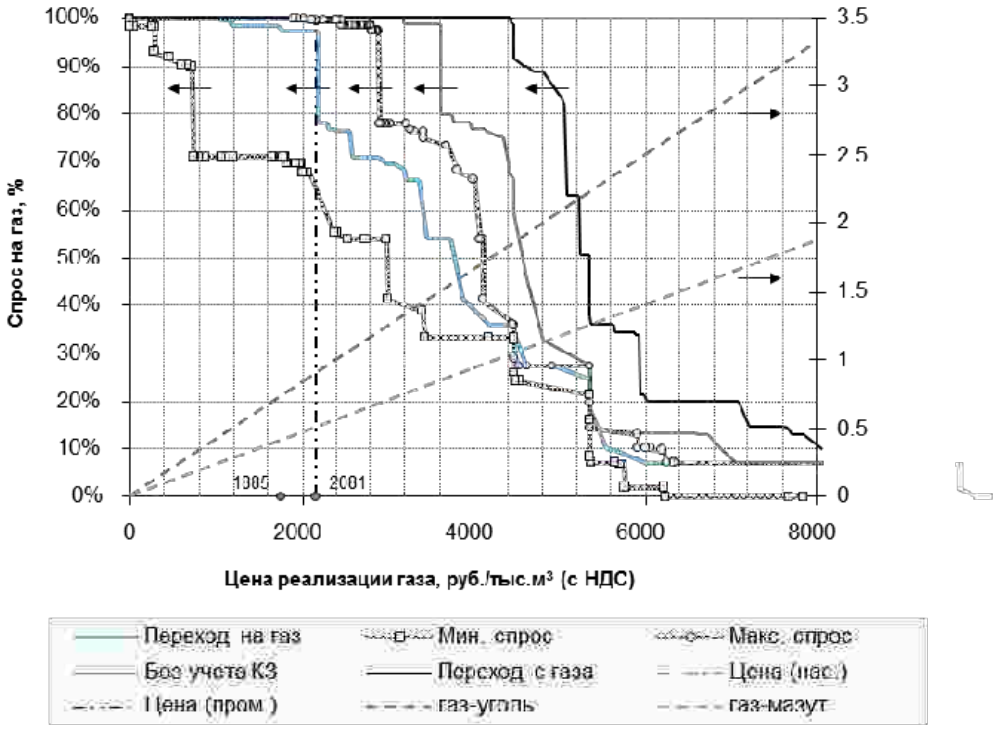


Рисунок 2.13 – График условного примера визуализации влияния цены газа на спрос

Крутизна кривых спроса (производная спроса по цене) определяет эластичность замещения альтернативных видов ТЭР газом. Дополнительная шкала позволяет оценить перекрестную эластичность, то есть при каких соотношениях цен на газ и альтернативное топливо (в пересчете на условное топливо) использование газа будет выгодным для потребителей. Кривые «Переход на газ» и «Переход с газа» показывают петлю гистерезиса – несимметричность поведения потребителей при разнонаправленном изменении цены.

Алгоритм построения кривых эластичности спроса на газ основан на ранжировании потребителей по степени эффективности использования газа. Чем выше уровень цен, при котором происходит переход с газа на альтернативные энергоресурсы, тем выше эффективность потребителя. Кривая эластичности спроса также позволяет контролировать изменение потребления газа за счет переходов на альтернативные энергоресурсы (эффект замены) и за счет реализации энергосберегающих мероприятий, экономическая эффективность которых возрастает с увеличением цен на газ (эффект дохода по Хиксу).

На результаты ранжирования потребителей оказывают влияние следующие факторы: удаленность потребителя от ГРС; тип потребителя; структура потребления.

Оптимальный план ввода мощностей по годам расчетного периода формируется с использованием методов динамического моделирования с учетом технологических и финансовых ограничений. Анализ спроса на газ осуществляется с помощью модели, в основе которой лежит расчетный граф, как совокупность источников энергоресурсов, объектов транспортировки, объектов переработки энергоресурсов и потребителей.

Источники, потребители, объекты переработки и узлы сочленения транспортных объектов гидравлического графа представляют собой вершины $i \in I$, а объекты транспортировки – дуги $(i,j) \in J$ ориентированного графа. Для каждого узла сети в каждый отдельный год расчетного периода для каждого энергоресурса должны выполняться уравнения баланса.

Финансовое состояние инвестора определяется по следующей формуле:

$$z^f(t) = z^f(t-1) + k(t) - a\left(z^f(t-1)\right), t = 1, \dots, T, z^f(0) = z_0^f \text{ , (2.14)}$$

где $z^f(t)$ – динамика производственных фондов;

$z^a(t)$ – динамика акционерного капитала;

$z^c(t)$ – динамика заемных средств $z^c(t)$;

$k(t)$ – капитальные вложения;

$a(z^f(t-1))$ – амортизационные отчисления.

Состояние акционерного капитала компании определяется по следующей формуле:

$$z^a(t) = z^a(t-1) + x^{rev}(t) - u^{div}(t) + u^{em}(t), t = 1, \dots, T, z^a(0) = z_0^a \text{ , (2.15)}$$

где $x^{rev}(t)$ – чистая прибыль;

$u^{div}(t)$ – выплаченные дивиденды;

$u^{em}(t)$ – эмиссия акций.

Заемные средства определяются по следующей формуле:

$$z^c(t) = z^c(t-1) - u^{cr-}(t) + u^{cr+}(t), t = 1, \dots, T, z^c(0) = z_0^c \text{ , } \quad (2.16)$$

где $u^{cr-}(t)$ – погашенная часть основного долга;

$u^{cr+}(t)$ – привлечение кредита.

Для новых потребителей ПГ равновесный спрос не будет находится в точке пересечения кривых спроса и предложения, а будет смещен в направлении максимума произведения спроса и предложения из-за несовпадения точечного представления спроса на газ и пространственного размещения потребителей газа (см. Рисунок 2.14).

Учитывая высокую неопределенность прогнозного спроса на газ, особую значимость приобретает необходимость анализа рисков. В условиях определенности выбор проектного решения осуществляется по максимуму ЧДД или минимуму суммарных дисконтированных затрат. В условиях риска используется критерий максимума математического ожидания дохода.

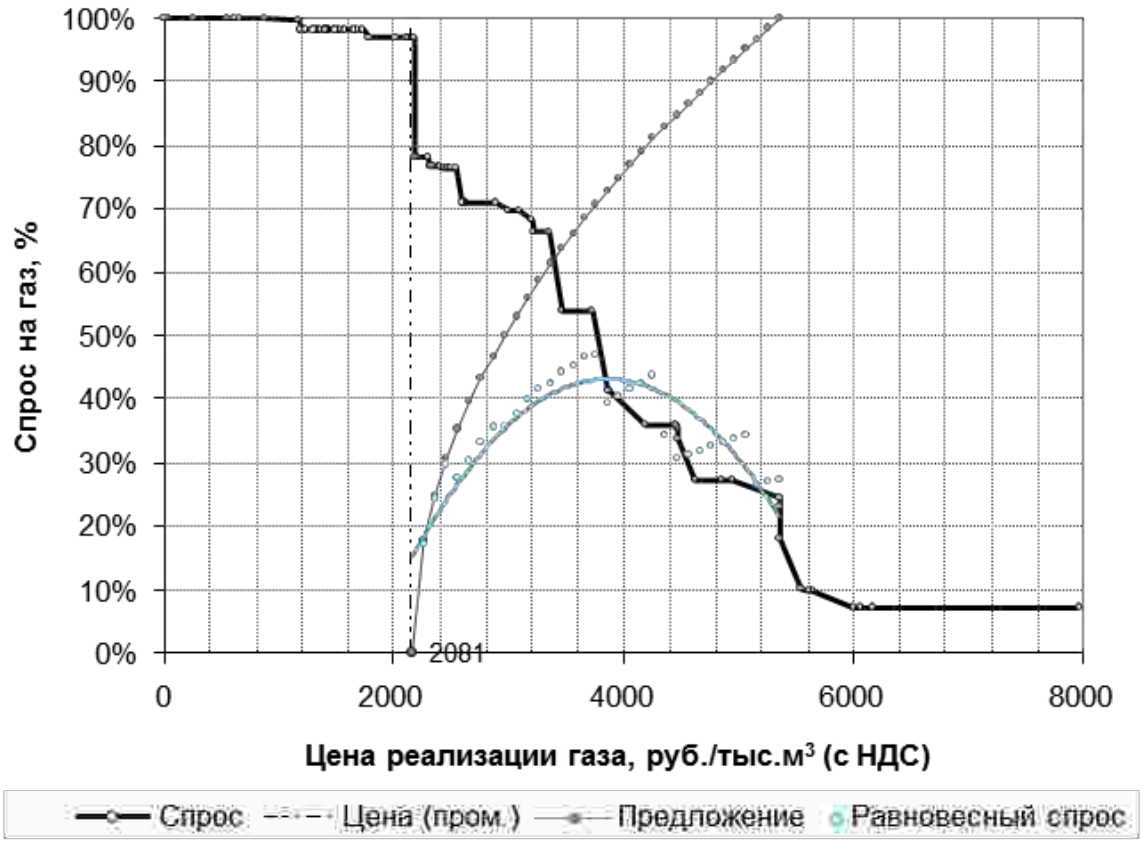


Рисунок 2.14 – График определения равновесного спроса на газ в зависимости от цены реализации газа с учетом затрат на газификацию

Метод Монте-Карло позволяет определить значение максимально-вероятного ЧДД проекта и плотность распределения случайной величины. Однако наличие этих данных не позволяет оценить достаточность прибыльности проекта для компенсации рисков, оцененных стандартным отклонением и коэффициентом вариации. Использование минимаксных критериев Вальда, Сэвиджа и Гурвица вносит высокую долю субъективной экспертной оценки в процедуру принятия решений в условиях неопределенности. Кроме того, существуют ситуации, когда необходимо сравнивать конкурирующие проекты или ценовые сценарии с различными показателями плотности распределения вероятности и максимально ожидаемого ЧДД инвестора. Существует несколько способов учета рисков проекта при расчете ЧДД. В частности, норма дисконта обычно включает в себя не только альтернативную стоимость денег и инфляционные ожидания, но и рискованность инвестиций. К сожалению, учет повышенного риска через увеличение нормы дисконта не всегда приемлем, особенно для проектов, предполагающих в будущем не только положительный денежный поток, но и дополнительные инвестиции [141].

Для решения задачи оценки рисков автором разработан алгоритм учета факторов неопределенности при расчете ЧДД проекта.

Для корректности сравнения результатов моделирования по различным вариантам необходимо сформировать общий критерий в виде ЧДД проекта с учетом соответствующих рисков.

Суть алгоритма состоит в стандартном подходе к страхованию коммерческих рисков в объеме капитальных вложений и ожидаемой прибыли. Назначение страхования коммерческих рисков предполагает возмещение страхователю возможных потерь, если через определенный период застрахованные операции не дадут предусмотренной окупаемости. Предлагается страховать риск получения отрицательного ЧДД в некой абстрактной страховой компании, работающей без собственной нормы прибыли.

Ниже представлен алгоритм приведения различных проектов к единому критерию на примере результатов моделирования методом Монте-Карло эффективности по проекту в целом:

1. Задать допустимую вероятность риска получения отрицательного ЧДД (P^{lim}_{NPV}), например, 10 %.

2. Определить наиболее вероятное значение ЧДД проекта по результатам анализа методом Монте-Карло, *M[NPV]*, для симметричного распределения – значение ЧДД при 50 % вероятности.

3. Определить по результатам моделирования методом Монте-Карло расчетную вероятность получения отрицательного ЧДД: $P^{0}_{NPV}=F(0)$.

4. Определить по интегральной кривой вероятности ЧДД размер суммы, математическое добавление которой к ЧДД проекта обеспечивает допустимую вероятность риска: $Q^{insur} = F^{-1}(P^{lim}_{NPV})$. Указанная величина рассматривается в качестве страховой суммы, которая выплачивается в случае отрицательного значения ЧДД в конце проекта.

5. Определить необходимый страховой взнос, позволяющий застраховать коммерческие риски на указанную сумму, умножением страховой суммы на вероятность ее выплаты.

6. Учитывая, что ЧДД проекта, равно как и страховой взнос, приведен к настоящему времени, можно провести вычитание страхового взноса из расчетного ЧДД проекта, что и будет соответствовать приведенному ЧДД проекта с учетом риска ($NPV^{risk} = M[NPV] – Q^{insur} \cdot P^{0}_{NPV}$).

Изложенный алгоритм позволяет также оценить экономическую эффективность маркетинговых исследований. Если принять, что по результатам исследований неопределенность в параметрах спроса на газ будет снижена, то вероятность получения отрицательного ЧДД также будет ниже и NPV^{risk} проекта возрастет.

Схема алгоритма представлена на Рисунке 2.15.

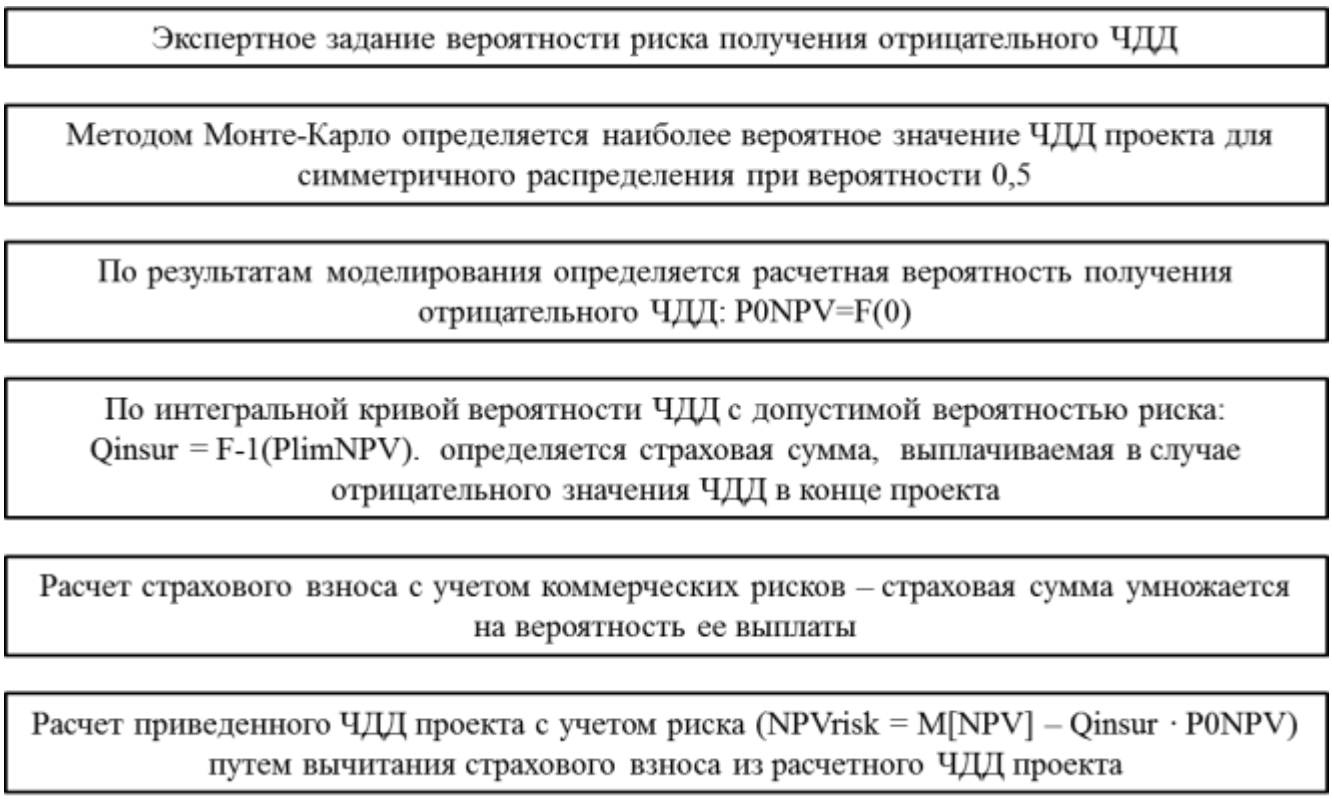


Рисунок 2.15 – Схема алгоритма приведения различных проектов к единому критерию

Модификации предложенного метода и алгоритмов могут быть использованы:

– при дифференциации цен на газ с учетом сезонной неравномерности спроса [19];

– определении перспективного спроса на газ для разрабатываемых программ социально-экономического развития регионов;

– разработке оптимальных региональных топливно-энергетических балансов.

Агентно-ориентированное моделирование может использоваться для решения региональных задач в сочетании с системным подходом. Рассмотрим работу алгоритма на примере решения проблемы размещения объектов газозаправочной инфраструктуры. Системный подход реализуется путем выявления автотранспортной рыночной системы, состоящей из следующих

основных подсистем: спрос на грузоперевозки и транспортные услуги; предложение транспортных услуг; предложение моторного топлива.

В системе установлены связи, формирующее взаимодействие агентов подсистем между собой; определены процессы взаимодействия агентов и их функции. Подсистемы взаимодействуют между собой, осуществляя движение по расчетным шагам на горизонте планирования. Параметры агентов подсистем определяют движение глобальной системы во времени. Состояние модели по расчетным шагам является результатом выполнения агентами своих функций через доступные процессы. Это позволяет определить системные эффекты, когда индивидуальное поведение агента становится результатом траектории глобальной системы.

Имитационные эксперименты АОМ создают основу для структурной оптимизации, интерпретация которой позволяет формировать рекомендации по благоприятным условиям для повышения экономической эффективности и экологической безопасности деятельности хозяйствующих субъектов. Решение о выборе транспортного средства основано на опыте и учете перспектив развития организации [7]. Маршруты предприятия, как правило, являются устоявшимися. Если топливо подразумевается прежним, то при выборе отсутствует необходимость выполнять анализ доступности мест заправки в зоне прохождения существующих маршрутов. Изменение маршрутов или выход предприятия из зоны конкуренции станут факторами рассмотрения вариантов перехода организации на использование автотранспортных средств на газовом моторном топливе.

Рассмотрим решение задачи для предприятия, транспортирующего твердые бытовые отходы (ТБО) на полигон. Предположим, что места размещения газозаправочной инфраструктуры совпадают с местами размещения ГРС. Если существующую сеть автодорог представить в виде транспортного графа, вершинам которого присвоить потенциал удаленности от газозаправочной инфраструктуры, то территорию области можно представить в виде изополей равной близости относительно газозаправочной инфраструктуры. Изополя необходимо строить не в виде концентрических окружностей, а учитывать дальность подъезда по

существующей дороге и естественные преграды. Подобным образом поступим с построением потенциала удаленности от полигонов захоронения ТБО. Используя процедуру пространственного сложения потенциалов, можно построить суммарный потенциал каждой точки региона, представляющий собой сумму удаленности точки от ближайшего полигона ТБО и от ближайшей станции газозаправочной инфраструктуры. Получившийся в результате потенциал показывает зоны возможной работы мусоровозов на газовом моторном топливе с учетом их предполагаемого пробега на одной заправке и маршрутов сбора и разгрузки ТБО (см. Рисунок 2.16).

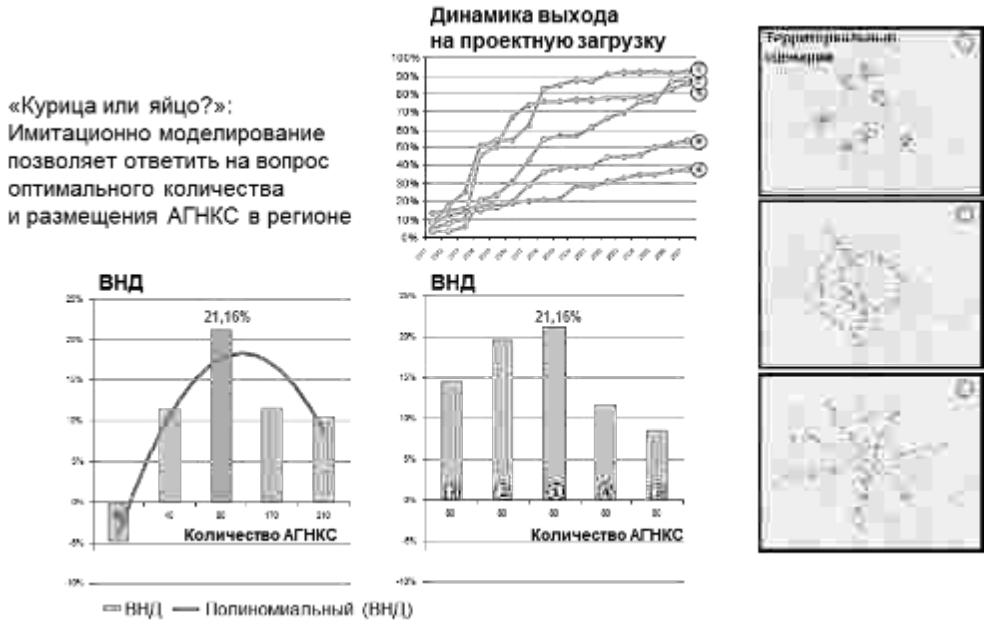


Рисунок 2.16 – Результаты применения имитационного моделирования при оптимизации количества и размещения АГНКС в регионе

Таким образом, преимуществами агентного подхода при анализе эластичности спроса на газ являются:

– оценка последствий действий в ценовой политике;

– оценка региональных различий в воздействии на структуру частных региональных ТЭБ;

– понимание перекрестного влияния цены на газ на расход других ТЭР;

– обоснование необходимости и конкретных значений отпускных цен на газ для потребителей в различных отраслях;

– замыкание цепочки системных исследований по научно-обоснованной реализации государственных и отраслевых программ.

2.5. Выводы

1. Разработан метод принятия системно-аналитических решений по оценке эффективности использования газа, использующий эксергетический критерий энергоэффективности. Применение эксергетического метода анализа позволяет преодолеть ряд недостатков традиционного термодинамического анализа ХТП.

2. Предложен вероятностно-статистический метод прогнозирования спроса на ПГ по категориям потребителей, применяющийся в случае полного описания проектов развития потребления газа с указанием уровня их текущего статуса разработки, планируемых объемов и предполагаемых сроков ввода в эксплуатацию.

3. Разработан метод, долгосрочного прогнозирования энергопотребления для различных регионов на основе анализа демографических показателей, обладающих достаточно устойчивой динамикой и разработанными механизмами, учитывающий показатели для анализа удельного энергопотребления: численность населения; численность населения в возрастном диапазоне от 15 до 64 лет; доля населения в возрастном диапазоне от 15 до 64 лет; ожидаемая продолжительность жизни; детская смертность в возрасте; доля городского населения; средний возраст населения.

Установлено, что уровень энергетической зрелости страны определяется общим экономическим развитием, выражаемым через ВВП на душу населения, исследованы зависимости удельного энергопотребления от удельного ВВП и от демографических показателей.

Научно-обосновано, что уровень энергетической зрелости следует рассчитывать с использованием зависимости удельного ВВП от совокупности

энергетических и демографических факторов, и учитывает структуры ВВП и энергопотребления.

4. Разработан АОМ анализа баланса спроса и предложения на ПГ, на основе АОМ, позволяющей описывать социально-экономические процессы без существенных упрощений. Суть АОМ состоит в проведении «вычислительного инструмента» поведения набора агентов – участников рынка ПГ с индивидуальными свойствами, позволяющий моделировать реальные явления на рынке спроса ПГ.

ГЛАВА 3. МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ НЕЙРОСЕТЕВЫХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

3.1.Основные научные предпосылки применения методов теории искусственного интеллекта для прогнозирования потребления природного газа

Современная теория ИИ широко применяет различные методы: эвристические, природовдохновленные алгоритмы, заимствует методы из биологии, физиологии, генетики, нейрофизиологии, социологии, психологии, классической логики, семиологии, кибернетики и других областей науки, тем самым пытаясь имитировать процедуры и процессы мышления человека. Следует отметить, что столь широкое применение методов ИИ стало возможным благодаря значительному росту вычислительных возможностей современных ЭВМ, включая квантовые компьютеры и облачные вычисления [47].

Методология разработки методов ИИ основана на двух основных принципах:

– нисходящий, семиотический – создание экспертных систем, баз знаний и систем логического вывода, имитирующих высокоуровневые психические процессы: мышление, рассуждение, речь, эмоции, творчество и т.д.;

– восходящий, биологический – изучение нейронных сетей и эволюционных вычислений, имитирующих процессы мышления человека, а также создание соответствующих вычислительных систем, таких как нейрокомпьютер или биокомпьютер.

Огромное количество инженерно-технологических задач, решаемых с применением методов ИИ, связано с распознаванием различных образов (речи, изображений, текста и др.). Указанные методы в явном виде не переносимы на решение задачи прогнозирования развития ЕСГ, однако имеют некоторые аналогии и подобие. Для решения указанных задач прогнозирования потребления ПГ в ЕСГ можно использовать методы теории ИИ, широко применяемые в современных интеллектуальных системах поддержки принятия решений: методы логического

вывода; нечеткая логика; имитационное моделирование; эволюционные алгоритмы; ИНС.

Все вышеизложенные методы ИИ применяются для решения задач прогнозирования конъюнктуры газового рынка. Можно выделить следующие основные преимущества и ограничения указанных методов.

Системы эвристических правил принятия решений, методы логического вывода и теория нечетких множеств входят в основу экспертных систем. Как правило, данные методы могут дать лишь качественный прогноз. Например, результатом может быть вывод: «в ближайшей перспективе спрос на газ сохраниться на прежнем уровне» или для прогнозируемой нечеткой лингвистической переменной изменение спроса на газ в некоторый рассматриваемый год может быть получено одно из следующих значений: «существенное падение», «падение на среднем уровне», «незначительное изменение», «рост на среднем уровне», «значительный рост». Для долгосрочных прогнозов потребления ПГ подобные качественные выводы могут оказаться приемлемыми. Однако построение системы логического вывода (как четкой, так и нечеткой) является трудоемким и сложным научно-техническим процессом, не имеющим строгой теоретической основы и не всегда приводящим к желаемому результату. При этом вопросы учета нечеткости информации, настройки функций принадлежности для нечетких высказываний и дефазификации лингвистических переменных могут уточняться уже в процессе функционирования интеллектуальной системы (ИС) принятия решений. Для построения ИС привлекаются эксперты или группы экспертов в соответствующих областях знаний. Необходимо отметить, что в случае прогнозирования развития мирового нефтегазового рынка можно сделать предположение о недетерминированности системы правил логического или приближенного вывода, то есть законы поведения прогнозируемых характеристик могут изменяться с течением времени, например, в зависимости от смены временного этапа организации мирового газового рынка, от мировой политической ситуации или в отдельном регионе, от форс-мажорных обстоятельств. Таким образом, ИС является «живым организмом», требующим

постоянного сопровождения или периодической доработки и регулярного участия экспертов для актуализации сформированной базы знаний.

Имитационное моделирование позволяет строить вероятностные прогнозы [135] для развития ЕСГ. Качество прогнозов зависит от степени и качества детализации модели, ее элементов и взаимосвязей между ними. Слишком высокая степень детализации может привести к увеличению доверительных интервалов для прогнозируемых параметров, то есть увеличить неопределенность прогноза. На практике известны разработанные и успешно применяющиеся АОМ, в частности, для долгосрочного прогнозирования вероятностного уровня спроса на ПГ в зависимости от уровня цен на энергоносители на основе эластичности спроса. Несмотря на то, что эволюционные алгоритмы относительно легко описываются на математическом языке, а также приобрели в последнее время достаточно большую популярность применения методов ИИ, существуют определенные нюансы в их практическом применении. В частности, существует проблема плохой масштабируемости подобных интеллектуально-вычислительных алгоритмов относительно сложности решаемой инженерно-технологической задачи. При этом зачастую вычислительная сложность функции принадлежности весьма чувствительна к размерности задачи. Еще один нюанс связан с задачей сохранения полученного частичного высокопригодного решения в процессе дальнейшего функционирования алгоритма.

Для эволюционных и эвристических алгоритмов нет гарантии нахождения оптимального решения, имеется только тенденция сходимости к некоторому локальному оптимуму, который может быть далек от желаемого результата. В научном мире достаточно много людей, которые неоднозначно относятся к целесообразности применения эволюционных алгоритмов на практике. Например, популярные природовдохновленные генетические алгоритмы, как правило, не являются самыми подходящими средствами ИИ для решения прикладных задач.

Применение ИНС на практике и, в частности, для прогнозирования развития ЕСГ обусловлено не только их универсальностью и обобщающей способностью, но и строгим математическим обоснованием в виде обобщенной (универсальной)

аппроксимационной теоремы или теоремы о полноте для ИНС, доказывающей, что ИНС – универсальные аппроксимирующие устройства, способные с любой необходимой точностью приближать любые непрерывные функции многих переменных. Данная теорема не дает информации о количестве нейронов и значениях синаптических весов, необходимых для аппроксимации функции с заданной точностью. Для оценки количества нейронов существуют некоторые общие эмпирические рекомендации, точное количество нейронов определяется экспериментально для каждой конкретной задачи. Для определения синаптических весов применяются различные алгоритмы обучения нейронной сети. Как правило, в случае прогнозирования, обучение нейронной сети очень чувствительно к глубине ретроспективной информации, на основании которой формируются обучающие примеры, количество которых, в свою очередь, существенно влияет на качество обучения. Особенно ярко это проявляется для долгосрочного прогнозирования [100].

3.2. Системный анализ специфики применения искусственных нейронных сетей для прогнозирования развития газового рынка

Ранее были кратко рассмотрены некоторые предпосылки прогнозирования спроса на газ с применением различных методов теории ИИ с учетом региональной специфики, демографической ситуации и т.д. В целом формально-математически прогнозирование спроса на газ в ЕСГ представляет собой задачу прогнозирования временных рядов. Традиционно при решении подобных задач применялись классические вероятностно-статистические модели, такие как модели авторегрессии (ARIMA и ее разновидности) [1, 2], модели векторной авторегрессии (VAR), модели коинтеграции и исправления ошибок (VECM) и др. [99]. Они получили широкое распространение в различных областях научных исследований – при исследованиях климатических изменений, в медицине, в промышленности, в энергетике, финансовой сфере, в эконометрических исследованиях, в том числе в газовой отрасли [3, 5–7, 168] Вместе с тем, указанным выше вероятностно-статистическим моделям присущ ряд известных ограничений, снижающих их

эффективность в условиях нелинейности и неопределенности рассматриваемых задач. Применение современных обучаемых ИНС в решении подобных задач прогнозирования демонстрируют гораздо лучшие результаты, что в последние годы подтверждено в различных НИР, представленных в литературе [164, 170, 172, 188–191, 198, 199, 201, 205, 208, 209, 210]. Классические методы построения временных рядов используют параметрические модели, которые строятся на основе экспертных знаний предметной области. Например, традиционные авторегрессионные модели (ARIMA и ее разновидности) явно содержат в себе количество временных лагов, которые принимаются во внимание при прогнозировании временного ряда. Число лагов должно быть заранее определено и учтено в структуре модели, при этом формирование такой модели предполагает участие экспертов предметной области. В свою очередь методы глубокого машинного обучения для моделирования временной динамики используют подходы, ориентированные на анализ данных [167]. Такие модели в состоянии выявить скрытые, в том числе нелинейные, взаимосвязи между прогнозируемыми временными рядами и учесть их для повышения качества прогнозов. Одной из их основных особенностей является то, что они исключают необходимость ручного отбора признаков для формирования структуры прогностической модели. Увеличение доступности данных и вычислительных мощностей способствуют интенсивному распространению этих методов в различных приложениях, предусматривающих анализ и прогнозирование временных рядов.

За последнее десятилетие в научной литературе появилось множество публикаций, посвященных прогнозированию временных рядов с использованием ИНС. В работах рассматриваются проблемы выбора эффективной архитектуры ИНС, методы прогнозирования на несколько временных шагов, процедуры оценки доверительных интервалов для прогнозов. Рассматриваются новые методы моделирования временных рядов, предусматривающие использование гибридного моделирования, сочетающего использование знаний предметной области при разработке архитектуры ИНС.

Основным отличием ИНС от других научных методов экономического анализа является то, что ИНС не нуждаются в заранее известной модели, а строят ее сами только на основе предъявляемой информации в процессе обучения. В основном ИНС применяются в областях, где существуют плохо формализуемые задачи, для решения которых необходимы либо постоянная работа группы квалифицированных экспертов, либо адаптивные процедуры обучения, которые используются ИНС. При этом ИНС-модели свободны от ряда ограничений, в отличие от большинства статистических методов построения моделей, основанных на тех или иных предположениях (например, предположении, что искомая зависимость является линейной, или переменные имеют заданное распределение вероятности) [100].

ИНС для прогнозирования временных рядов теоретически могут быть использованы для решения широкого спектра задач прогнозирования в энергетике и в ЕСГ, в том числе прогнозирования энергопотребления, динамики региональных и мирового энергетических рынков. Использование ИНС с конца XX в. нашло широкое распространение в ТЭК промышленно развитых стран. Анализ работ по прогнозированию временных рядов с использованием ИНС в качестве средства прогнозирования позволяет сделать следующие выводы: ИНС реализуют достаточно гибкие и сложные функциональные процедуры преобразования входных данных в выходные, имея при этом относительно несложную структуру; ИНС часто имеют недоступную для других методов точность и обладают большой гибкостью в настойке гиперпараметров; ИНС работают как с численными, так и с категориальными данными; ИНС могут использоваться как эффективный инструмент краткосрочного и среднесрочного прогнозирования сложных временных рядов, при этом вопросы, связанные с возможностями и эффективностью долгосрочного нейросетевого прогнозирования, изучены пока не столь детально; для получения более точных результатов, особенно в случае недостаточно большой глубины ретроспективы, следует учитывать и практически применять этап оптимизации архитектуры сети; успех использования ИНС для решения задач прогнозирования зависит, прежде всего, от опыта специалиста-

эксперта, работающего с настройками ИНС, и эксперта, оценивающего результаты прогнозирования [100].

Вместе с тем, ИНС свойственна достаточно высокая сложность в настройке гиперпараметров, они подвержены переобучению, при обучении требуют больших вычислительных мощностей. Результаты моделирования с использованием ИНС чрезвычайно сложны в интерпретации. Для ИНС также характерно катастрофическое забывание – при обучении на одной выборке (например, временном ряде газопотребления какого-либо региона) результат обучения быстро забывается при обучении на новой выборке (при исследовании другого региона).

Для эффективного использования ИНС в задачах долгосрочного прогнозирования развития потребления ПГ на мировых рынках требуется привлечение представительных обучающих выборок, которые для многих регионов мира имеют относительно короткие ряды. При работе с малыми выборками данных требуется привлекать специальные методы построения суррогатных моделей, позволяющие избежать их переобучения, а также использовать стохастические ИНС, позволяющие оценить доверительные интервалы и степень неопределенности прогноза.

3.3. Методологические основы разработки различных нейросетевых моделей прогнозирования потребления природного газа

Формализованная постановка задачи прогнозирования спроса на ПГ с применением ИНС

Прогнозирование спроса на ТЭР концептуально укладывается в классическую формально-математическую постановку задачи прогнозирования временных рядов $y_{i,t}$, где i – номер (идентификатор) временного ряда, t – время. Каждый временной ряд представляет некоторую сущность (например, потребление котельно-печного топлива, угля, ПГ и т.д.), а различные временные ряды наблюдаются в одинаковые моменты времени [173]. В простейшем случае – при прогнозировании ряда на один шаг вперед – модель принимает вид:

$$\hat{y}_{i,t+1} = f(y_{i,t-k:t}, \boldsymbol{x}_{i,t-k:t}, \boldsymbol{s}_i), \quad (3.1)$$

где $\hat{y}_{i,t+1}$ – прогноз ряда i на один шаг вперед;

$y_{i,t-k:t} = \{y_{i,t-k}, \dots, y_{i,t}\}$ – исторические наблюдения ряда;

$\boldsymbol{x}_{i,t-k:t} = \{\boldsymbol{x}_{i,t-k}, \dots, \boldsymbol{x}_{i,t}\}$ – экзогенные переменные, влияющие на анализируемый временной ряд;

s_i – метаданные ряда (например, характеристики региона, для которого выполняются прогнозы);

k – ширина временного окна, которое используется в качестве исторической информации, учитываемой в прогнозе.

ИНС используют последовательность слоев из нейронов с нелинейными функциями переключения для получения представления исходных признаков в пространстве иной размерности, позволяющем использовать эту информацию для ее декодирования и получения из декодированного сигнала прогнозных зависимостей. В случае прогнозирования временных рядов это означает кодирование исторической информации в некоторую многомерную латентную переменную z_t, которая используется для получения прогноза:

$$\boldsymbol{z}_t = g_{enc}(y_{t-k:t}, \boldsymbol{x}_{t-k:t}, \boldsymbol{s}), \quad (3.2)$$

$$f(y_{t-k:t}, \boldsymbol{x}_{t-k:t}, \boldsymbol{s}) = g_{dec}(\boldsymbol{z}_t), \quad (3.3)$$

где g_{enc} и g_{dec} – функции кодера и декодера; кодер и декодер являются основными строительными блоками архитектур глубокого машинного обучения [175].

Исследования, проведенные автором в настоящей работе, показали, что для прогнозирования газопотребления в ЕСГ могут быть применимы несколько альтернативных архитектур ИНС, с помощью которых осуществляется формирование кодера и декодера. К их числу можно отнести следующие виды архитектур ИНС: ИНС прямого распространения (Feed Forward Network, FFN) или многослойный персептрон (Multilayer Perceptron, MLP); рекуррентные ИНС (Recurrent Neural Networks, RNN); сверточные ИНС (Convolutional Neural Networks, CNN); гибридные ИНС, использующие сочетания различных ИНС.

Необходимо отметить, что прогнозирование временных рядов также может выполняться на основе применения современных архитектур ИНС с механизмами внимания (Attention Networks) и архитектур «трансформер» (Transformers). Вместе с тем, для обучения нейронных сетей этих типов требуются весьма значительные объемы данных. В случае прогнозирования объемов газопотребления их применение затруднительно ввиду относительно коротких временных рядов.

Дальнейшая детализация соотношений (3.1)–(3.3) представлена на примере прогнозирования одномерного временного ряда (потребления газа). Вместе с тем, приводимые рассуждения могут быть расширены для прогнозирования многомерных временных рядов и использоваться для построения расширенных ИНС-моделей для одновременного прогнозирования нескольких параметров, например, потребления газа на нескольких рынках. Для упрощения обозначений индекс ряда i в дальнейших рассуждениях не используется.

Методология основы разработки НС-модели прогнозирования газопотребления отдельных стран и регионов

Общее методологическое обоснование разработки нейросетевых моделей прогнозирования каждого временного ряда является отдельной задачей, решение которой включает в себя (в случае многофакторного прогнозирования) анализ факторов, влияющих на данный конкретный показатель. По существу, в основе нейросетевого прогнозирования лежит анализ закономерностей поведения самого временного ряда как математической функции с возможностью учета влияющих на основной ряд параллельно развивающихся рядов [100].

При однофакторном НС-прогнозировании достаточно использования ретроспективного временного ряда самого объекта прогнозирования (потребления газа). Однако это не позволяет учесть влияния на прогнозируемый параметр внешних факторов, которые могут оказывать сильное влияние на динамику временного ряда. Для учета такого влияния возможно использование многофакторного нейросетевого моделирования на основе выявления факторов, показывающих на ретроспективных данных высокую корреляционную зависимость с прогнозируемым временным рядом. Однако этот подход к

прогнозированию обладает существенным методологическим недостатком: влияние различных факторов на объект прогнозирования и их весовое соотношение между собой претерпевают существенные изменения во времени [100].

Таким образом, возникает необходимость прогнозировать, помимо самих временных рядов, их коэффициенты корреляции с объектом прогнозирования, что в любом случае будет снижать достоверность получаемых результатов прогнозирования [100].

Альтернативным методом учета влияния внешних факторов на объект прогнозирования является «очищение» его ретроспективного временного ряда от влияния этих факторов с последующим прогнозированием очищенного временного ряда. Однако этот метод имеет также существенный недостаток с точки зрения репрезентативности итоговых результатов, поскольку получаемый временной ряд, очищенный от влияния основных внешних факторов, представляет собой не объект прогнозирования как он есть, а абстрактную кривую, которая показывает, как объект прогнозирования должен был бы вести себя в перспективе, если бы на него не оказывали влияние ключевые внешние факторы [100].

При любом подходе к многофакторному НС-прогнозированию на первом этапе необходимо провести отбор факторов, оказывающих ключевое влияние на ретроспективную динамику исследуемого временного ряда. Данный отбор проводится с помощью экспертных оценок и выявления корреляционных зависимостей между объектом прогнозирования и каждым из факторов [100].

Нахождение и определение взаимосвязи между различными временными рядами является одной из задач экономического анализа. Для факторов, выражаемых количественными значениями, в качестве основного метода для решения подобной задачи может использоваться корреляционный анализ. При данном подходе экспертно выделяются факторы, которые могут влиять на исследуемую переменную, осуществляется корреляционный анализ влияния факторов для отбора наиболее значимых, описывается вид связи между объектом прогнозирования и факторами. Однако применительно к газовому рынку далеко не

все значимые факторы и даже группы факторов выражаются количественными значениями и соответственно доступны для корреляционного анализа. К ним относятся, прежде всего, геополитические и природно-климатические факторы. В силу отсутствия количественных временных рядов данные факторы невозможно использовать в нейросетевом моделировании, что делает их анализ в рамках данной задачи нецелесообразным [100].

После того, как отобраны потенциальные входные данные для НС-прогнозирования, необходимо определить перечень варьируемых параметров, формирующих непосредственно входную информацию нейросетевой модели прогнозирования, а также определить допустимые вариационные значения и выбрать методики анализа для данных параметров [100].

С формальной точки зрения временной ряд является функцией от времени, а его прогноз – экстраполяцией этой функции на последующие моменты времени. Однако, как правило, само по себе время не является значимым параметром, определяющим поведение исследуемого ряда. Поэтому обычно для задач НС-прогнозирования значения временного ряда рассматриваются как функция от предыдущих значений и от значений иных влияющих факторов. При этом для рассматриваемой задачи долгосрочного прогнозирования конъюнктуры газового рынка возникает несколько проблем (варьируемых параметров):

– сильная неоднозначность выбора входных данных – однофакторный или многофакторный прогноз (набор факторов, особенности их учета, глубина входной ретроспективы);

– необходимость и вид обработки исходных данных, подаваемых в ИНС (логарифмирование исходного ряда, вычитание регрессионной модели: тренда, регрессии, авторегрессии);

– степень значимости исторических данных по всей рассматриваемой ретроспективе для формирования обучающих примеров для ИНС [100].

Выбор некоторого решения для этих проблем (определение значений варьируемых параметров) частично определяет структуру прогнозирующей нейронной сети и ее функциональные особенности, приобретаемые в процессе

обучения. В основном значения данных параметров оцениваются экспертно-экспериментальным путем, возможно, с учетом некоторой дополнительной информации, в частности, различных статистических оценок для исходных данных. По сути, каждый набор значений параметров определяет некоторый обособленный нейросетевой прогноз, который может быть признан экспертом, как приемлемый или отвергнут из дальнейшего рассмотрения. Для данных параметров никакой автоматизированный метод анализа не заменит возможности экспертов по оценке качества получаемых прогнозов (в том числе с учетом статистических оценок качества нейросетевой модели) и по определению оптимальных значений варьируемых параметров [100].

Процедуры однофакторного и многофакторного прогнозирования

Существует несколько процедур учета зависимости поведения прогнозируемого ряда от внешних факторов.

Во-первых, если принимать гипотезу об эффективности рынка, то все возможные зависимости от внешних факторов уже заложены участниками рынка в ретроспективное поведение прогнозируемого объекта. В этом случае достаточно рассмотрения только одного прогнозируемого временного ряда. Преимущество такой процедуры в простоте как построения прогноза, так и обучения соответствующей нейронной сети. При этом не требуется рядов значений дополнительных параметров и их анализа. В то же время, нет никакой уверенности, что нейросеть сможет учесть все скрытые зависимости, а также сама гипотеза об эффективности газового рынка иногда вызывает сомнения [100].

Второй вариант – по-прежнему прогнозируется только один временной ряд, но предварительно строится модель зависимости ряда от влияющих факторов, например, линейная регрессия, и рассматривается остаточный ряд разностей между исходным рядом и моделью. В этом случае зависимость от дополнительных факторов, или, по крайней мере, главная часть зависимости, будет учтена изначально. Однако для построения итогового прогноза потребуются прогнозные значения для всех дополнительных параметров. Эти значения могут быть либо получены из авторитетных источников, либо спрогнозированы отдельно. В любом

случае, ошибки в прогнозных значениях влияющих факторов будут приводить к увеличению ошибки прогнозирования основного объекта [100].

Третья процедура состоит в параллельном прогнозировании как объекта, так и всех влияющих факторов. Преимущества: не требуются прогнозные значения влияющих факторов, зависимость объекта прогнозирования от дополнительных параметров вычисляется в процессе обучения нейросети. Основной недостаток: ошибки в прогнозировании влияющих факторов будут накапливаться и сильно влиять на итоговый прогноз. Рекомендуется исключить линейную зависимость между влияющими факторами и объектом прогнозирования, например, с помощью построения линейной регрессии [100].

Четвертая процедура отличается от третьей предположением, что имеются прогнозные значения влияющих факторов из условных авторитетных источников. При этом обучение ИНС проводится на ретроспективных данных объекта и дополнительных параметров, а при прогнозе используются изначально имеющиеся прогнозные значения влияющих факторов. Также, как и в предыдущей процедуре, рекомендуется исключить линейную зависимость между входными данными для ускорения обучения и повышения устойчивости нейросети [100].

Глубина входной ретроспективы (размер скользящего окна) может быть оценена на основании автокорреляционного анализа путем выявления периодических закономерностей временного ряда. Однако точное значение необходимо подбирать путем эксперимента: построение нейросетевой модели с последующей оценкой качества этой модели, а также получаемого прогноза. Необходимо отметить, что при ограниченной общей глубине всех ретроспективных данных не стоит выбирать размер скользящего окна очень большим, так как в конечном итоге это сокращает количество обучающих примеров для нейронной сети и может привести к ее переобучению [100].

Необходимость и вид процедур обработки исходных данных

Процедура предварительной обработки входных данных – стандартная процедура, имеющая цель ускорить и повысить качество обучения ИНС. Данная

процедура в некоторой мере является обязательным преобразованием входных данных нейросети, в рамках которой проводится, как минимум, два этапа:

– смещение среднего – для каждого входа нейронной сети вычисляется среднее арифметическое соответствующего временного ряда и далее данный ряд преобразуется вычитанием из всех его членов полученного среднего значения;

– масштабирование (нормализация) – для каждого рассматриваемого временного ряда, подаваемого на вход нейросети, вычисляется его дисперсия, после чего каждое значение данного ряда делится на корень из полученной дисперсии (среднеквадратическое отклонение) [100].

Таким образом, дальнейшее функционирование и обучение ИНС осуществляется с использованием преобразованных (нормализованных) исходных рядов данных. Для получения абсолютного (ненормализованного) прогнозного значения необходимо к результату функционирования нейронной сети применить обратное линейное преобразование масштабирования и смещения [100].

Зачастую для исследуемых временных рядов характерно, что одни и те же (или близкие) наборы абсолютных значений редко повторяются ввиду, как правило, постепенного глобального возрастания или убывания ряда. Поэтому одни и те же шаблоны поведения (возрастаний и убываний) прогнозируемого временного ряда могут рассматриваться нейронной сетью, как различные примеры, что ухудшает качество обучения нейросети, стимулирует переобучение и затрудняет формирование обобщающих способностей. В связи с этим возможны следующие варианты обработки исходных данных [100].

Использование ряда разностей или частных

Вместо исходного временного ряда рассматривается ряд, состоящий из разностей или отношений между соседними элементами ряда. Это достаточно классический прием статистического анализа данных, который делает временной ряд более стационарным. При этом увеличивается повторяемость наборов значений ряда и соотношений между ними, что приводит к улучшению качества обучения прогнозирующей ИНС [100].

Логарифмирование – преобразование исходного ряда путем взятия натурального логарифма от всех его членов. Такая процедура позволяет уменьшить скорость роста временного ряда, что для рядов с ярко выраженным возрастающим трендом также повышает обучаемость соответствующей прогнозирующей нейросети [100].

Выявление и исключение регрессионных зависимостей

Для исходного ряда выявляются и рассчитываются некоторые общие наиболее ярко выраженные зависимости, например, линейный тренд, авторегрессия, выраженная периодичностью временного ряда, или регрессия, обусловленная высокими коэффициентами корреляции с влияющими факторами. После чего рассматривается ряд из остатков по отношению к выявленной зависимости. Такая процедура, направлена на приведение ряда к более стационарному виду, а также позволяет дополнительно учитывать долгосрочные зависимости между членами ряда, которые невозможно выявить с помощью ретроспективы фиксированной глубины [100].

Процесс формирования НС прогноза конъюнктуры газового рынка начинается с выбора комбинации сочетаний влияющих факторов из ранее отобранных для НС-прогнозирования, а также выбора метода или методов их последующей обработки, например, логарифмирование исходного ряда, вычитание регрессионной модели (тренда, регрессии, авторегрессии). При этом в любом случае обязательно проводится предварительная обработка временных рядов (смещение среднего и нормализация) – техническая обработка данных, необходимая для корректности обучения нейронной сети. После построения прогнозов необходимо выполнить обратные преобразования для спрогнозированных временных рядов. Как правило, ввиду отсутствия прогнозных данных по влияющим факторам многофакторное прогнозирование проводится для варианта параллельного прогнозирования.

На следующем этапе задача эксперта состоит в выборе структуры ИНС, формировании обучающей выборки и определении наиболее подходящего алгоритма обучения и запуска обучения ИНС.

Невозможно определить заранее, насколько успешно ИНС способна выявлять скрытые закономерности и обобщать поведение прогнозируемых временных рядов. Таким образом, для полноценного анализа и построения качественной НС-модели долгосрочного прогнозирования развития газового рынка необходимо протестировать различные варианты многофакторного прогнозирования (включая случай однофакторного), обработки исходных данных, глубины входной ретроспективы и количества нейронов на скрытых слоях, применяемых алгоритмов обучения. В каждом тестируемом варианте НС-модели необходимо оценить качество нейронной сети и проанализировать получаемый прогноз [100].

Методология применения ИНС для прогнозирования потребления ПГ

Использование ИНС для прогнозирования предполагает формирование обучающей и тестовой выборок данных. Обучающая выборка используется для вычисления параметров ИНС-модели, в то время как тестовая выборка применятся для оценки качества модели. Тестовая выборка не используется при обучении модели, поэтому по степени совпадения прогнозов модели со значениями тестовой выборки можно судить о применимости полученной модели для практического использования. Стоит также отметить, что в зависимости от вида исследуемой задачи и объема данных можно отдельно использовать валидационную выборку, которая, как и тестовая выборка, не участвует в обучении модели, но используется для оценки и сравнения между собой различных сочетаний гиперпараметров модели. Можно предположить, что для прогнозирования потребления ПГ на региональном рынке следует использовать архитектуру ИНС, в наибольшей степени подходящую для описания особенностей поведения временного ряда газопотребления этого рынка. Для проверки этой гипотезы необходимо рассмотреть несколько разнотипных рынков газа и исследовать применимость разных ИНС-моделей. В качестве мотивационных примеров будем использовать временные ряды ежемесячного потребления газа трех регионов мира – США, Европы и СВА, построенные для периода с 1984 по 2020 г. [143, 182].

На Рисунке 3.1 представлен временной ряд объемов ежемесячного потребления газа в США. Ряд является нестационарным, характеризуется возрастающим трендом и наличием сезонности. Потребление газа в Северо-восточной Азии (СВА) (см. Рисунок 3.2) имеет более явный, чем в случае с США, тренд, и более отчетливое присутствие гетероскедастичности, выражающейся в неодинаковой (непостоянной) дисперсии наблюдений. Начиная с 2012 года в ряде наблюдается замедление темпов роста значений. На Рисунке 3.3 приведен временной ряд, характеризующий потребление ПГ в Европе. В динамике ряда можно наблюдать годовые периоды роста и снижения объема газопотребления, наличие характерных пиков сезонного потребления и незначительную гетероскедастичность.

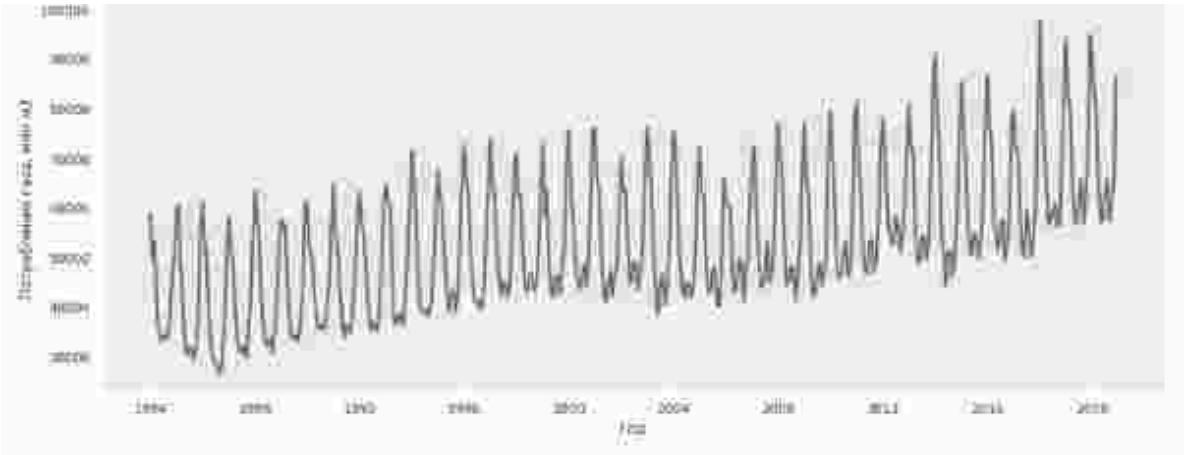


Рисунок 3.1 – График потребления газа в США

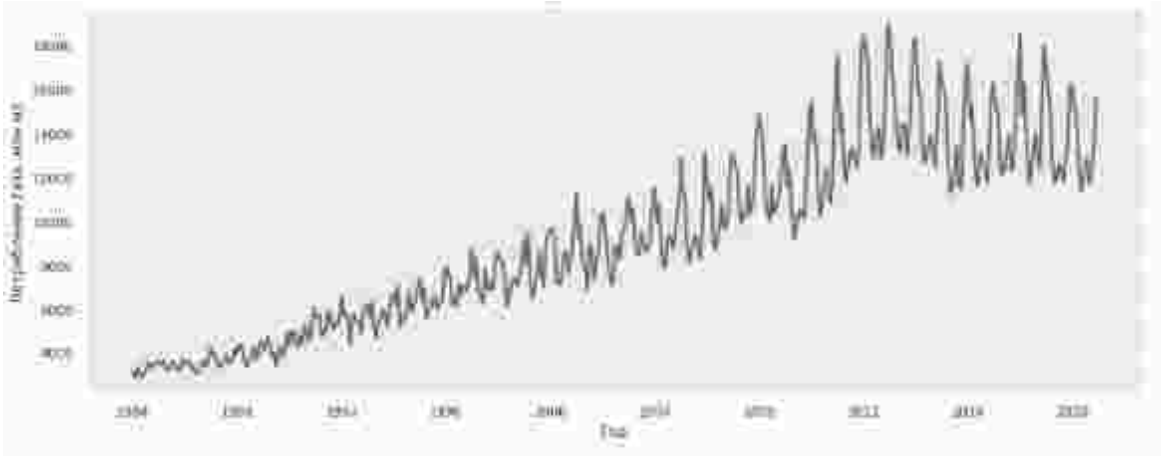


Рисунок 3.2 – График потребления газа в Северо-Восточной Азии

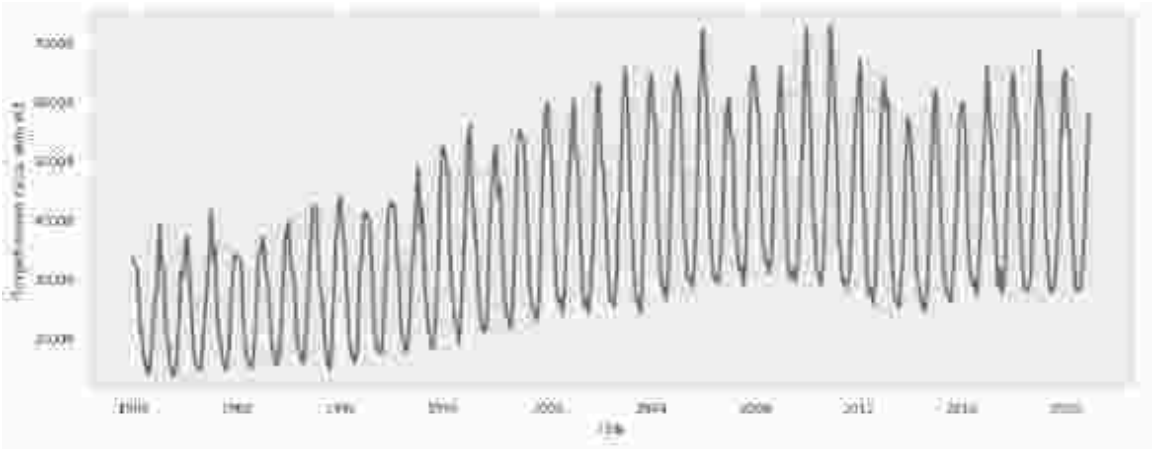


Рисунок 3.3 – График потребления газа в Европе

Эти мотивационные примеры использованы для исследования эффективности нескольких архитектур ИНС для прогнозирования потребления газа. В качестве обучающей выборки ИНС использовался период с января 1984 по декабрь 2015 г. Обученные ИНС прогностические модели тестировались на выборке с января 2016 г. по июнь 2020 г. Ширина исторического авторегрессионного окна, которая использовалась для прогнозирования, принималась равной 36 мес., период прогнозирования – 36 мес. Данные нормализованы путем вычитания из каждого значения ряда его среднего и деления на среднеквадратичное отклонение.

В качестве исходных данных для прогнозирования ежемесячного объема потребления газа использовался ретроспективный авторегрессионный ряд газопотребления, а также дополнительные признаки, которые получены путем косинусного и синусного преобразования дат – месяцев и года, в которых произведено наблюдение ряда. Такое преобразование позволяет расширить обучающую выборку дополнительными параметрами, которые улучшают качество прогноза.

Ранее было отмечено, что классические методики оценки прогноза потребления ПГ отдельных стран и регионов предполагают использование макроэкономического критерия ВВП и энергоемкости экономики. В работе был проведен анализ широкого ряда статистических экономических показателей с

месячным шагом по европейским странам. Было выявлено, что на месячном уровне практически отсутствуют зависимости между потреблением газа и макроэкономическими показателями ВВП, поэтому они не использовались при построении моделей. Вместе с тем, для ряда стран существует зависимость объемов потребления газа и показателей промышленного производства. Индексы промышленного производства могут использоваться в качестве дополнительных признаков (исходных данных) модели, однако их прогнозирование является само по себе отдельной задачей. Также стоит отметить, что архитектура разработанных моделей является весьма гибкой и не накладывает ограничений на состав исходных данных, которые могут использоваться для построения прогнозов.

3.4. Методы разработки основных комплексных нейросетевых моделей прогнозирования газопотребления

Наиболее простой базовой линейной моделью является линейная регрессионная модель, устанавливающая линейные взаимосвязи между исходными данными и прогнозируемыми параметрами. Однако, несмотря на простоту, линейная регрессионная модель зачастую является хорошим ориентиром и выступает базой для сравнения, позволяя оценить качество более сложных моделей. На Рисунке 3.4 представлены результаты прогнозирования объема потребления газа в Европе по линейной регрессионной модели для трех разных временных периодов. Визуально результаты прогноза демонстрируют возможность применения линейной модели для прогнозирования спроса на газ в Европе. Значение формальной метрики среднего абсолютного отклонения также подтверждает это. Аналогичные модели построены для США и СВА. Качество этих моделей также является вполне приемлемым, что позволяет использовать их в качестве базы для сравнения с другими более сложными ИНС-моделями.

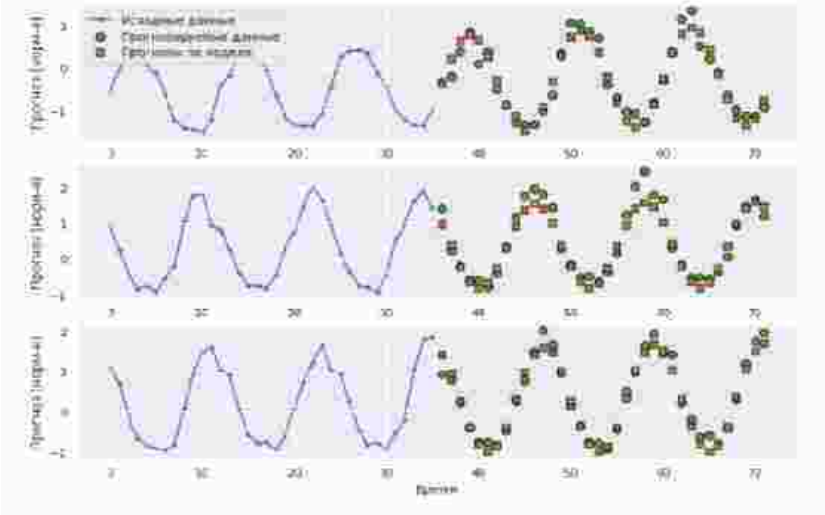


Рисунок 3.4 – Графики прогнозирования потребления газа в Европе по базовой линейной регрессионной модели

НС-модели прямого распространения

ИНС прямого распространения или многослойный персептрон – самый распространенный и теоретически исследованный класс нейронных сетей. ИНС данного типа имеют один или несколько скрытых слоев, как правило, с функцией активации нейронов типа ReLU (Rectified Linear Unit). Согласно универсальной аппроксимационной теореме, на компактном множестве в $\mathbb{R}^n$ любую непрерывную (векторную) функцию многих переменных из $\mathbb{R}^n$ в $\mathbb{R}^r$ можно с любой точностью аппроксимировать многослойным персептроном с одним скрытым слоем нейронов. При этом для всех нейронов скрытого слоя достаточно применять одну и ту же функцию активации, которая должна быть непостоянной ограниченной монотонно возрастающей непрерывной функцией (например, сигмоидальная функция). На выходном слое ИНС достаточно использовать только нейроны без смещения с тождественной функцией активации.

Важно подчеркнуть, что на практике, при увеличении количества внутренних слоев создания глубокой ИНС, удается уменьшить размер сети (общее количество нейронов в сети) и улучшить ее обобщающие способности.

Концептуальная модель многослойного персептрона представлена на Рисунке 3.5.

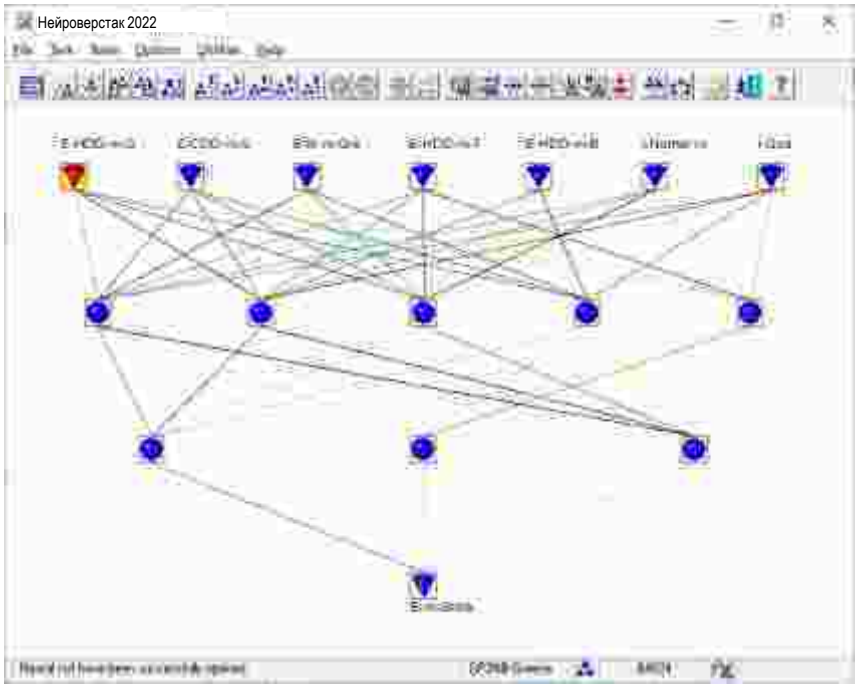


Рисунок 3.5 – Архитектура концептуальной модели многослойного персептрона

Обучение ИНС-модели происходит за счет подстройки весовых коэффициентов соединений между нейронами под имеющиеся данные (обучающие примеры). При обучении и последующем прогнозировании многослойным персептроном временных рядов данные подаются по методу скользящего окна: на входы нейросети подаются значения за несколько предыдущих моментов времени, а на выходе ожидается прогноз на последующие моменты времени. Количество предыдущих используемых значений (ширины временного окна) устанавливается до обучения при определении архитектуры сети. Выбор этого параметра определяется априорными соображениями о природе конкретного временного ряда (например, цикличностью). При этом необходимо учитывать ограничения на сложность нейронной сети: большое количество

нейронов вообще и, в частности, входных, при неизменном наборе примеров для обучения (глубине ретроспективных данных), приводит к запоминанию обучающих примеров и потере способности к обобщению, что в итоге дает неадекватные результаты при прогнозе. К недостаткам такого подхода обучения и прогнозирования можно отнести то, что не учитывается влияние значений ряда, отстоящих далеко в прошлом, за границами скользящего окна. Таким образом, на практике, возникает подзадача подобрать размер скользящего окна так, чтобы при построении прогнозов были максимально учтены существенно влияющие на прогнозное значение ретроспективные данные и выполнены все вышеописанные ограничения на сложность нейронной сети [100].

Для обучения многослойного персептрона разработано большое количество алгоритмов, большинство из которых базируются на алгоритме обратного распространения ошибки (Back propagation). Этот алгоритм прост, как с математической точки зрения, так и со стороны реализации его на компьютере. Имеется множество различных модификаций алгоритма обратного распространения, увеличивающих скорость сходимости алгоритма и вероятность избегания локальных минимумов [100].

На Рисунке 3.6 представлены результаты прогнозирования потребления газа в США, выполненные с помощью многослойного персептрона. Нейронная сеть включает три скрытых слоя по 16 нейронов каждый. В качестве функции активации используется ReLU. В качестве функции потерь задано среднеквадратичное отклонение прогнозных от фактических значений объема потребления газа. Для обучения сети используются алгоритмы Adam [183] и RMSprop [178], хорошо зарекомендовавшие себя в задачах обучения глубоких нейронных сетей. Обучение ИНС-моделей выполнено с применением программного пакета с открытым исходным кодом TensorFlow [162, 163].

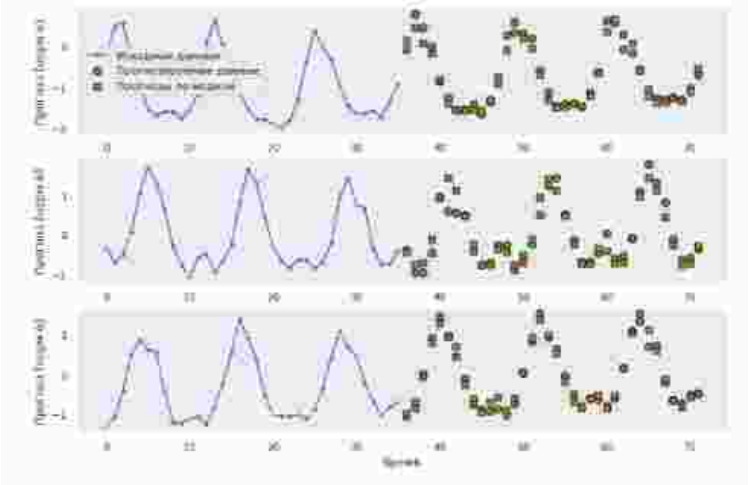
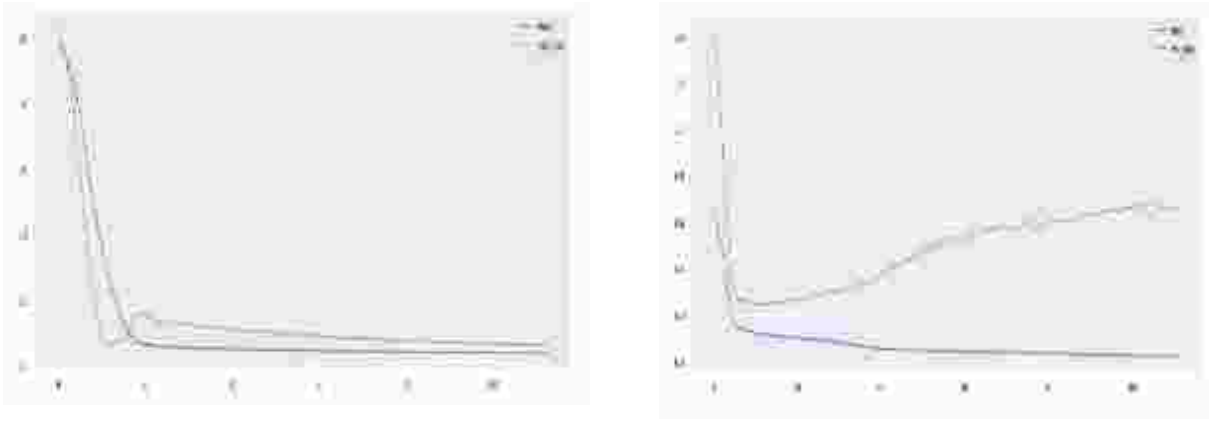


Рисунок 3.6 – Графики прогнозирования потребления газа в США с помощью многослойного персептрона

Графики результатов прогноза, представленные на Рисунке 3.6, демонстрируют эффективность ИНС прямого распространения в прогнозировании спроса на газ в США. Значение формальной метрики MAE значительно превосходит аналогичную метрику, полученную для линейной модели, которая выступает базой для сравнения.

Аналогичные ИНС-модели построены для СВА и Европы. Качество соответствующей ИНС-модели прогнозирования газопотребления Европы является приемлемым, однако модель СВА продемонстрировала низкое качество и тенденцию к переобучению. Это продемонстрировано на Рисунке 3.7б, где представлены кривые обучения (среднеквадратичные отклонения прогнозных значений от фактических на каждой эпохе обучения модели): синим цветом показана кривая, полученная для обучающей выборке, оранжевым – для тестовой. Из Рисунка 3.7 видно, что, начиная с эпохи обучения №10, начинается рост значения функции потерь, которая оценивается на тестовой выборке, при этом аналогичная метрика для обучающей выборке продолжает снижение. Это явно указывает на наличие эффекта переобучения, когда модель фактически запоминает обучающую выборку, подстраивая соответствующие веса для наилучшего

совпадения расчетных и фактических значений газопотребления. Такая ИНС-модель имеет плохую обобщающую способность и не рекомендуется для практического использования.



а) модель рынка газа США б) модель рынка газа СВА

Рисунок 3.7 – Графики динамики кривых обучения ИНС-моделей прогнозирования газопотребления в США и СВА

Для решения задачи переобучения ИНС разработано несколько алгоритмов. Эффективным алгоритмом борьбы с переобучением ИНС является алгоритм упрощение ИНС-модели, включающий операции сокращения числа внутренних слоев ИНС и сокращение числа нейронов в слоях. В алгоритмах глубокого обучения ИНС большое распространение получили также алгоритмы регуляризации ИНС и алгоритм прореживания (Dropout) [178].

Применение этих алгоритмов для построения ИНС-модели прогнозирования газопотребления в СВА на основе многослойного персептрона позволило существенно улучшить качество модели. Так, использование алгоритма прореживания с гиперпараметром вероятности исключения, равным 0,5, привело к улучшению метрики MAE с величины 1,12 до 0,49, т.е. более чем в два раза. Это демонстрирует важность применения алгоритмов предотвращения переобучения для построения адекватных прогностических ИНС-моделей.

Рекуррентные НС-модели

Рекуррентные ИНС лежат в основе значительного числа моделей прогнозирования последовательностей (частным случаем которых являются числовые последовательности). Рекуррентные НС-модели представляют собой разновидность ИНС, которые позволяют учесть временные связи между элементами последовательности. Это дает возможность обрабатывать входные данные и составлять прогнозы как последовательности элементов, взаимосвязанных во времени. Эти модели продемонстрировали успехи в разных областях – в машинном переводе, в прогнозировании дорожного траффика, финансовых рынков и др.

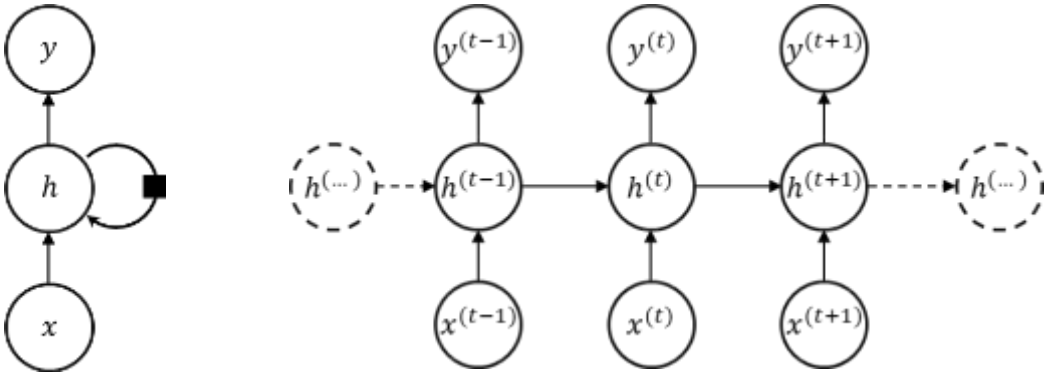
Рекуррентная нейронная сеть задает классическую форму динамической системы и основывается на рекуррентном соотношении, в котором состояние в каждый следующий момент времени зависит от состояния в предыдущий момент:

$$h^{(t)} = f(h^{(t-1)}; \phi), \tag{3.4}$$

где $h^{(t)}$ – состояние системы в момент времени t;

ϕ – множество параметров.

Ячейки рекуррентной ИНС содержат внутреннее состояние, которое является агрегированным представлением прошлой информации. Классическая архитектура рекуррентной ИНС с одним выходным сигналом «y» на каждом временном шаге и рекуррентными зависимостями между элементами скрытого слоя приведена на Рисунке 3.8.



(а) (б)

Рисунок 3.8 – Архитектура рекуррентной нейронной сети:

(а) – рекуррентная сеть, (б) – развертка сети

Теоретически такая архитектура ИНС применима для прогнозирования последовательностей произвольной длины. Однако на практике она зачастую оказывается неприменимой для работы с длинными последовательностями из-за проблем с так называемыми затухающими градиентами, осложняющими обучение ИНС, которое для такого типа сетей выполняется с помощью алгоритма обратного распространения ошибки во времени (backpropagation through time). Для решения используются архитектуры, получившие повсеместное распространение в области глубокого машинного обучения – ИНС с долговременной и кратковременной памятью (LSTM) и управляемый рекуррентный блок (GRU) [191].

Основная особенность ИНС типа LSTM и GRU состоит в том, что они состоят из рекуррентных модулей, способных запоминать значения как на короткие, так и на длинные промежутки времени [180, 181, 186, 204]. Эти значения не размываются во времени, и градиент не исчезает при обучении сети. Сети из модулей GRU имеют меньше параметров, однако в ряде задач их эффективность оказывается сопоставима с более сложными LSTM-сетями. Архитектура GRU-сети предполагает выполнение последовательности вычислений состояния сети:

$$z^{(t)} = \sigma\left(\mathrm{W}_z x^{(t)} + \mathrm{U}_z h^{(t-1)} + b_z\right),$$
$$r^{(t)} = \sigma\left(\mathrm{W}_r x^{(t)} + \mathrm{U}_r h^{(t-1)} + b_r\right), \qquad (3.5)$$
$$h^{(t)} = z^{(t)} \odot h^{(t-1)} + (1 - z^{(t)}) \odot tanh\left(\mathrm{W}_h x^{(t)} + \mathrm{U}_h\left(r^{(t)} \odot h^{(t-1)}\right) + b_h\right),$$

где $x^{(t)}$ – входной сигнал и $h^{(t)}$ – выходной сигнал в момент времени t;

$z^{(t)}$, $r^{(t)}$ – соответственно вентиль обновления (update gate) и сбросной вентиль (reset gate) в момент времени t;

W, U, b – обучаемые параметры модели;

σ – сигмоидная функция активации;

tanh – функция активации по типу гиперболического тангенса;

$\odot$ – произведение Адамара.

ИНС, основанные на соотношениях (3.5), и их вариации показывают хорошие результаты в задачах прогнозирования последовательностей. Они могут

использовать различные настройки гиперпараметров, в том числе число нейронов во внутренних слоях сети и число скрытых слоев. Значения этих гиперпараметров подбираются в процессе обучения НС-моделей.

Применение глубоких рекуррентных нейронных ИНС для задач прогнозирования спроса на ПГ имеет несколько особенностей. Во-первых, временные ряды энерго- и газопотребления в ЕСГ относительно невелики, поэтому при использовании рекуррентных ИНС для прогнозирования необходимо применять алгоритмы устранения проблемы переобучения ИНС (например, сокращать число нейронов во внутренних слоях сети, использовать процедуры регуляризации и другие алгоритмы).

Во-вторых, можно добиться лучших результатов прогнозирования при варьировании T’ – ширины временного окна, которое используется в качестве исторического массива данных для прогноза на заданные интервалы T временных шагов. Для разных задач наилучшее (в смысле точности прогноза) значение T’ может различаться. Классическая архитектура ИНС не обладает достаточной гибкостью для учета этого обстоятельства при моделировании.

Временная зависимость между историческими значениями – исходными данными – и прогнозом может быть представлена с помощью архитектуры ИНС «последовательность в последовательность» (sequence to sequence). Эта архитектура, получившая название кодер-декодер (encoder-decoder), состоит из двух рекуррентных ИНС. Первая ИНС (кодер) кодирует всю последовательность T’ исторических значений, предшествующих моменту времени t, в латентный вектор фиксированного размера. Вторая ИНС (декодер), используя это латентное представление, формирует T прогнозных значений.

Оба типа ИНС обучаются одновременно. Во время обучения на вход кодера подаются исторические значения $x_i^{(t)}$, обозначения соответствуют тем, которые используются в формуле (3.2). Конечное состояние кодера (z_t в формуле (3.2)) используется для инициализации декодера. Декодер, в свою очередь, прогнозирует T значений $\hat{y}$.

Для исследования свойств рекуррентных ИНС в прогнозировании газопотребления сформированы модели прогнозирования для рассматриваемых регионов. Исследовались два типа ИНС-моделей: с ячейками GRU и LSTM. ИНС-модель использует два последовательных слоя с 16 нейронами.

Рекуррентные ИНС-модели продемонстрировали весьма высокое качество прогноза для рынка Европы. Вместе с тем, для рынка США качество прогнозов, выполненных с использованием рекуррентных ИНС, нельзя назвать удовлетворительными. Для рынка СВА эти модели также показали недостаточное качество результатов прогнозирования и продемонстрировали тенденцию к переобучению. Для снижения влияния процедуры переобучения ИНС-модель была упрощена – число рекуррентных слоев сокращено до одного слоя с 16 нейронами. Такая архитектура ИНС позволила достичь компромисса между качеством прогнозов и обобщающей способностью модели.

Сверточные ИНС

Сверточные нейронные сети традиционно используются в задачах компьютерного зрения для распознавания изображений. Они извлекают локальные шаблоны, которые инвариантны к их пространственному положению. Использование сверточных ИНС в задачах прогнозирования временных рядов предусматривает формирование причинно-следственных слоев сети – таких, которые предусматривают использование исторической информации для выполнения прогнозов. Промежуточный признак в скрытом слое l имеет следующий вид:

$$h_t^{l+1} = A((W * h)(l,t)), \tag{3.6}$$

$$(W * h)(l,t) = \sum_{\tau=0}^{k} W(l,\tau) h_{t-\tau}^{l}, \tag{3.7}$$

где $h_t^l \in \mathbb{R}^{H_{in}}$ – промежуточное состояние слоя l в момент времени t;

* – операция свертки;

$(W)(l,\tau) \in \mathbb{R}^{H_{out} \times H_{in}}$ – фиксированные веса фильтра в слое l;

$A(\cdot)$ – функция активации, например, сигмоидного вида;

выход кодера – нейронной сети из L сверточных слоев, обозначается как $z_t = h_t^L$.

Необходимо отметить два обстоятельства, которые следует принимать во внимание при решении задач прогнозирования энергопотребления с помощью сверточных ИНС. Во-первых, сверточные ИНС предполагают, что зависимости между прогнозируемыми и историческими значениями ряда данных инвариантны ко времени, и это выражается в использовании единого набора фильтров на каждом временном шаге на всем временном горизонте. Во-вторых, сверточные ИНС для прогнозирования используют заранее определенную фиксированную ширину исторического окна. Для задач прогнозирования энергопотребления в ЕСГ это означает, что требуется внимательно выбирать ширину окна k для того, чтобы учесть в модели всю релевантную историческую информацию.

Качество прогнозов в задачах прогнозирования газопотребления в ЕСГ может быть улучшено за счет использования техники распределенной свертки (Dilated Convolution). Это позволяет учесть долговременные зависимости между исходными данными и предотвратить существенный рост числа параметров модели, который наблюдается в обычных временных сверточных нейронных сетях с ростом ширины окна k.

Модель распределенного сверточного слоя:

$$(W * h)(l, t, d_l) = \sum_{\tau=0}^{[k/d_l]} W(l, \tau) h_{t-d_l\tau}^{l}, \quad (3.8)$$

где $[\cdot]$ – оператор округления;

d_l – уровень временного распределения свертки, который зависит от слоя.

Таким образом, использование распределенной свертки позволяет учесть в модели более отдаленные временные периоды и при этом не увеличить существенно число параметров модели, что в случае малых выборок исследуемых рядов энергопотребления приводит к ее переобучению. Увеличение уровня dl с каждым слоем позволяет агрегировать информацию с разных временных слоев, тем самым учесть в прогнозах информацию с более глубоких по времени предшествующих периодов.

Концептуальная модель и архитектура иконографической модели сверточной ИНС с механизмом распределенной свертки приведена на Рисунке 3.9. Как показано на этом рисунке, для прогнозирования одного значения (условно

обозначенного синим кругом) используется информация с разных срезов временного ряда, которая агрегируется на нескольких сверточных слоях. Результат прогнозирования этого значения содержит в себе информацию с нескольких временных шагов исследуемого ряда.

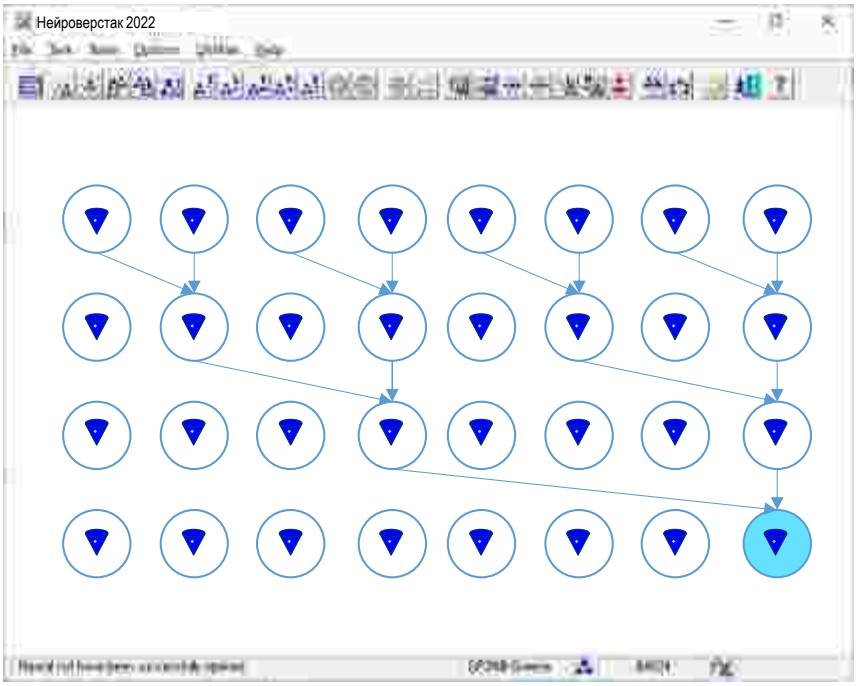


Рисунок 3.9 – Архитектура иконографической модели сверточной нейронной сети с распределенной сверткой

Сверточные ИНС продемонстрировали высокое качество прогнозов на рассматриваемых мотивационных примерах. Модель использует 256 сверточных фильтров с уровнем распределения, принятого равным трем.

Результаты прогнозирования газопотребления в США и Европе с помощью сверточной ИНС приведены на Рисунке 3.10. Для США эта НС-модель продемонстрировала лучшие результаты среди исследованных НС-моделей.

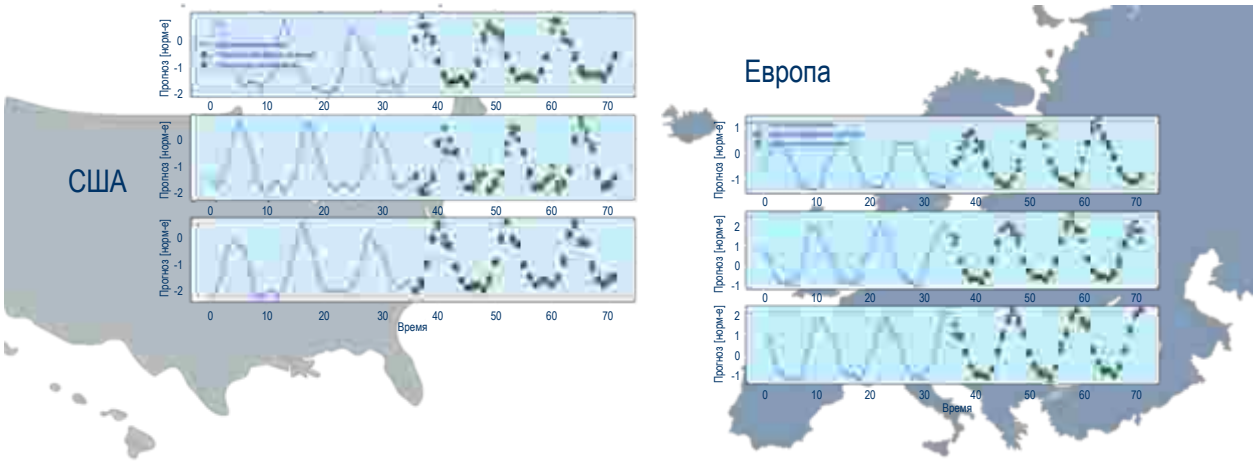


Рисунок 3.10 – Результаты прогнозирования газопотребления в США и Европе с помощью сверточной нейронной сети

Авторегрессионные рекуррентные модели

Модели, рассмотренные в предыдущих разделах, предназначены для прогнозирования объемов газопотребления в ЕСГ одновременно для всего горизонта расчета (то есть за один такт расчета). Это достигается за счет использования в качестве последнего слоя ИНС полносвязного слоя нейронов, в котором число выходов принимается равным горизонту прогнозирования (в рассмотренных примерах – 36 мес.). Авторегрессионные рекуррентные модели, напротив, декомпозируют задачу прогнозирования на несколько подзадач, каждая из которых направлена на прогнозирование одного шага во времени, при этом результат прогнозирования используется для прогнозирования следующего момента времени. Характерной особенностью таких моделей является то, что они могут применяться для прогнозирования различных временных горизонтов без изменения структуры модели. В качестве модели прогнозирования на один шаг во времени может использоваться любой вид архитектур нейронных сетей, рассмотренных в предыдущих разделах. Исследования, проведенные в настоящей работе, показали, что для рассмотренных мотивационных примеров хорошие результаты достигаются при использовании рекуррентных авторегрессионных моделей.

На Рисунке 3.11 представлена концептуальная модель авторегрессионной рекуррентной ИНС. Исходные данные – временной ряд газопотребления – используются для формирования начального состояния рекуррентной ИНС, которое обозначено на схеме голубым квадратом. Это начальное состояние используется для прогнозирования первого значения объема потребления газа (при t = 37), а результат прогноза подается на вход модели для прогнозирования следующего значения и т.д. Рекуррентная сеть может использовать любые рекуррентные ячейки, например, LSTM или GRU.

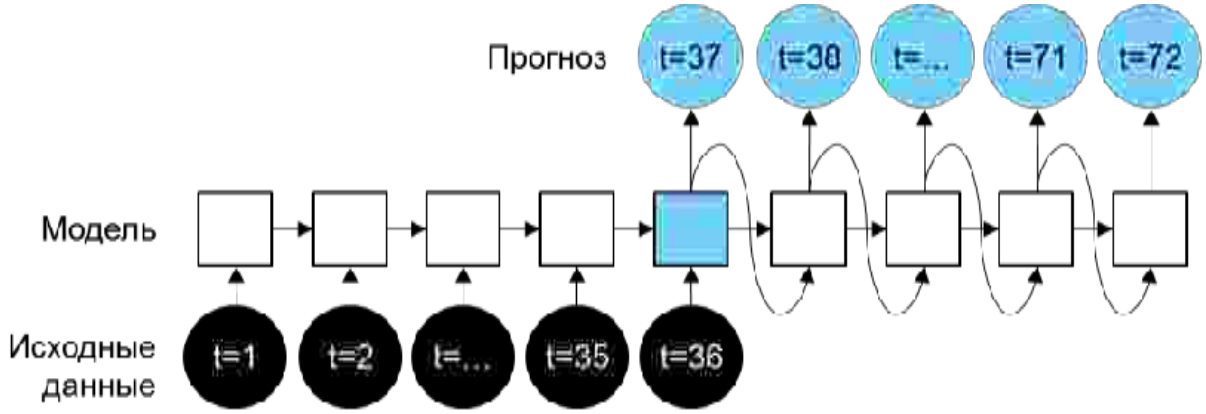


Рисунок 3.11 – Архитектура иконографической модели авторегрессионной рекуррентной нейронной сети

Для прогнозирования объемов газопотребления США, Европы и СВА разработаны две архитектуры ИНС – авторегрессионные LSTM-модель и GRU-модель. Модели используют 32 нейрона в скрытых слоях.

Результаты апробации НС-моделей показали, что модели обладают различным качеством прогнозирования для разных регионов. Например, для Европы и СВА авторегрессионные модели показали хорошие значения метрик. Напротив, для США такие модели оказались в числе наименее пригодных для прогнозирования.

3.5. Сравнительный анализ эффективности использования различных типов нейросетевых моделей для прогнозирования газопотребления

Разработанные ИНС-модели прогнозирования обеспечивают разное качество результатов прогнозирования газопотребления. Результаты исследования, проведенного в работе, показывают, что для каждого рынка ПГ следует применять индивидуальные модели, обеспечивающие наилучшее качество прогноза.

На Рисунке 3.12 представлены значения метрики MAE для ИНС-моделей прогнозирования газопотребления в Европе. Наилучшие результаты прогнозирования получены с помощью полносвязной ИНС прямого распространения – значение метрики (0,11) значительно превосходит метрику базовой линейной модели (0,39). Авторегрессионные рекуррентные модели также показали хорошие результаты (соответствующая метрика составила 0,13-0.14).

Сверточная нейронная сеть и обычные рекуррентные нейронные сети по показателям качества уступили другим моделям, однако значительно превзошли базовую линейную модель.

Таким образом, по результатам исследования, для прогнозирования газопотребления Европы целесообразно использовать нейронные сети прямого распространения и авторегрессионные рекуррентные нейронные модели.

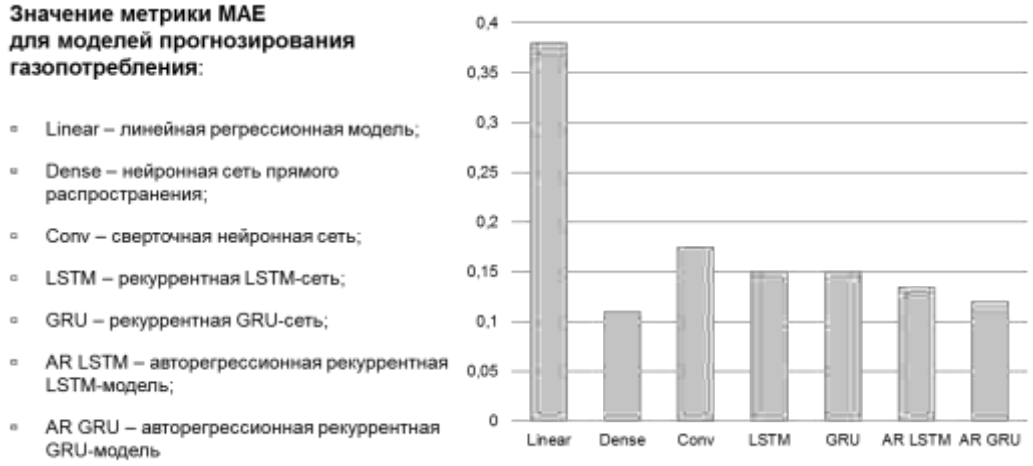


Рисунок 3.12 – Значение метрики MAE для моделей прогнозирования газопотребления в Европе

На Рисунке 3.13 представлены результаты прогноза газопотребления в Европе, выполненные с помощью полносвязной ИНС. Из графика видно, что результаты прогноза весьма удачно совпадают с фактическими значениями газопотребления, что позволяет рекомендовать использование этой модели на практике.

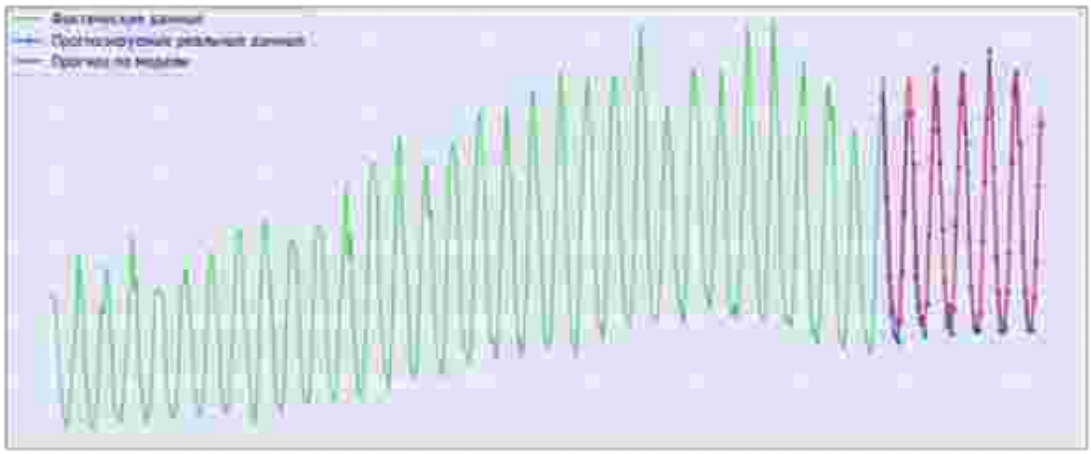


Рисунок 3.13 – Долгосрочное прогнозирования газопотребления в Европе (нейронная сеть прямого распространения)

Метрики MAE для моделей прогнозирования газопотребления США представлены на Рисунке 3.14. В отличие от моделей прогнозирования газопотребления Европы наилучшее качество прогноза продемонстрировала сверточная нейросетевая модель – значение метрики составило 0,25, что более чем в два раза превзошло метрику базовой линейной регрессионной модели. Полносвязная нейронная сеть прямого распространения и авторегрессионная LSTM-модель показали немного худший результат, однако в целом качество этих моделей значительно превзошло качество базовой линейной модели. Однако рекуррентные сети LSTM и GRU, которые были приемлемы в прогнозировании ряда газопотребления Европы, для США показали наихудшие результаты, при этом LSTM-сеть продемонстрировала результаты хуже, чем базовая линейная модель. Это показывает, что усложнение модели может не приводить к улучшению качества прогнозов по сравнению с более простыми моделями.

На Рисунке 3.15 представлены результаты долгосрочного прогноза газопотребления в США, выполненные с помощью сверточной ИНС-модели. Из графика видно, что результаты прогноза в целом совпадают с фактическими значениями газопотребления. Однако в некоторые зимние периоды года, в которых наблюдается пиковое увеличение газопотребления, модель не всегда достоверно описывает поведение временного ряда.

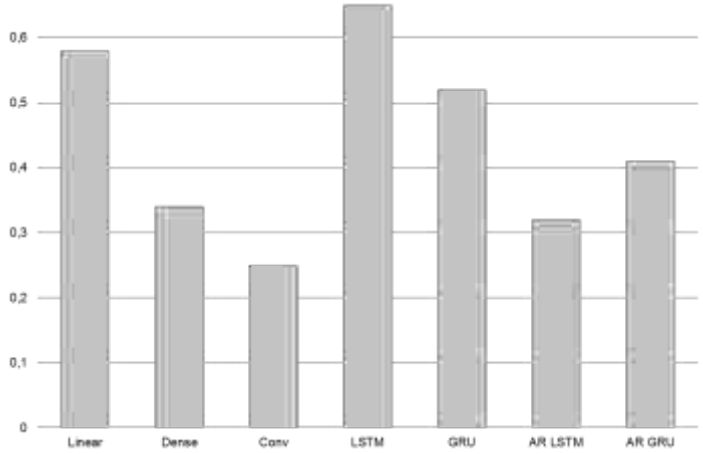


Рисунок 3.14 – Значение метрики MAE для моделей прогнозирования газопотребления в США

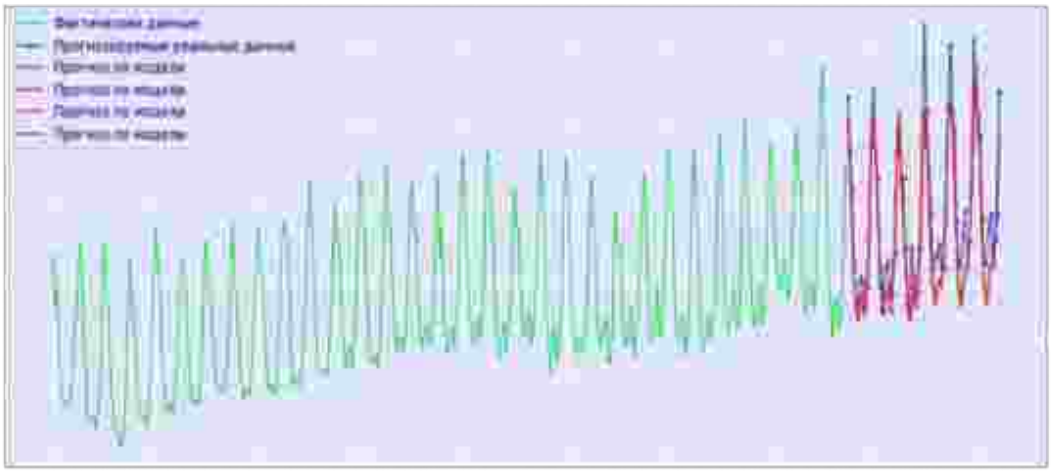


Рисунок 3.15 – График долгосрочного прогнозирования газопотребления в США (сверточная нейросетевая модель)

Такая модель может использоваться для оценки годовых объемов газопотребления, однако для прогнозирования пикового газопотребления целесообразно использовать иные модификации модели. В результате дополнительных исследований выявлено, что сокращение горизонта прогнозирования до 1,5 лет позволяет применить предложенные архитектуры моделей для описания динамики этого ряда, при этом результаты прогнозирования весьма точно описывают сезонные колебания спроса.

Временной ряд, характеризующий потребление газа в СВА (см. Рисунок 3.16), имеет ярко выраженный тренд. Применение предложенных архитектур нейронных сетей к этому ряду не позволяет получить адекватную модель ряда. Логарифмическая трансформация ряда также существенно не повышает качество прогностических моделей. Одной из техник, позволяющих получить модели таких нестационарных рядов, является декомпозиция ряда на трендовую и сезонную составляющую, а также остатки ряда. Построение модели тренда и модели сезонной компоненты позволяет сформировать адекватную аддитивную модель ряда.

На Рисунке 3.16 представлены результаты декомпозиции временного ряда газопотребления в СВА на эти составляющие. Результаты декомпозиции показывают наличие в ряде ярко выраженной сезонности и возрастающего тренда, который, как отмечено ранее, с 2012 г. сохраняется на примерно одном уровне.

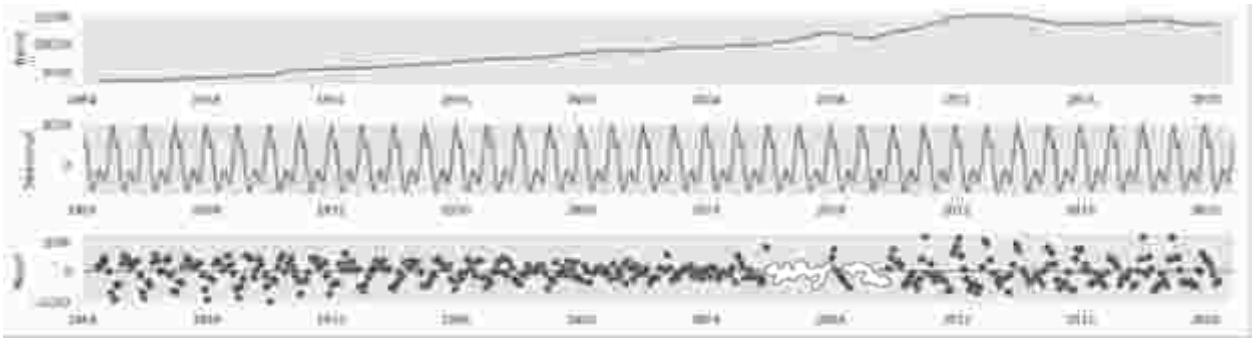


Рисунок 3.16 – Декомпозиция временного ряда газопотребления в СВА

На Рисунке 3.17 представлены значения метрики MAE для моделей прогнозирования сезонной составляющей этого ряда. Наилучшие результаты

прогнозирования получены с помощью авторегрессионной рекуррентной LSTM-модели – значение метрики (0,30) значительно превосходит метрику базовой линейной модели (0,78). Авторегрессионная GRU-модель также показала хорошие результаты (соответствующая метрика составила 0,31). В целом эти результаты весьма близки к результатам, полученным при исследовании моделей прогнозирования газопотребления Европы.

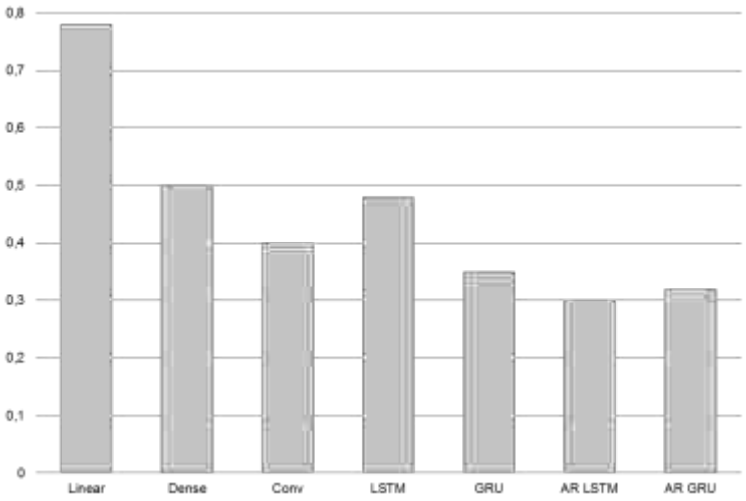


Рисунок 3.17 – Значение метрики MAE для моделей прогнозирования газопотребления в СВА

Результаты долгосрочного прогнозирования газопотребления в СВА, выполненные на авторегрессионной нейросетевой LSTM-модели, представлены на Рисунке 3.18. Модель весьма точно описывает поведение исследуемого ряда и может быть рекомендована для практического применения.

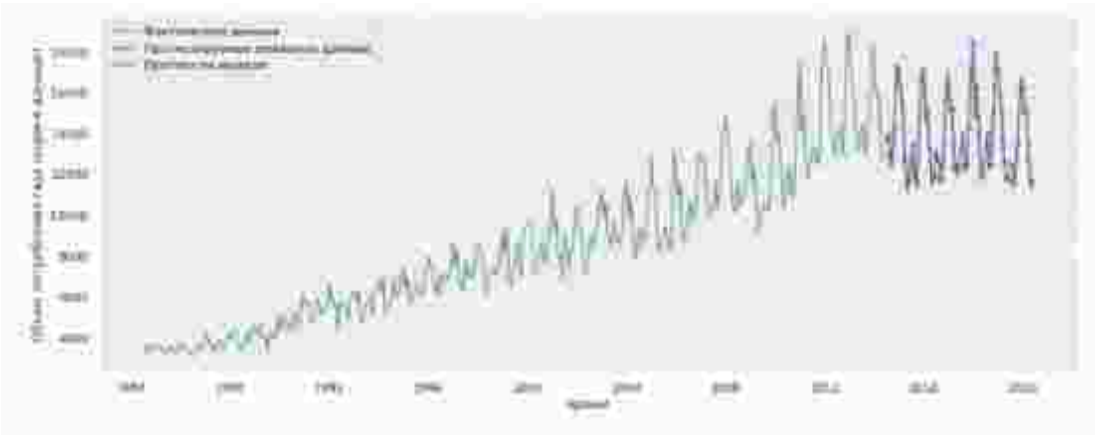


Рисунок 3.18 – График долгосрочного прогнозирования газопотребления в СВА с применением авторегрессионной LSTM-модели

В заключении необходимо отметить, что разработанные ИНС-модели основаны на небольшом числе исходных признаков, которые участвовали в прогнозах. Более сложные модели могут использовать дополнительные признаки (например, прогнозы промышленного производства в регионе). Однако точность таких моделей может оказаться иллюзорной, так как качество прогноза динамики этих дополнительных параметров модели может оказаться неприемлемым и приводить к ухудшению результатов прогнозирования. Кроме того, предложенные в работе архитектуры ИНС не накладывают ограничений на число используемых признаков и могут применяться в моделях, использующих более обширные объемы данных для прогнозирования динамики рынков энергоресурсов.

3.6. Выводы

1. Разработаны несколько различных ИНС-моделей долгосрочного прогнозирования и оценки динамики потребления газа на региональных рынках газа, включая многослойный персептрон, рекуррентные и сверточные ИНС, гибридные модели; показана их практическая применимость.

2. Разработана методология прогнозирования потребления газа с применением ИНС-моделей, позволяющих сделать адекватную свертку результатов и повысить достоверность прогнозов.

Архитектуры ИНС-моделей прогнозирования газопотребления весьма разнообразны, и для каждого исследуемого рынка газа целесообразно выбирать наиболее подходящую архитектуру ИНС; апробация ИНС-моделей показала наилучшие результаты для ИНС прямого распространения и авторегрессионных рекуррентных ИНС для прогнозирования газопотребления в Европе, сверточной ИНС-модели – в США, авторегрессионной рекуррентной LSTM-модели – в СВА;

3. При разработке НС-моделей относительно коротких временных рядов газопотребления в ЕСГ допустимо использовать несколько видов НС-моделей,

которые на практике дают хорошие результаты – упрощение НС-моделей, процедуры регуляризации ИНС и алгоритм прореживания.

4. Научно обосновано практическое применение ИНС для прогнозирования развития потребления ПГ в ЕСГ, обусловленное не только универсальностью и обобщающей способностью ИНС, но и строгим математическим обоснованием.

5. Обоснована возможность использования ИНС в задачах долгосрочного прогнозирования развития потребления ПГ на мировых рынках, с привлечением представительных обучающих выборок, которые для многих регионов мира имеют относительно короткие ряды.

6. Автором научно обосновано, что для прогнозирования газопотребления в ЕСГ могут быть применимы следующие виды архитектур ИНС: ИНС прямого распространения или многослойный персептрон; рекуррентные ИНС; сверточные ИНС; гибридные ИНС, использующие сочетания различных ИНС.

Разработан и предложен метод учета влияния внешних факторов на объект прогнозирования – «очищение» его ретроспективного временного ряда от влияния этих факторов с последующим прогнозированием очищенного временного ряда. Фактическая динамика объекта прогнозирования будет значительно отличаться от полученного с помощью такого метода прогнозирования временного ряда, чаще всего это делает его малоинформативным для исследователя.

Разработано несколько процедур учета зависимости поведения прогнозируемого ряда от внешних факторов.

7. Представлена концептуальная модель авторегрессионной рекуррентной ИНС, использующая временной ряд газопотребления для формирования начального состояния рекуррентной ИНС. Для прогнозирования объемов газопотребления США, Европы и СВА разработаны две архитектуры ИНС – авторегрессионные LSTM-модель и GRU-модель. Результаты апробации НС-моделей показали, что модели обладают различным качеством прогнозирования для разных регионов.

8. Сравнительный анализ результатов использования различных ИНС-моделей прогнозирования газопотребления, показывает, что для каждого рынка ПГ

следует применять индивидуальные модели, обеспечивающие наилучшее качество прогноза.

ГЛАВА 4. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА И ОПТИМИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

4.1. Математическая формализация задачи оптимизации эффективности газотранспортной системы единой системы газоснабжения

Математически формальные постановки задач эффективности ГТС ЕСГ отличаются от традиционных постановок задач анализа ГТС уровня отдельных газотранспортных предприятий (региональные ГТС). В обоих случаях цель состоит в расчете значений управляющих переменных, обеспечивающих заданный режим транспорта газа при соблюдении для всех анализируемых объектов контролируемых технологических ограничений [49, 196, 197, 207].

Например, при решении задач оптимизации режимов региональных ГТС в качестве исходных данных задаются весьма детальные характеристики моделируемых объектов, а расчетными управляющими параметрами являются схемно – структурные решения и параметры режимов работы отдельных технологических объектов. Множество контролируемых технологических ограничений включает ограничения на режимы работы всех моделируемых объектов с учетом их фактического технического состояния [121, 139, 144, 145, 149, 152, 185].

Однако такие детальные модели вряд ли стоит рассматривать в качестве прототипа модели ГТС ЕСГ в целом. И дело состоит не в том, что эффективные модели оптимизации режимов реальных крупных региональных ГТС, которые обеспечивали бы приемлемое качество решений, до настоящего времени не созданы. Основная сложность моделирования ЕСГ заключается в том, что в модели ЕСГ невозможно учесть все те же технологические детали, что и в модели региональной ГТС. С теоретической точки зрения составление такой крупной модели возможно, однако ее точность может оказаться иллюзорной. Во-первых, из-за ограниченности и неточности исходных данных, используемых при ее

построении, чрезмерно сложная модель может оказаться менее точной, чем более простая. Во-вторых, усложнение модели не отвечает цели ее создания – предоставить средства поддержки для принятия решений по управлению потоками и запасами газа, а не детализировать режимы работы отдельных технологических объектов.

В связи с этим разработка детализированной математической модели ЕСГ, аналогичной традиционным для ЕСГ технологическим моделям региональных ГТС, не является целесообразным.

Более рациональным является разработка моделей, которые с приемлемой точностью имитировали течение газа в ЕСГ. Такие модели должны обеспечивать качественное соответствие формальных решений и физических особенностей протекания процессов, при этом степень их сложности должна быть соразмерна с точностью доступной информации.

В моделях должны быть сохранены компоненты, отвечающие наблюдаемым особенностям функционирования ЕСГ, значимость которых несомненна (такие как инерционность процессов течения газа, зависимость режимов от распределения давления газа в узлах системы и от режимов работы компрессорной станции (КС) и др.), но при этом они должны абстрагироваться от нюансов, малозначимых для моделирования ЕСГ в целом. Такие модели необходимы для решения различных задач оптимизации эффективности ЕСГ:

– оптимальное планирование затрат ТЭР на СТН при транспорте газа, в т.ч. при различных объемах ремонтных работ в ЕСГ;

– идентификация потоков газа в ГТС ЕСГ, прежде всего, на границах смежных ГТС, на которых отсутствуют штатные средства измерения расхода газа;

– планирование потоков газа для обеспечения пикового баланса газа в ЕСГ, в т.ч. с учетом запаса газа в ГТС ЕСГ;

– оптимизация параметров газового потока (давление, расход газа) на границах ГТС газотранспортных обществ;

– другие задачи, требующие моделирования технологических режимов течения газа в ГТС ЕСГ в целом.

При решении этих задач оптимизации ГТС искомыми являются как дискретные, так и непрерывные переменные. К первым относится схемно-структурные системные решения, например, положение кранов запорной арматуры на межсистемных газопроводах-перемычках, позволяющих маневрировать потоками газа в ЕСГ, ко вторым – величины давления газа на границах участков ГТС и др.

Необходимо особо отметить, что расчетные режимы должны быть технологичны в целом, т.е. не только на системном, но и на локальном уровне при детализации режима работы отдельных фрагментов ЕСГ, поэтому в перечень искомых переменных следует также включить параметры работы КЦ: дискретные (количество работающих параллельных групп ГПА в каждом КЦ, количество ГПА в каждой группе и др.) и непрерывные переменные (обороты центробежных нагнетателей ГПА, положения дросселирующих устройств и др.).

Высокая размерность этих задач оптимизации ГТС требует применения ИНС-моделей и методов нелинейного программирования.

Методы решения задач нелинейной невыпуклой оптимизации

Математическая постановка задачи оптимизации имеет следующий вид:

$$\min f(\boldsymbol{x}), \tag{4.1а}$$

$$\boldsymbol{x} \in \mathbb{R}^n,$$

$$\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}) = \boldsymbol{0}, \tag{4.1б}$$

$$\boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}) \leq \boldsymbol{0},$$

$$\boldsymbol{x}^L \leq \boldsymbol{x} \leq \boldsymbol{x}^U, \tag{4.1в}$$

где $\boldsymbol{x} \in \mathbb{R}^n$ – переменные с нижними $\boldsymbol{x}^L \in \mathbb{R}^n$ и верхними границами $\boldsymbol{x}^U \in \mathbb{R}^n$ (например, степени сжатия КЦ);

f: $\mathbb{R}^n \to \mathbb{R}$ – целевая функция (затраты ТЭР на СТН);

$\boldsymbol{h}$: $\mathbb{R}^n \to \mathbb{R}^l$, $\boldsymbol{g}$: $\mathbb{R}^n \to \mathbb{R}^m$ – ограничения, гладкие отображения (баланс газа в узлах расчетного графа).

Функции $f(\boldsymbol{x})$, $\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})$ и $\boldsymbol{g}(\boldsymbol{x})$ в рассматриваемых оптимизационных задачах являются нелинейными и невыпуклыми, но предполагается, что они являются гладкими и дифференцируемыми (в идеале – дважды дифференцируемыми).

Ограничения $\boldsymbol{g}(\boldsymbol{x})$ могут иметь нижние $\boldsymbol{g}^L \in (\mathbb{R} \cup (-\infty))^m$ и верхние $\boldsymbol{g}^U \in (\mathbb{R} \cup (+\infty))^m$ границы.

Для решения указанной задачи можно использовать разные методы, среди которых – метод модифицированных функций Лагранжа, метод множителей с линеаризованными ограничениями, метод последовательного квадратичного программирования, метод внутренней точки [58, 59, 60]. Последние два занимают важнейшее место среди методов решения задач вида (4.1).

Методы последовательного квадратичного программирования генерируют траекторию решения $\{\boldsymbol{x}^k\} \in \mathbb{R}^n$ так, что очередное приближение $\boldsymbol{x}^{k+1}$ ищется как стационарная точка задачи квадратичного программирования

$$\min_{x \in \blacksquare} \left\langle f'\left(x^k\right), x - x^k \right\rangle + \frac{1}{2}\left\langle H_k\left(x^k\right), x - x^k \right\rangle, \tag{4.2}$$

$$\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}^k) + \boldsymbol{h}'(\boldsymbol{x}^k)(\boldsymbol{x} - \boldsymbol{x}^k) = 0,$$

$$\boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}^k) + \boldsymbol{g}'(\boldsymbol{x}^k)(\boldsymbol{x} - \boldsymbol{x}^k) \le 0,$$

где H_k – симметричная матрица размером $n \times n$, которая аппроксимирует $\frac{\partial^2 L}{\partial x^2}\left(\bar{x}, \bar{\lambda}, \bar{\mu}\right)$, при $k \to \infty$. Здесь L: $\mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^l \times \mathbb{R}^m \to \mathbb{R}$:

$$L(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\mu}) = f(\boldsymbol{x}) + \langle \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}) \rangle + \langle \boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}) \rangle, \tag{4.3}$$

является функцией Лагранжа задачи (4.1). $\bar{\boldsymbol{\lambda}}$, $\bar{\boldsymbol{\mu}}$ являются множителями Лагранжа, отвечающим стационарной точке $\bar{\boldsymbol{x}} \in \mathbb{R}^n$, при которой тройка $(\bar{\boldsymbol{x}}, \bar{\boldsymbol{\lambda}}, \bar{\boldsymbol{\mu}})$ удовлетворяет системе Каруша-Куна-Таккера задачи (4.1):

$$\frac{\partial L}{\partial x}\left(x, \lambda, \mu\right) = 0, \qquad h(x) = 0,$$

$$\boldsymbol{\mu} \ge 0, (\boldsymbol{x}) \le 0, \qquad \langle \boldsymbol{\mu}, (\boldsymbol{x}) \rangle = 0. \tag{4.4}$$

Методы последовательного квадратичного программирования лежат в основе ряда оптимизационных пакетов, в том числе распространяемых с открытым исходным кодом, например, NLOpt [205].

Другой важный класс методов решения задачи (4.1.1) составляют *методы внутренней точки*. Основная идея методов заключается в том, чтобы заменить исходную задачу (4.1.1) последовательностью барьерных задач вида:

$$\min_{x\in[redacted]} \varphi_{\sigma_k}(x) = f(x) + \sigma_k \psi(s), \tag{4.5}$$

$\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}) = 0, \quad \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}) + \boldsymbol{s} = 0,$

где $\boldsymbol{s} \in \mathbb{R}^m$; $\{\sigma_k\} \subset \mathbb{R}_+\backslash\{0\}$ – монотонно убывающая последовательность барьерных параметров, стремящаяся к нулю;

ψ: [redacted] $\to \mathbb{R}$ – функция барьера, которая неограниченно возрастает при приближении к границе неотрицательного ортанта [redacted].

Наиболее часто используется логарифмический барьер $\psi(s) = -\sum_{i=1}^{m} \log s_i$.

Для повышения эффективности поиска методы этого класса могут использовать информацию о вторых производных, что требует вычисления матрицы Гессе для функции Лагранжа. При отсутствии матрицы Гессе используется ее аппроксимация.

Методы внутренней точки обладают высокой эффективностью на задачах большой размерности (при числе переменных и ограничений, превышающих 10^4). Эти методы лежат в основе популярных солверов, в том числе распространяемых с открытым исходным кодом, например, *IPOPT*.

Рассмотренные методы оптимизации диктуют определенные требования к модели ГТС ЕСГ. Целевые функции оптимизационных задач и функции-ограничения должны быть дифференцируемы (в идеале дважды) для выбора эффективных направлений минимизации. Дифференцирование целевой функции и ограничений требуется на каждом шаге решения задачи, поэтому представление этих функций в виде НС и привлечение механизмов автоматического дифференцирования (не требующего численного дифференцирования на основе конечных разностей) является действенным инструментом для повышения производительности вычислительного алгоритма решения задач вида (4.1).

4.2. Метод разработки комплексной нейросетевой модели сложной газотранспортной системы

ИНС $\alpha: X \to Y$ в общем случае представляет собой совокупность нелинейных функций $\chi_i(x)$, которые, в свою очередь, могут быть декомпозированы на ряд нелинейных функций со взвешенными суммами:

$$\alpha(x) = K\left(\sum_i \omega_i \chi_i(x)\right), \tag{4.6}$$

где K – некоторая определенная функция активации (например, сигмоид, гиперболический тангенс, ReLU и др.). Особенностью функции активации является гладкое отображение ее входного сигнала в выходной сигнал.

Построение ИНС требует принятия ряда решений по ее архитектуре – выбору вида сети (прямого распространения, рекуррентные, сверточные, байесовские, трансформеры, сети с механизмами внимания и т.д.), числа внутренних слоев и числа нейронов в каждом слое, вида функций активации и т.д. Широкий арсенал методов моделирования с использованием ИНС позволяет использовать их для решения различных задач анализа ГТС, требующих применения методов регрессионного анализа, методов классификации, кластеризации, моделирования временных рядов, стохастического моделирования и др.

Характерная особенность ИНС состоит в том, что они являются универсальными аппроксимирующими функциями и эффективны для пространств высокой размерности. Вместе с тем, для обеспечения требуемой точности аппроксимации в архитектуре ИНС, как правило, требуется использовать большое число внутренних слоев с большим числом нейронов в каждом слое, что требует привлечения представительных выборок для качественного обучения ИНС.

В условиях малых выборок глубокие ИНС имеют тенденцию к проявлению эффекта переобучения – запоминанию исходных данных, использующихся при обучении сети, путем подбора соответствующих весовых коэффициентов ω_i в функционале (4.6).

Переобученные ИНС демонстрируют хорошее воспроизведение обучающей выборки, но деградируют на данных, которые не использовались при обучении.

Несмотря на то, что в последнее время разработаны весьма эффективные методы регуляризации ИНС, проблема переобучения ИНС часто требует больших объемов данных для обучения [173, 174]. Особенности глубоких ИНС также накладывают определенные требования к их использованию в задачах оптимизации ГТС ЕСГ:

– для разработки ИНС участков ГТС требуется привлекать большие обучающие выборки, которые можно сгенерировать с использованием специальных прикладных вычислительных комплексов (ПВК) моделирования и оптимизации технологических режимов транспорта газа;

– применение автоматического дифференцирования требует построения целевых функций и ограничений в виде, пригодном для их использования в пакетах глубокого машинного обучения ИНС;

– ИНС предъявляют повышенные требования к вычислительным мощностям, поэтому обучение ИНС целесообразно проводить с использованием различных графических ускорителей (GPU-вычислений).

Общая формулировка предлагаемой задачи оптимизации ГТС ЕСГ состоит в построении дважды дифференцируемой аддитивной целевой функции (и ограничений), которая минимизируется с помощью одного из методов нелинейного математического программирования (см. раздел 4.1). Дифференцируемость обеспечивается за счет использования в целевой функции и ограничениях нейронных сетей – моделей участков ГТС.

Эти НС-модели фактически отображают многомерные дифференцируемые нелинейные функции многих переменных, где входными являются переменные, необходимые для прямого гидравлического расчета участка (значения давления газа на входах и выходах участка, степени сжатия КЦ), а выходными – режимно-технологические параметры работы участка (расход газа через участок, запас газа и др.). Алгоритм оптимизации ЕСГ использует эти функции для поиска оптимальных локальных значений переменных работы каждого из участков ГТС,

которые минимизируют общую целевую функцию (например, поиск степеней сжатия КЦ на участке ГТС и значений давления газа в узловых КС с целью минимизации затрат ТЭР на СТН в ЕСГ в целом).

Обучение ИНС-моделей участков осуществляется с помощью симулятора (программного комплекса моделирования режимов транспорта газа), который позволяет сгенерировать большие обучающие выборки. Каждый элемент выборки представляет собой один расчетный технологический режим транспорта газа при некоторых значениях исходных данных, которые варьируются в определенном диапазоне (в состав обучающей выборки можно включить и фактические режимы работы участков).

Обученные НС-модели участков ГТС используются в вычислительных процедурах при оптимизации ЕСГ, которые реализуют один из методов нелинейного программирования. При оптимизации ЕСГ вместо симулятора режимов работы участков ГТС используется ИНС как эффективная замена, т.к. обеспечивает высокую скорость расчетов режимов участков ГТС и автоматическое вычисление первых и вторых производных целевой функции и ограничений, необходимых для работы алгоритмов, это позволяет отказаться от численного дифференцирования исследуемых функций методом конечных разностей и кратно увеличивает скорость решения задачи оптимизации.

Необходимо отметить, что НС-модель участка ГТС, в свою очередь, может быть представлена в виде композиции НС-моделей объектов транспорта газа, которые включает в себя этот участок. Обучение таких ИНС-моделей осуществляется при помощи традиционных технологических моделей. Общая структура комплексной НС-модели ЕСГ приведена на Рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Структура комплексной НС-модели ЕСГ

Релевантным отображением ГТС ЕСГ для рассматриваемых задач оптимизации является ориентированный гидравлический граф $G = (V, E)$, где V – множество вершин, а $E \subset V \times V$ – множество дуг. Каждому участку ГТС, соединяющему вершины υ и ω графа G, отвечает дуга (υ, ω). Граф преимущественно составляется таким образом, чтобы вершинам υ и ω соответствовали так называемые узловые места распределения потоков газа в исследуемой ГТС – места соединения участков ГТС, в которых схема потоков газа претерпевает значимые изменения (например, существует разветвление потока газа). Каждой вершине в результате решения задачи оптимизации приписывается расчетная величина давления газа, а каждому ребру – величина потока газа по соответствующему ему участку ГТС и дополнительные моделируемые характеристики участка (например, объем потребления газа на СТН).

На Рисунке 4.2 показан упрощенный гидравлический граф произвольного фрагмента анализируемой ГТС.

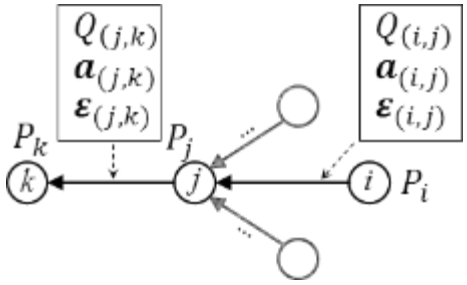


Рисунок 4.2 – Упрощенный гидравлический граф фрагмента ГТС

Без ограничения общности математической задачи оптимизации (4.1), рассмотрим постановку задачи оптимизации ГТС как задачи минимизации энергетических затрат на транспортировку газа с целевой функцией f вида:

$$f = \sum_{(i,j)\in E} C(i,j)(Pi, Pj, \boldsymbol{\varepsilon}(i,j), \boldsymbol{a}(i,j)), \qquad (4.7а)$$

где $C_{(i,j)}$ – функция затрат ТЭР на СТН участка ГТС, отображаемого дугой (i, j) расчетного графа G;

P_i, P_j – значения давления газа, необходимые для моделирования i-го участка (могут быть заданы векторами в случае нескольких входов/выходов в участок);

$\boldsymbol{\varepsilon}_{(i,j)}$ – степени сжатия КЦ;

$\boldsymbol{a}_{(i,j)}$ – вектор характеристик участка ГТС, отвечающего дуге (i, j).

Технологический расчет выполняется с соблюдением ограничений в виде равенств – нелинейных уравнений баланса газа в узлах графа:

$$gk = \sum_{i\in Ni,k} Q(i,k) - \sum_{j\in Nk,j} Q(k,j) + \Delta k = 0, \qquad \forall k \in N, \qquad (4.7б)$$

где N – множество вершин графа;

$N_{a,b}$ – множество вершин графа, для дуги (a, b); $Q_{(i,j)} = Q_{(i,j)}(P_i, P_j, \boldsymbol{\varepsilon}_{(i,j)}, \boldsymbol{a}_{i,j})$ – нелинейная функция, связывающая объем поставки газа по дуге (i, j) с величинами давления газа в вершинах i, j;

Δ_i – разность между локальным поступлением газа в узел и его распределением. Вектор-функции вида

$$\boldsymbol{\varphi}(i,j) = (C(i,j)(Pi, Pj\ , \boldsymbol{\varepsilon}(i,j), \boldsymbol{a}i,j), Q(i,j)(Pi, Pj\ , \boldsymbol{\varepsilon}(i,j), \boldsymbol{a}i,j)\ ), \qquad (4.7в)$$

представляются глубокими нейронными сетями, которые связывают между собой входные параметры модели участка ГТС и соответствующие им величины объема транспортируемого газа и потребления ТЭР.

В рассматриваемой задаче оптимизации искомые переменные – это величины давления газа в вершинах графа P и значения степеней сжатия КЦ $\boldsymbol{\varepsilon}_{(i,j)}$, на которые наложены ограничения-неравенства вида:

$$Pk,min \le Pk \le Pk,max, \forall k \in N, \qquad (4.8)$$

$$\varepsilon l,min \le \varepsilon l \le \varepsilon l,max, \forall l,$$

где S – множество компрессорных цехов рассматриваемой ГТС.

Кроме того, должны быть заданы условия на входах и выходах системы в количестве, достаточном для получения однозначного решения. Решение собственно задачи оптимизации осуществляется с помощью различных методов нелинейного невыпуклого программирования.

НС-модель участка ГТС $\boldsymbol{\varphi}_{(i,j)}$ (4.7в) представляет собой глубокую ИНС с несколькими внутренними слоями, которая позволяет описать технологические режимы работы участка в широком диапазоне возможных условий его эксплуатации. ИНС имеет несколько входов (давление газа на входе и выходе участка ГТС, степень сжатия компрессорных цехов и др.) и несколько узлов выходов (прогнозируемый расход газа через участок, потребление ТЭР на СТН, объем аккумулированного газа в трубопроводах).

Обучение ИНС-моделей участков ГТС предусматривает формирование обучающей выборки, каждый элемент которой представляет собой один пример технологического режима работы рассматриваемого участка ГТС. Для каждого варианта сочетаний схемно-структурных решений и параметров работы технологических объектов выполняется прямой расчет режима работы участка ГТС. Параметры этого расчетного режима используются при обучении ИНС-модели как размеченные данные. Например, модель может связывать между собой значения давления газа на границах участка $p_{\text{н}}$, $p_{\text{к}}$ и несколькими расчетными значениями (расход газа через участок q, мощность, потребляемая КЦ $N_{\text{потр}}$ и др.) при заданных значениях степеней сжатия КЦ $\boldsymbol{\varepsilon}_{\text{КЦ}}$. Для обучения такой ИНС-модели потребуется получить представительные выборки, содержащие эти данные – параметры технологических режимов работы рассматриваемого участка ГТС в широком диапазоне варьирования исходных данных для расчета режимов – $p_{\text{н}}$, $p_{\text{к}}$, $\boldsymbol{\varepsilon}_{\text{КЦ}}$ (а также других характеристик режима, например, объема попутного потребления газа). Универсальная теорема аппроксимации дает теоретическое обоснование возможности разработки ИНС-модели, аппроксимирующей интересующие нас функции многих переменных с любой точностью.

Исходные данные для обучения ИНС-моделей могут быть практически получены двумя способами – из баз фактических данных систем поддержки

принятия диспетчерских решений или в результате генераций этих данных на прикладных ПВК анализа и оптимизации режимов транспорта газа.

Применение ПВК является эффективным способом получения сколь угодно обширных обучающих выборок. Компьютерная модель, используемая в ПВК, включает уравнения гидравлического и теплового расчета линейных участков ГТС и активных элементов. На каждом шаге формирования обучающей выборки для расчета технологического режима должны быть заданы условия на входах и выходах системы в количестве, достаточном для получения однозначного решения.

Наряду с этим, ПВК должен иметь высокую вычислительную производительность, а также быть приспособленным для его интеграции в пакет прикладных программ (ППП) цифрового обучения ИНС-моделей. Учитывая эти требования, предложен новый высокопроизводительный алгоритм анализа режимов работы газотранспортных коридоров, который использует ИНС-модели объектов ГТС. Алгоритм реализован в виде ППП – специального нейрогидравлического симулятора технологических режимов участков ГТС.

Основная задача нейрогидравлического симулятора состоит в подготовке представительных выборок для обучения ИНС-моделей фрагментов ЕСГ. Нейрогидравлический симулятор отображает модель стационарного течения газа по газопроводам $Q(t,\ x) = const$, где Q – расход газа, t – время, x – линейная координата. Гидравлический граф участка ГТС описывается матрицей связи расчетных объектов (линейных участков, компрессорных цехов (КЦ) и др.) и матрицей связи узлов графа и объектов поставщик/потребитель газа; какие-либо особые ограничения на структуру графа ГТС не накладываются. Для расчетов режимов участка ГТС с использованием гидравлического графа заданы:

– матрица связей объектов, матрица связи узлов и объектов вход/выход ГТС;

– параметры всех объектов ГТС, в объеме, достаточном для анализа каждого объекта;

– параметры газовых потоков от источников поставки газа в участок: давление, температура газа, плотность газа при стандартных условиях;

– значения давления газа на выходах участка;

– объемы попутного потребления газа;

– ограничения по давлению газа $P_{min} \le P \le P_{max}$ для каждого узла.

В результате анализа одного режима должны быть рассчитаны режимно-технологические параметры каждого объекта ГТС:

– давление, температура газового потока в каждом узле расчетного графа;

– расход газа через каждый объект расчетной схемы;

– режимно-энергетические показатели каждого КЦ;

– агрегированные показатели режима участка ГТС в целом, включая затраты ТЭР на транспорт газа, стоимостные затраты, объем газа, аккумулированного в трубопроводах (запас газа) и т.д.

Расчеты многократно повторяются для формирования большой обучающей выборки, которая используется для обучения ИНС-модели участка ГТС. На каждом шаге используется следующая вычислительная процедура.

1. Расчет любые объектов ГТС, режим которых может быть представлен моделью $\varphi(\boldsymbol{a}, \boldsymbol{b}, \boldsymbol{c})$, где φ – ИНС, $\boldsymbol{a}$ **–** параметры объекта, $\boldsymbol{b}$ – параметры газового потока на входе и выходе объекта, $\boldsymbol{c}$ – режимно-энергетические ограничения. Например, для трубопроводов параметры объекта включают в себя все параметры, необходимые для расчета режима его работы, ограничения накладываются на параметры газового потока (например, по p_{max} **–** максимальному значению давления газа). Для КС вектор $\boldsymbol{a}$ включает в себя степени сжатия цехов, а также параметры, необходимые для оценки потребляемой мощности КЦ, например, по укрупненной формуле. Нейронная сеть φ – нейросетевая модель объекта – заранее обучается на выборке, полученной путем варьирования параметров технологической модели объекта в широком диапазоне его возможных условий эксплуатации.

2. Для всех узлов графа, в которых не задано давление газа, задаются начальные приближения $p_i^{\text{узл}}$. Процедура задания начальных приближений

строится таким образом, чтобы для каждого ребра существовал допустимый расчетный режим.

3. После того, как заданы начальные приближения, для каждого *i*-го ребра рассчитывается расход газа на входе и выходе $q^{+}_{(i,j)}$, $q^{-}_{(i,j)}$ и составляется (в соответствии с первым законом Кирхгофа для гидравлической цепи) функционал суммарного дисбаланса газа в узлах расчетного графа:

$$F = \min_{p_l} \sum_{i \in M_i} \left[\sum_{j \in M_j^+} q^{+}_{(i,j)}\left(p_i, p_j\right) - \sum_{j \in M_i^-} q^{-}_{(i,j)}\left(p_i, p_j\right) + Q_i^+ - Q_i^- \right]^2, \qquad (4.9)$$

где M_i – множество узлов, для которых формируются уравнения баланса потоков;

i – номер узла;

M_i^+ – множество дуг, входящих в -й узел;

M_i^- – множество дуг, выходящих из i-го узла;

$q^{+}_{(i,j)}$ – расход газа, поступающий в i-й узел по дуге ребру j;

$q^{-}_{(i,j)}$ – расход газа, выходящего из i-го узла по ребру j;

Q_i^+ – расход газа внешнего поставщика в i-й узел;

Q_i^- – расход газа внешнего потребителя из i-го узла.

Расчет расхода газа $q^{+}_{(i,j)}$, $q^{-}_{(i,j)}$ выполняется с помощью заранее обученной ИНС-модели, соответствующей ребру j, что позволяет обеспечить дифференцируемость F. Например, если ребро j представляет собой линейный участок газопровода, используется ИНС-модель линейного участка.

4. Используется автоматическое дифференцирование ИНС и рассчитываются частные производные функции F по искомым параметрам $\boldsymbol{p}_i$, которые используются для его минимизации. Особенностью процедуры является то, что она не требует линеаризации системы нелинейных уравнений баланса газа в узлах.

При выполнении вычислительной процедуры для балансирования потоков газа используют алгоритмы оптимизации, для задач обучения глубоких ИНС, например, алгоритмы Adam [183], RMSprop [178] и другие скоростные алгоритмы, реализованные в ППП глубокого машинного обучения ИНС.

4.3. Методика автоматизированного машинного обучения модели газотранспортной системы

Для обучения НС-модели линейного участка разработана архитектура ИНС, состоящая из трех полносвязных внутренних слоев с 32 нейронами в каждом слое. В качестве функции активации нейрона используется нелинейная функция ReLU, алгоритм оптимизации – Adam с шагом 0.005, который экспоненциально снижается до величины 10^{-4}, начиная с эпохи обучения с номером 10^3.

В качестве функции потерь используется среднеквадратичное отклонение:

$$MSE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(Y_i - \hat{Y}_i\right), \tag{4.10}$$

где n – число прогнозируемых точек данных;

$\hat{Y}_i$ – вектор значений, характеризующих гидравлический режим работы линейного участка, которые рассчитаны в соответствии с моделью, регламентированной нормативом;

Y_i – вектор тех же значений, рассчитанных на выходах обучаемой нейронной сети.

Для оценки качества прогнозов, выполняемых ИНС, применяют метрику среднего абсолютного отклонения:

$$MAE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left|Y_i - \hat{Y}_i\right|, \tag{4.11}$$

Обучающая выборка состоит из более 10^5 примеров, тестовая выборка (для проверки адекватности модели) – $2\cdot10^3$ примеров.

Каждый обучающий пример – это один технологический (гидравлический и тепловой) расчет стационарного режима течения газа по линейному участку

газопровода. Необходимо отметить, что вычислительные затраты для генерации обучающих примеров незначительны, поэтому используется достаточно большая обучающая выборка.

ИНС принимает на входе параметры, необходимые для расчета технологического режима линейного участка ГТС: длина газопровода, диаметр, толщина стенки труб, значения давления газа на входе и выходе газопровода, а также ряд других, регламентированных нормативом параметров.

Результат прогнозирования – это величина расхода газа через газопровод, запас газа и температура газа на выходе газопровода.

Для формирования обучающей выборки использован гидравлический калькулятор режимов работы газопроводов, программно реализованный на языке программирования Python.

Исходные данные для проведения вычислительных экспериментов: параметры, характеризующие газопровод и условия его работы, варьировались в некотором диапазоне значений, характерных для эксплуатируемых в Российской Федерации газопроводов. Для повышения эффективности обучения ИНС выполнена нормализация данных [65, 67].

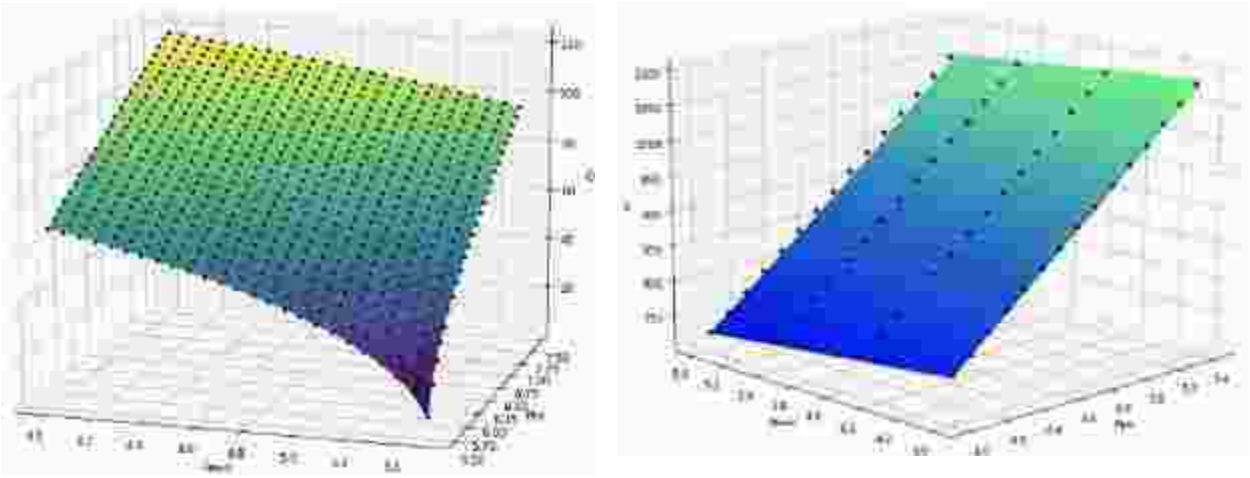
Обучение ИНС проводилось в пакетном режиме с размером батча, равным 128. Для проведения вычислительных экспериментов использован пакет глубокого машинного обучения TensorFlow [162, 163] с GPU-вычислениями.

Результаты вычислительных экспериментов показали, что разработанная архитектура ИНС сложной ГТС обеспечивает высокую точность аппроксимации зависимости между параметрами течения газа в газопроводе.

Число эпох обучения ИНС, в течение которых модель достигает высокой точности (метрика MAE ниже 0.01), составляет около 500, что требует небольших вычислительных затрат на типовом ПК. При этом ИНС-модель не переобучается и не требует применения каких-либо специальных процедур регуляризации ИНС.

На Рисунке 4.3а приведен пример прогнозирования расхода газа через участок ГТС газопровода диаметром 1 420 мм протяженностью 120 км. Аппроксимирующая поверхность построена на основе прогнозов обученной ИНС.

Черными шарами показаны расчетные значения, полученные в узлах расчетной сетки путем применения формул гидравлического расчета стационарного режима течения газа по линейному участку газопровода, которые регламентированы нормативом. Из рисунка видно, что ИНС весьма точно аппроксимирует зависимости между параметрами течения газа по рассматриваемому участку. Значения формальных метрик (9) и (10) также свидетельствуют о высокой точности аппроксимации.



(а) – линейный участок ГТС

(б) – участок ГТС с несколькими КС

Q – расход газа, млн м^3/сут; $P_{вх}$, $P_{вых}$ – давление газа на входе и выходе, МПа.

Рисунок 4.3 – Геометрическая поверхность аппроксимация зависимости расхода газа от граничных значений давления газа с помощью ИНС

Для обучения ИНС-модели участка ГТС сформирована архитектура нейронной сети, аналогичная модели линейного участка, но с увеличенным до 256 числом нейронов во внутренних слоях ИНС. Использованы аналогичные функции активации нейрона, алгоритм оптимизации и метрики.

ИНС принимает на входе параметры, необходимые для расчета технологического режима коридора магистральных газопроводов с КС, включая значения давления газа на входах и выходах участка ГТС, число КС, степени сжатия на КС, а также другие параметры, необходимые для прямого расчета режима работы ГТС. Результатом прогнозирования является величина расхода газа

через участок ГТС, запас газа в газопроводах участка, а также потребляемая мощность КС.

Для формирования обучающей выборки использован нейрогидравлический симулятор режимов работы участков ГТС. В расчетной процедуре балансирования потоков газа в ГТС используется описанная нейросетевая модель линейного участка и модель КС.

Обучающая выборка включает в себя 5 000 примеров, тестовая выборка (на которой проверяется качество модели) – 500 примеров. Каждый пример представляет собой один технологический (гидравлический и тепловой) расчет стационарного режима течения газа по участку ГТС. Исходные данные – параметры, характеризующие участок ГТС и условия его работы, варьировались в некотором диапазоне значений, характерных для эксплуатируемых в Российской Федерации коридоров магистральных газопроводов. Для повышения эффективности обучения нейронной сети выполнена нормализация данных. Обучение также проводилось в пакетном режиме с размером батча, равным 16, с использованием пакета TensorFlow [162, 163] и GPU– вычислениями. В качестве оптимизационного алгоритма при балансировании потоков газа в ГТС использовался алгоритм Adam с шагом 0.05.

Результаты вычислительных экспериментов показали, что предложенная структура комплексной НС способна с высокой точностью аппроксимировать зависимости между параметрами течения газа в участке газопроводов. Число эпох обучения, в течение которых модель достигает высокой точности, составляет около 10^4. Модель не переобучается, не требует применения регуляризации.

На Рисунке 4.3б приведена геометрическая поверхность прогнозирования расхода газа через участок с использованием полученной нейросетевой модели. Аппроксимирующая поверхность построена на основе прогнозов нейронной сети, обученной с помощью разработанного нейрогидравлического симулятора режимов ГТС. Черными шарами обозначены расчетные значения, в некоторых узлах расчетной сетки с использованием отечественного промышленного ПВК

моделирования режимов транспорта газа, в котором реализованы классические стационарные гидравлические модели режима участка ГТС.

В качестве примера выбран участок ГТС с 10 нитками газопроводов диаметром 1 420 мм и тремя КС. Отметим, что на рисунке представлена одна из проекций расчетного режима в трехмерном пространстве с координатами «давление газа на входе в участок – давление газа на выходе из участка – расход газа через участок» при некоторых фиксированных значениях степеней сжатия КС.

Из Рисунка 4.3б следует, что ИНС весьма точно аппроксимирует зависимости между параметрами, течения газа по участку ГТС – результаты прогнозов ИНС близки к значениям, рассчитанным с применением ПВК. Значения формальных метрик (9) и (10) также свидетельствуют о высокой точности аппроксимации.

Анализ применения результатов обученной ИНС позволяет сделать следующие выводы:

1. в отличие от ПВК, в котором поиск расчетного режима предусматривает проведение итерационных вычислительных процедур, обладает высокой скоростью прогнозирования;

2. дифференцируемость по входным параметрам, при этом вычисление частных производных требует малых вычислительных затрат.

Эти свойства обученной ИНС обеспечивают высокую производительность алгоритмов анализа и оптимизации ГТС ЕСГ, которые используют ИНС-модели участков ГТС.

С помощью инструментальных сервисов, пакета TensorFlow [162, 163], обученные ИНС-модели нескольких участков ГТС позволяют решать задачи оптимизации режимов крупных ГТС и ГТС ЕСГ в целом.

4.4. Методические основы оптимизации крупной газотранспортной системы с использованием комплекса нейросетевых моделей

Методика оптимизации эффективности крупной ГТС изложена на оптимизации фрагмента ЕСГ, представленного на Рисунке 4.4. Рассматриваемая

подсистема ЕСГ расположена на значительной части территории страны и обеспечивает транспортировку газа от месторождений северных районов Тюменской области (СРТО) в Центральную Россию и в Поволжье.

Оптимизируемая ГТС состоит из 16 многониточных участков ГТС, преимущественно сооруженных из труб диаметром 1 420 мм с проектным давлением 7,45 МПа, каждый участок включает в себя несколько КС. Общее количество КС составляет 57 ед.

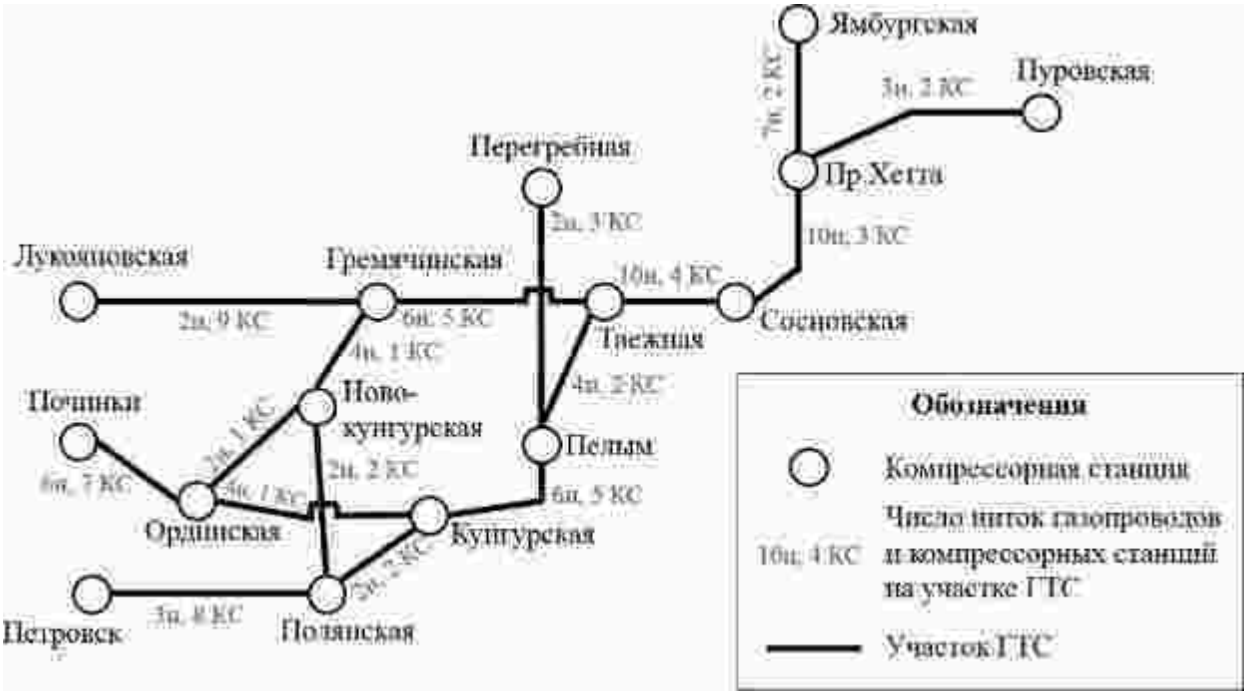


Рисунок 4.4 – Агрегированная схема крупной газотранспортной системы

В соответствии с методами, изложенными выше, в среде Python разработан гидравлический граф ГТС. Рассмотрен зимний режим транспортировки газа. Для всех участков ГТС с помощью разработанного нейрогидравлического симулятора выполнено обучение НС-моделей. Результаты прогнозов этих НС-моделей верифицированы по расчетно-технологическим паспортам соответствующих участков ГТС, которые содержат результаты расчетов технически возможной пропускной способности участков при фактически сложившейся геометрии линейной части, техническом состоянии оборудования и разрешенных рабочих давлениях.

Верификация ИНС-модели показала адекватность построенных НС-моделей и возможность их применения для решения задач оптимизации ГТС ЕСГ.

В вычислительных экспериментах рассматривались две оптимизационные задачи:

– минимизация затрат ТЭР на транспортировку заданного объема газа;

– расчет максимальной пропускной способности ГТС.

В качестве граничных условий задавались значения давления газа на входах (КС Ямбургская, КС Пуровская, КС Перегребная) и выходах ГТС (КС Лукояновская, КС Починки, КС Петровск).

В первой задаче на выходах ГТС дополнительно задавались минимально необходимые объемы транспорта газа. Объемы попутного потребления газа принимались равными значениям, характерным для январского периода эксплуатации системы.

В обеих задачах управляющими (оптимизирующие) переменными выбраны значения давления газа на границах смежных участков ГТС, а также степени сжатия КЦ. Расчетные значения также включали в себя расходы газа через каждый участок, величины аккумулированного объема газа в участках (запас газа), значения потребляемой мощности КС и затрат топливного газа.

Апробации предложенного метода выполнена на основе метода внутренней точки с помощью оптимизационного пакета IPOPT, который предоставляет широкие возможности по настройке параметров расчетных процедур, которые варьировались в экспериментах. Автоматическое дифференцирование НС-моделей участков ГТС, которое требовалось при вычислении градиентов целевой функции и ограничений по управляющим параметрам, выполнялось с применением пакета машинного обучения TensorFlow [162, 163].

Результаты вычислительных экспериментов:

– предложенные методики, НС-модели и инструменты обеспечивают решение рассмотренных задач оптимизации;

– расчетные оптимальные режимы ГТС технологичны и отвечают сложившейся практике управления ГТС; например, модель стремится

поддерживать высокие степени сжатия на первых по ходу газа КС и высокий уровень запаса газа в ГТС, что отвечает эмпирическим правилам оптимального управления ГТС;

– время решения задач является приемлемым для использования предложенных моделей на практике, использование матрицы Гессе для функции Лагранжа улучшает сходимость вычислительной процедуры;

– решение задачи оптимизации модель чувствительно к начальному приближению; поиск хороших начальных приближений, в том числе с использованием технологий ИИ, является перспективным направлением развития модели.

Предложенные методы, алгоритмы и инструменты могут быть применены для оптимизации эффективности работы ГТС ЕСГ в целом. Они не накладывают ограничений (на структуру ГТС, количество переменных и др.), которые были бы существенны для моделирования ЕСГ. Детальная декомпозиция ЕСГ, которая принята в газовой отрасли, включает около 100 участков ГТС, при этом методы внутренней точки, как отмечалось ранее, обладают высокой эффективностью на задачах значительно большей размерности.

Для подтверждения работоспособности НС-моделей в задачах оптимизации с размерностью, равной размерности задач оптимизации ЕСГ, проведены вычислительные эксперименты по моделированию режима работы условной ГТС произвольной структуры с числом участков, равным 100. Расчеты выполнялись с использованием метода внутренней точки (с применением программного пакета IPOPT) и метода последовательного квадратичного программирования (с применением программного пакета NLOpt).

Результаты вычислительных экспериментов показали, при большой размерности НС-модель является работоспособной, однако число вычислительных процедур возрастает. Необходимо отметить, что реализованные алгоритмы в настоящее время не используют параллельных вычислений градиентов целевых функций и ограничений по параметрам работы участков ГТС (число таких

вычислений в используемых методах весьма существенно и колеблется в диапазоне от 10^4 до 10^6), что является предметом их дальнейшего совершенствования.

4.5. Метод поддержки принятия решений по автоматизированному фасетно-иерархическому составлению материально-энергетических балансов сложных химико-энерготехнологических систем

При анализе технико-экономической эффективности сложных химико-энерготехнологических систем одной из важнейших задач является идентификация аппаратов и подсистем как элементов потенциального повышения показателей энергоресурсосбережения систем в целом. При этом необходимо не только выявить потенциальные возможности, но и определить значимость их влияния на эффективность систем в целом. Предложен фасетно-иерархический метод автоматизированного составления и решения систем уравнений материально-энергетического баланса произвольных аппаратов и подсистем, который позволяет идентифицировать места потерь энергии, а также оценивать влияние найденных потерь на энергоресурсоэффективность всей ХЭТС. Для автоматизированного составления и расчета систем уравнений материально-энергетического баланса ХЭТС, используется формализованное понятие множества фасетов. Фасеты – это специальные различных видов множества: подсистем; аппаратов; технологических потоков; параметров состояний и физико-химических свойств потоков ХЭТС; конструкционных и технологических параметров аппаратов и отдельных химико-технологических процессов [51].

Современные промышленные производства химического и нефтегазохимического комплекса [33, 34], а также газотранспортные системы поставки исходного углеводородного сырья представляют собой сложные ХЭТС. Важнейшая задача анализа энергоресурсоэффективности ХЭТС представляет собой трудоемкую сложную задачу составления и решения многомерных систем материально-энергетического баланса ХЭТС, которая может быть автоматизирована с использованием предлагаемого фасетно-иерархического метода.

При автоматизированном расчете материально-энергетического баланса ХЭТС используется алгоритм прямо-последовательного расчета от аппарата к аппарату с минимальным числом разрываемых (итерируемых) обратных технологических потоков. Для сильносвязанных сложных многокомпонентных ХЭТС, имеющих значительное количество перекрестных связей и рециклов, используются топологические методы определения минимального количества разрываемых обратных потоков.

Предлагаемый фасетно-иерархический метод автоматизированного составления и расчета материально-энергетических балансов сложных ХЭТС позволяет автоматизировать этот сложный процесс, обладает свойством масштабирования на другие классы технологических систем, может быть использован при разметке больших массивов данных для задач формирования обучающих выборок при работе с ИНС. В основе предлагаемого фасетно-иерархического метода лежит классификация всех множеств ключевых фасет и описание их иерархий, обеспечивающие полное рассмотрение всех возможных параметров ХЭТС и их элементов.

Рассмотрим подробную характеристику всех используемых фасет (фасет 1 – фасет 12), которые необходимы для реализации формализованной автоматизированной процедуры автоматизированного составления и решения систем уравнений материально-энергетического баланса сложных ХЭТС.

Фасет 1: ПРОДУКТ (P) – первичный или вторичный энергоресурс или поток вещества. Для каждого продукта возможна своя иерархическая вложенность, включая информацию о покомпонентном составе ресурса.

Фасет 2: ЦЕПЬ СТОИМОСТИ или (цепь поставок) (V) – для предприятий химического и нефтегазохимического комплекса – это совокупность различных элементов или предприятий, минерально-сырьевых источников, мест добычи, предприятий переработки, транспорта и хранения сырья до конечного распределения продуктов, потребления и переработки продуктов и составления материально-энергетического баланса. Для каждого элемента или предприятия

цепи стоимости (цепи поставок) формируется своя иерархия соответствующих объектов и их составных элементов.

Фасет 3: НАПРАВЛЕНИЕ (D) – ключевой элемент в задачах автоматизированного составления балансов, позволяющий задать направление движения энергетического или материального потока по отношению к базовому объекту. Например, для месторождения прямое направление соответствует добыче ПГ (нефти), а обратное – закачке в пласт. Аналогично различаются потоки отбора/закачки в ПХГ, технологические процессы сжижения и регазификации, импорта/экспорта и другие химико-технологические процессы.

Фасет 4: ФУНКЦИЯ (F) – параметр системы или ее составляющего элемента подсистемы, может быть как физическим, так и химическим показателем, а также финансово-экономическим показателем или некоторой безразмерной величиной.

Фасет 5: ТЕРРИТОРИЯ (R) – региональное расположение ХЭТС. Может представлять отдельную страну, объединение государств, регион, район, город, конкретного потребителя. Внутри этого фасета используется иерархический подход в соответствии с международными классификаторами.

Фасет 6: КОМПАНИЯ (C) – обозначает конкретную компанию (предприятие) – потребитель или поставщик, а также указывает иерархическую структуру этой компании – ее дочерние и внучатые компании.

Фасет 7: ЖИЗНЕННЫЙ ЦИКЛ (L) – указывает этап жизненного цикла ХЭТС: этап НИОКР; предынвестиционный этап; проектирование; строительство; техническое обслуживание, ремонт; эксплуатация; реконструкция; ликвидация и др.

Фасет 8: ИСТОЧНИК (S) – для сложных ХЭТС свойственны различные источники сырья, энергии и информации для каждого объекта ХЭТС или ЦП, что требует соответствующего учета различных видов источников.

Фасет 9: ПЛАН-ФАКТ (A) – обозначает фактическое, плановое, прогнозное значение или оценку какого-либо технологического параметра или ресурса.

Фасет10: ВРЕМЯ (T) – задает иерархическую временную метку в зависимости от необходимости с нужной детализацией расчета балансов от года до

суток или часов суток. Вторая дата может указывать конец временного диапазона расчета балансов.

Фасет 11: ОПЕРАЦИЯ (O) – позволяет задать начало или конец периода расчета баланса, среднее, максимальное или минимальное значение и другие признаки какого-либо параметра. Например, пиковый спрос продукта или минимальные уровни отбора ресурса.

Фасет 12: РАЗМЕРНОСТЬ (U) – задает размерность какого-либо технологического, конструкционного или экономического показателя, включая необходимый порядок значения.

Математическое описание уравнений материально-энергетического баланса ХЭТС или составляющих ее элементов (подсистем) производится с применением релевантных для ХЭТС набора фасетов с разделением через «точку». Уровни иерархии в пределах каждого фасета указываются через «дефис». Сложно-составные элементы на одном уровне иерархии ХЭТС указываются через «нижнее подчеркивание».

Например, следующее формально фасетное описание:

.PG.VF.DF.FQ.RRU-ORE.CG.TM2025-11.AF.UG-CM

соответствует фактическим (.AF) объемам (.FQ) добычи (.VF.DF) природного газа (.PG) в Оренбургской области России (.RRU-ORE) компанией Газпром (.CG) в октябре 2025 год (.TM2025-10) в миллиардах кубических метров (.UG-CM).

При решении задачи повышения энергетической эффективности ХЭТС необходимо использовать не один показатель, а взаимосвязи между различными показателями. С этой целью в предлагаемом фасетно-иерархическом методе возможно указание нескольких фасетов одного вида, например, для обозначения процесса физического преобразования состояния или химического превращения одного продукта в другой, процесса передачи энергии между регионами, компаниями или предприятиями, а также по цепи создания стоимости или ЦП [6, 7]. Возможно применение совокупности трех и более фасетов для обозначения направления в ЦП, по которому происходит передача энергии.

Например, следующее описание:

PNGL.VT.DF.FQ.CG-DOR.C2G-NCS.TY2024.UM-T – соответствует объемам (.FQ) ШФЛУ (.PNGL), транспортируемым (.VT) от компании Газпром добыча Оренбург (.CG-DOR) в направлении (.DF) компании Газпром нефтехим Салават (.C2G-NCS) в миллионах тонн (.UM-T).

Предложенный метод позволяет четко разделить при составлении баланса расходную и приходную части материально-энергетического баланса, а главное, проанализировать взаимосвязи между подсистемами и проанализировать при расчете «сбалансированность» этих связей [8]. В терминах предложенного фасетно-иерархического метода различаются сущности «вход из системы А в систему В» и «вход в систему В из системы А», что соответствует реальному положению, когда на границе транспорта материального потока ХЭТС могут быть установлены в ЦП контрольно-измерительные приборы как на стороне поставщика, так и потребителя.

Для задач составления и расчета материального баланса ХЭТС с учетом покомпонентного состава технологических потоков используется иерархия продуктового фасета с указанием конкретного химического компонента, при этом абсолютное или относительное значение показателя определяется фасетом размерности. Тем самым достигается возможность составления материального баланса не только по отдельным продуктам, но и по отдельным химическим компонентам сложного продукта.

Автоматизация процедуры структурного анализа сложных ХЭТС и составления материально-энергетического баланса ХЭТС осуществляется за счет использования специального цифрового инструментария, реализованного как плагин (надстройка) к стандартным электронным таблицам Excel (Рисунок 4.5).

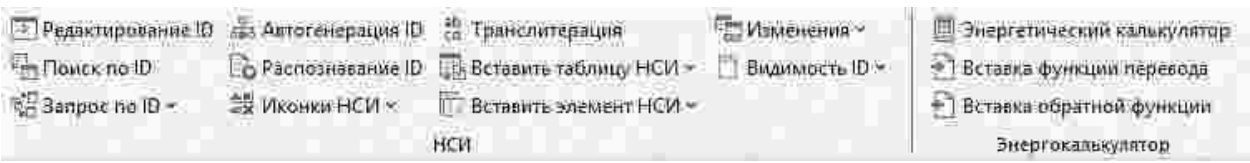


Рисунок 4.5 – Интерфейс пакета прикладных программ в виде таблиц Excel

Архитектура разработанного ППП состоит из следующих основных программно-информационных и визуализирующих блоков: **Блок A** – Редактор идентификатора; **Блок B** – Модуль поиска по идентификатору; **Блок C** – Запрос по идентификатору; **Блок D** – Модуль автогенерации идентификаторов; **Блок E** – Модуль распознавания идентификаторов; **Блок F** – Модуль доступа к спискам НСИ; **Блок G –** Энергетический калькулятор; **Блок H** – Модуль формирования графического иконографического изображения для заданного идентификатора.

Разработанный ППП реализован на языках программирования C++ и Python, а для взаимодействия с электронными таблицами используются VBA и JavaScript. Также обеспечивается интеграция со специальным программным обеспечением.

Далее изложим основные назначения и режимы функционирования каждого блока ППП.

Блок А. **Редактор идентификаторов**, позволяет вручную провести выбор значений по каждому фасету и соответствующей иерархии на основе загруженных в ППП базу справочников НСИ. Ниже приведен интерфейс редактора идентификаторов для примера поиска объемов газа сеноманской залежи Западно-Таркосалинского месторождения, добываемых ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и поставляемых в магистральный газопровод «КС Новоуренгойская – КС Пангоды» газотранспортной системы ООО «Газпром трансгаз Югорск» в октябре 2025 года в миллионах кубических метров (см. Рисунок 4.6).

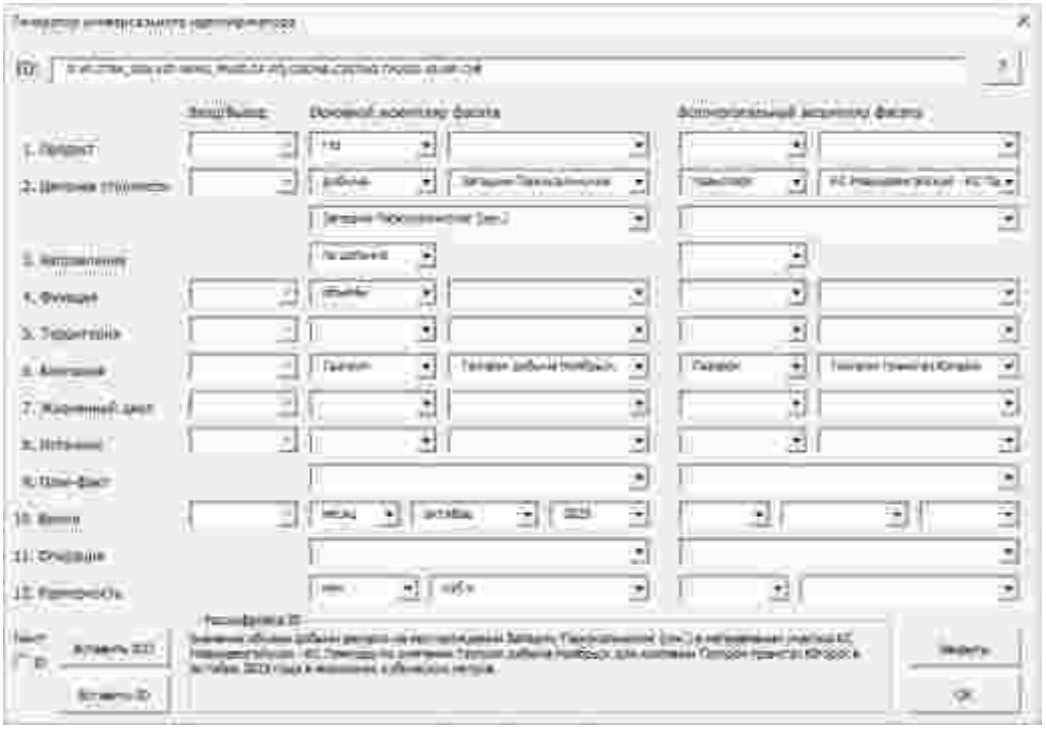


Рисунок 4.6 – Интерфейс блока А – редактор идентификаторов

Блок В. **Модуль поиска по идентификатору**, реализует процедуры автоматического преобразования стандартных лексических запросов пользователя на естественном языке в требуемый идентификатор с последующим поиском по математическим моделям ХЭТС или в базе данных. Блок В позволяет также выполнять групповые операции между параметрами ХЭТС для выбранных диапазонов времени, включая сравнение, поиск корреляций, построение графиков. При использовании этого ППП в составе цифровых двойников ХЭТС реализуется возможность проведения вычислений по продукционным правилам «что – если», «каким должно быть – чтобы», а также проведение оптимизационных расчетов ХЭТС с возможностью задания ограничений на соответствующие технико-экономические показатели (ТЭП) ХЭТС. При выполнении расчетов/запросов по нескольким идентификаторам они разделяются символом «двоеточие».

При выполнении операций над множеством идентификаторов возможно указание макси поиска в соответствии с общепринятым шаблоном: «*» – несколько любых символов, «?» – один любой символ.

Блок C. **Запрос по идентификатору** – реализует аналогичный поиск по идентификатору, но выполняет сразу для группы выделенных показателей, заданных описанием на естественном языке или с помощью идентификаторов.

Блок D. **Модуль автогенерации идентификаторов** – проводит анализ материально-энергетических балансов или любых списков показателей энергоресурсоэффективности ХЭТС с учетом их представления со смещением в зависимости от вложенности показателя и автоматически формирует соответствующий им список идентификаторов.

Блок E. **Модуль распознавания идентификаторов** позволяет для заданного идентификатора автоматически сформировать его текстовое описание на естественном языке.

Блок F. **Модуль доступа к спискам нормативно-справочной информации (НСИ)** или отдельным значениям НСИ. Для вставки отдельного показателя НСИ существует возможность иерархического доступа к конечным элементам. Также пользователь может самостоятельно редактировать списки НСИ в диалоговом режиме эксперта.

Блок G. **Энергетический калькулятор** производит преобразования не только из одной размерности в другую в пределах заданного типа параметра, но и преобразование из одного типа параметров ХЭТС в смежные с учетом сохранения энергосодержания преобразуемых продуктов. Например, преобразование тонны СПГ в ккал или вагона каменного угля в тысячу метров кубических ПГ. При этом автоматически создаются идентификаторы начального и конечного фасетов размерности (.U).

Блок H. **Модуль формирования иконографического изображения** для заданного идентификатора.

Этот модуль позволяет формировать уникальное для каждого показателя мнемографическое изображение, где каждому фасету соответствует свой элемент иконографического изображения. Указанная опция необходима для удобства оперативной идентификации любого технологического и технико-экономического

показателя, так как общее количество сочетаний фасетов превышает миллиард вариантов.

На Рисунке 4.7 приведены примеры мнемографического изображения ряда показателей функционирования ХЭТС.

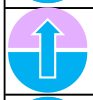
Иконка	Идентификатор показателя	Расшифровка идентификатора
	.PG.VR.FS	геологические запасы природного газа
	.PG.VF.DF.FQ.TM	месячная добыча природного газа
	.PO.VF.DR.FQ.TY	годовые объемы закачки нефти в пласт
	.PC.VT.DF.FQ.TD	суточные объемы транспортировки угля
	.PE.VC.DF.FQ.TM	месячные объемы потребления электроэнергии
	.PG.P2GL.VP.DF.FQ.TM	месячные объемы сжижения природного газа
	.PN.VF.DF.FW.TY	годовые мощности атомных электростанций
	.PG.VT.DF.FW.TD	суточные мощности по транспортировке газа
	.PG.VU.DR.FQ.TM	месячные объемы закачки газа в ПХГ
	.PG.P2NGL.VP.FQ.TM	месячные объемы выделения из газа ШФЛУ
	.PG.VC.FP.RRU	цена реализации газа в России

Рисунок 4.7 – Примеры мнемографического представления различных типов фасетов, необходимых для составления материально-энергетического баланса сложных химико-энегротехнологических систем

При решении задач повышения энергоресурсоэффективности ХЭТС весьма необходим алгоритм расчета чувствительности анализируемого параметра к изменениям произвольных связанных параметров, а также алгоритм оптимизации ХЭТС по заданному критерию эффективности с указанием требуемых ограничений. В специализированных ППП всегда существует фиксированный

набор критериев эффективности, варьируемых оптимизирующих переменных ХЭТС и ограничений. В разработанном ППП любой из показателей эффективности ХЭТС может выступать либо как целевая функция, либо как варьируемая переменная или как ограничение. Главное, чтобы существовала причинно-следственная взаимосвязь различных показателей эффективности ХЭТС.

Разработанный ППП практически применен для составления классификационно-обучающих выборок, для обработки массивов больших данных и при обучении ИНС, так как позволяет автоматически сформировать ключевые слова или метрики по соответствующим фасетам [9, 12].

4.6. Выводы

1. Сформулирована постановка формальной задачи оптимизации ГТС ЕСГ, отличающаяся от традиционных постановок задач анализа ГТС, наличием иерархии уровней отдельных газотранспортных предприятий (региональных ГТС), с учетом особенностей расчета значений управляющих переменных, обеспечивающих заданный режим транспорта газа при соблюдении для всех анализируемых объектов контролируемых технологических ограничений.

2. Разработана комплексная НС-модель газотранспортной системы, использующая широкий арсенал методов моделирования с ИНС, позволяющая использовать ИНС для решения различных задач анализа ГТС, с применением методов регрессионного анализа, методов классификации, кластеризации, моделирования временных рядов, стохастического моделирования и др.

Характерная особенностью, разработанной ИНС, являются универсальность аппроксимирующих функций и эффективность для пространств высокой размерности. Для обеспечения требуемой точности аппроксимации в архитектуре ИНС используется большое число внутренних слоев с большим числом нейронов в каждом слое, что требует привлечения представительных выборок для качественного обучения ИНС.

3. Представлена методика организации вычислительных экспериментов по автоматизированному обучению комплексной нейросетевой модели

газотранспортной системы. Разработана архитектура ИНС, состоящая из трех полносвязных внутренних слоев с 32 нейронами в каждом слое. Обучающая выборка состоит из более 10^5 примеров, тестовая выборка – $2 \cdot 10^3$ примеров. Для обучения ИНС-модели участка ГТС сформирована архитектура нейронной сети, аналогичная модели линейного участка, но с увеличенным до 256 числом нейронов во внутренних слоях ИНС. Обучающая выборка включает в себя 5 000 примеров, тестовая выборка – 500 примеров.

4. Представлена методика решения задач оптимизации крупной ГТС с использованием синтеза нейросетевых моделей, которая апробировалась на оптимизации эффективности крупной ГТС фрагмента ЕСГ. Верификация ИНС-модели показала адекватность построенных НС-моделей и возможность их применения для решения задач оптимизации ГТС ЕСГ.

5. Предложен фасетно-иерархический метод автоматизированного составления и решения систем уравнений материально-энергетического баланса произвольных аппаратов и подсистем, позволяет идентифицировать места потерь энергии, а также оценивать влияние найденных потерь на энергоресурсоэффективность всей химико-энерготехнологической системы. Разработан пакет прикладных программ, реализующий предложенный фасетно-иерархический метод.

Разработанный ППП, реализующий фасетно-иерархический метод автоматизированного составления и расчета систем уравнений материально-энергетического баланса сложных ХЭТС, может быть использован как интеллектуальный интерфейс для работы пользователя инженера химика-технолога со стандартными инструментальными комплексами программ математического моделирования ХЭТС.

ГЛАВА 5. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ВЫБОРУ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ЭФФЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Методы принятия решений по оценке экономической эффективности проектов поставок газа по новым направлениям

При формировании методического подхода автором учтена специфика газовой отрасли и бизнес-процессов производства, транспортировки и реализации СПГ и трубопроводной транспортировки газа в части структуры капитальных вложений, эксплуатационных затрат и налогообложения, даны рекомендации по источникам исходных данных для оперативного расчета стоимости поставок газа.

Расчет стоимости поставок газа по новым направлениям следует выполнять на прогнозный объем поставки газа потребителям с учетом положений государственных, отраслевых, корпоративных и иных нормативных документов, действующих на момент выполнения расчета, в ценах, действующих на начало расчетного периода без учета инфляции [42, 95, 96, 102, 107, 108, 109, 128, 132].

Прогнозный объем поставки газа потребителям рекомендуется определять исходя из спроса на газ [29, 38] и возможных потерь газа в процессе его транспортировки и сжижении (см. главы 2–3).

Границы ЦП российского газа потребителям включают в себя:

– объекты магистрального транспорта газа, обеспечивающие транспортировку ПГ от месторождений до границы Российской Федерации / до завода СПГ;

– объекты магистрального транспорта газа, обеспечивающие транспортировку ПГ от границы Российской Федерации до потребителей за рубежом;

– объекты сжижения газа (завод СПГ);

– объекты морского транспорта СПГ (танкеры);

– объекты регазификации СПГ (регазификационные терминалы);

– объекты реализации газа и/или СПГ потребителям.

На Рисунке 5.1 представлена типовая обобщенная иконографическая модель ЦП российского СПГ.



Рисунок 5.1 – Обобщенная иконографическая модель цепи поставки СПГ потребителям

В общем виде расчет стоимости поставок российского газа трубопроводным транспортом / СПГ рекомендуется выполнять по годам расчетного периода путем формирования затратной части денежного потока, содержащей капитальные вложения без учета налога на добавленную стоимость (НДС) и эксплуатационные затраты без учета амортизационных отчислений на весь объем транспортируемого в течение года газа по следующим формулам:

$$\text{СТ}_{\text{тпр}} = \text{С}_{\text{сг}} + \text{КВ}_{\text{тпр}} + \text{ЭЗ}_{\text{тпр}} + \text{П}_{\text{эксп}} + \text{С}_{\text{сб}} + \text{П}_{\text{норм}}, \quad (5.1)$$

где $C_{сг}$ – стоимость сырьевого газа, поступающего в начальную точку нового экспортного направления, руб.;

$КВ_{тпр}$ – капитальные вложения в объекты трубопроводного транспорта газа, обеспечивающие поставки газа по новому экспортному направлению, без учета НДС, руб.;

$ЭЗ_{тр}$ – затраты на эксплуатацию объектов трубопроводного транспорта газа, обеспечивающих поставки газа по новому экспортному направлению, без учета амортизационных отчислений, руб.;

$П_{эксп}$ – экспортная пошлина на ПГ, руб.;

$С_{сб}$ – стоимость услуг по транспортировке газа за рубежом от границы Российской Федерации до потребителей на территории страны-импортера, руб.;

$П_{норм}$ – нормативная прибыль, обеспечивающая корпоративные требования к доходности инвестиций в магистральном транспорте газа, руб.;

$$СТ_{спг} = С_{сг} + КВ_{спг} + КВ_{мт} + ЭЗ_{спг} + ЭЗ_{мт} + С_{спхр} + С_{сб} + П_{норм}, \quad (5.2)$$

где $С_{сг}$ – стоимость сырьевого газа, поступающего на завод СПГ, руб.;

$КВ_{спг}$ – капитальные вложения в завод СПГ без учета НДС, руб.;

$КВ_{мт}$ – капитальные вложения в танкеры без учета НДС, руб.; $ЭЗ_{спг}$ – затраты на эксплуатацию завода СПГ без учета амортизационных отчислений, руб.;

$ЭЗ_{мт}$ – затраты на эксплуатацию танкеров без учета амортизационных отчислений, руб.;

$С_{спхр}$ – стоимость услуг регазификационного терминала, руб.;

$С_{сб}$ – стоимость услуг по транспортировке газа и/или СПГ потребителям, руб.;

$П_{норм}$ – нормативная прибыль, обеспечивающая корпоративные требования к доходности инвестиций в магистральном транспорте газа, руб.

Стоимость сырьевого газа рекомендуется определять методом «затраты плюс» (cost plus pricing) исходя из стоимости газа на месторождении и затрат на его транспортировку до начальной точки нового экспортного направления / до завода СПГ.

Потребность в капитальных вложениях в объекты трубопроводного транспорта газа / для завода СПГ рекомендуется определять укрупненно путем умножения объемов нового строительства и реконструкции на удельные капитальные вложения по следующим формулам:

$$КВ_{тпр} = КВ_{лч} + КВ_{кс} = \overline{КВ_{лч}} \cdot Д_{лч} + \overline{КВ_{кс}} \cdot П_{кс}, \quad (5.3)$$

где $КВ_{лч}$ – суммарные капитальные вложения в объекты ЛЧ, обеспечивающие поставки газа по новому экспортному направлению, руб.;

$КВ_{кс}$ – суммарные капитальные вложения в объекты КС, обеспечивающие поставки газа по новому экспортному направлению, руб.;

$\overline{КВ_{лч}}$ – удельные капитальные вложения в объекты линейной части (ЛЧ) на единицу протяженности, руб./км;

$Д_{лч}$ – объем работ по существующим и вновь создаваемым объектам ЛЧ, обеспечивающим поставки газа по новому экспортному направлению, км;

$\overline{КВ_{кс}}$ – удельные капитальные вложения в объекты КС на единицу установленной мощности ГПА, руб./МВт;

$П_{кс}$ – объем работ по существующим и вновь создаваемым объектам КС, обеспечивающим поставки газа по новому экспортному направлению, МВт.;

$$КВ = КВ_{спг} + КВ_{мт} = \overline{КВ_{спг}} \cdot ПМ_{спг} + \overline{КВ_{мт}} \cdot N_{мт}, \quad (5.4)$$

где $\overline{КВ_{спг}}$ – удельные капитальные вложения в завод СПГ на единицу производственной мощности, руб./т;

$ПМ_{спг}$ – производственная мощность завода СПГ, т;

$\overline{КВ_{мт}}$ – стоимость танкера, руб./ед.; $\mathbf{N}_{мт}$ – потребность в танкерах, ед.

Необходимые исходные данные для расчета капитальных вложений в объекты трубопроводного транспорта газа, обеспечивающие поставки газа по новому экспортному направлению, рекомендуется определять:

– по данным проектов-аналогов;

– данным существующих нормативных документов исходя из укрупненных удельных капитальных вложений;

– данным запросов/обращений в компании, осуществляющие проектирование и/или строительство объектов трубопроводного транспорта;

– форме сводного сметного расчета, в том числе с использованием МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации» [101];

– данным иных доступных источников.

Капитальные вложения для заводов СПГ рекомендуется определять по данным проектов-аналогов; международных консалтинговых компаний, агрегирующих данные о стоимости заводов СПГ; запросов/обращений в компании, осуществляющие проектирование, производство и/или строительство заводов СПГ.

Стоимость танкеров рекомендуется определять по данным международных консалтинговых компаний, агрегирующих данные о стоимости

танкеров; компаний-производителей танкеров о фактической рыночной стоимости на начало расчетного периода. Потребность в танкерах и их технические параметры рекомендуется определять по годам расчетного периода, исходя из прогнозного объема поставок российского СПГ.

Количество танкеров рекомендуется определять исходя из направлений транспортировки, объемных и временных параметров по формуле:

$$\mathrm{N_{мт}} = \frac{Q_{\text{спг}}\left(\frac{\mathbf{2}\cdot \text{Д}}{\text{v}\cdot\mathbf{24}}+\boldsymbol{T}_{\text{по}}+\boldsymbol{T}_{\text{пн}}\right)}{\Gamma_{\text{мт}}\cdot\boldsymbol{k}_{\text{спг}-\text{жф}}\cdot\left(\mathbf{365}-\text{Т}_{\text{рем}}\right)}, \quad (5.5)$$

где $\mathrm{Q_{спг}}$ – годовой объем поставок российского газа потребителям, в виде СПГ, танкерами, т;

Д – протяженность маршрута транспортировки СПГ, мор. мили;

v – средняя скорость движения танкера, узлы;

$T_{\text{по}}$ – время нахождения в порту отправления для загрузки танкера, сут.;

$T_{пн}$ – время нахождения в порту назначения для разгрузки танкера, сут.;

$T_{рем}$ – время простоя танкера в течение года по причине проведения ремонтно-профилактических работ, сут.;

$\Gamma_{\text{мт}}$ – грузовместимость танкера, куб. м;

$k_{\text{спг}-\text{жф}}$ – коэффициент перевода кубических метров СПГ, находящегося в жидкой фазе в системе хранения, в тонны.

Время нахождения танкера в порту отправления и порту назначения зависит от грузовместимости танкера, количества наливных/разгрузочных линий и скорости наполнения/разгрузки танков.

Грузовместимость и скорость наполнения/разгрузки танкера рекомендуется принимать в соответствии с техническими предложениями компаний – изготовителей танкеров. Годовые эксплуатационные затраты завода СПГ рекомендуется определять по следующей формуле:

$$\text{ЭЗ}_{\text{спг}} = \text{З}_{\text{гсн}}^{\text{спг}} + \text{З}_{\text{м}}^{\text{спг}} + \text{З}_{\text{э}}^{\text{спг}} + \text{З}_{\text{фот}}^{\text{спг}} + \text{З}_{\text{вф}}^{\text{спг}} + \text{З}_{\text{кр}}^{\text{спг}} + \text{З}_{\text{пр}}^{\text{спг}} + \text{НИ}_{\text{спг}}, \quad (5.6)$$

где $\text{З}_{\text{гсн}}^{\text{спг}}$ – затраты по статье «расход газа собственных нужд (ГСН)» по заводу СПГ, руб.;

$\text{З}_{\text{м}}^{\text{спг}}$ – затраты по статье «материалы» по заводу СПГ, руб.;

$З_{э}^{спг}$ – затраты по статье «электроэнергия» по заводу СПГ, руб.; $З_{фот}^{спг}$ – затраты по статье «оплата труда» по заводу СПГ, руб.;

$З_{вф}^{спг}$ – затраты по статье «отчисления в государственные внебюджетные фонды» по заводу СПГ, руб.;

$З_{кр}^{спг}$ – затраты по статье «капитальный ремонт» по заводу СПГ, руб.;

$З_{пр}^{кспг}$ – затраты по статье «прочие расходы» по заводу СПГ, руб.;

$НИ_{спг}$ – налог на имущество по заводу СПГ, руб.

Годовые затраты на эксплуатацию объектов трубопроводного транспорта газа, обеспечивающих поставки газа по новому экспортному направлению, рекомендуется определять по следующей формуле:

$$ЭЗ_{тпр} = З_{гсн}^{тпр} + З_{м}^{тпр} + З_{э}^{тпр} + З_{фот}^{тпр} + З_{вф}^{тпр} + З_{кр}^{тпр} + З_{пр}^{тпр} + НИ_{тпр}, \quad (5.7)$$

где $З_{гсн}^{тпр}$ – затраты по статье «расход ГСН», руб.; $З_{м}^{тпр}$ – затраты по статье «материальные затраты», руб.;

$З_{э}^{тпр}$ – затраты по статье «электроэнергия», руб.;

$З_{фот}^{тпр}$ – затраты по статье «оплата труда», руб.;

$З_{вф}^{тпр}$ – затраты по статье «отчисления в государственные внебюджетные фонды», руб.;

$З_{кр}^{тпр}$ – затраты по статье «капитальный ремонт», руб.;

$З_{пр}^{тпр}$ – затраты по статье «прочие расходы», руб.;

$НИ_{тпр}$ – налог на имущество по объектам трубопроводного транспорта газа, обеспечивающим поставки газа по новому экспортному направлению, руб.

Затраты на эксплуатацию объектов трубопроводного транспорта газа / заводов СПГ рекомендуется определять по данным:

– проектов-аналогов;

– запросов/обращений в компании, осуществляющие проектирование, строительство и/или эксплуатацию объектов трубопроводного транспорта газа / заводов СПГ;

– запросов/обращений в компании – производители оборудования для заводов СПГ

– международных консалтинговых компаний, агрегирующих данные о затратах по заводам СПГ

– иных доступных источников.

Годовые затраты по статье «расход ГСН» для трубопроводного транспорта / по заводу СПГ рекомендуется определять по следующим формулам:

$$З_{гсн}^{тпр} = Q_{гсн}^{тпр} \cdot Ц_{гсн} \cdot d, \quad (5.8)$$

где $\boldsymbol{Q}_{гсн}$ – расход ГСН, тыс. куб. м;

$Ц_{гсн}$ – цена ГСН, руб./тыс. куб. м; d – доля затрат по ГТС в целом, относимых на проект, %;

$$З_{гсн}^{спг} = Q_{гсн}^{спг} \cdot Ц_{гсн}, \quad (5.9)$$

где $\boldsymbol{Q}_{гсн}^{спг}$ – годовой расход газа на собственные технологические нужды по заводу СПГ, куб. м;

$Ц_{гсн}$ – цена газа, используемого на собственные технологические нужды на заводе СПГ, руб./тыс. куб. м.

Расход ГСН для трубопроводного транспорта рекомендуется определять гидравлическим расчетом исходя из текущей и прогнозной производительности участков ГТС. Цена ГСН принимается равной стоимости сырьевого газа, поступающего в начальную точку нового экспортного направления.

Долю затрат по ГТС в целом, относимых на проект поставки газа, рекомендуется определять как соотношение среднегодового объема экспорта газа в границах проекта и суммарного объема поступления газа в ГТС России по следующей формуле:

$$d = \frac{Q_x}{Q_{гтс}}, \quad (5.10)$$

где $\boldsymbol{Q_x}$ – объем экспорта газа в границах проекта, тыс. куб. м;

$Ц_{гсн}$ – объем поступления газа в ГТС России, тыс. куб. м.

Расход ГСН для СПГ рекомендуется принимать по данным: компаний-изготовителей оборудования по сжижению газа; проектов-аналогов. Цену газа, используемого на собственные технологические нужды на заводе СПГ,

рекомендуется принимать равной стоимости исходного сырьевого ПГ, поступающего на завод СПГ.

Годовые затраты для трубопроводного транспорта по статье «материальные затраты» рекомендуется определять по следующей формуле:

$$З_{м}^{тпр} = \overline{З_{м}} \cdot ТТР \cdot d, \quad (5.11)$$

где $\overline{З_{м}}$ – удельные материальные затраты в расчете на единицу товарно-транспортной работы (ТТР), руб./тыс. куб. м × км;

ТТР, млрд куб. м × км.

Годовые затраты по статье «материалы» для завода СПГ рекомендуется определять по формуле:

$$З_{м}^{спг} = \overline{З_{м}^{спг}} \cdot Пр_{спг}, \quad (5.12)$$

где $\overline{З_{м}^{спг}}$ – удельные затраты на материалы в расчете на единицу производительности завода СПГ, руб./т;

$Пр_{спг}$ – годовая производительность завода СПГ, т.

Годовые затраты для трубопроводного транспорта по статье «электроэнергия» рекомендуется определять по следующей формуле:

$$З_{э}^{тпр} = \overline{З_{э}} \cdot ТТР \cdot d, \quad (5.13)$$

где $\overline{З_{э}}$ – удельные затраты на энергию на технологические нужды, на единицу ТТР, руб./тыс. куб. м × км.

Годовые затраты по статье «электроэнергия» для завода СПГ рекомендуется определять по следующей формуле:

$$З_{э}^{спг} = \overline{З_{э}^{спг}} \cdot Q_{э}^{спг}, \quad (5.14)$$

где $\overline{З_{э}^{спг}}$ – средний тариф на электроэнергию, потребленную со стороны, руб./кВт·ч;

$Q_{э}^{спг}$ – объемный расход электроэнергии, потребленной со стороны, по заводу СПГ, кВт·ч.

Средний тариф на электроэнергию, потребленную со стороны, рекомендуется определять по данным форм корпоративной статистической

отчетности или принимать равным действующему тарифу на потребленную электроэнергию со стороны за год, предшествующий расчетному.

Общий расход электроэнергии рекомендуется определять исходя из удельных норм расхода электроэнергии и производительности завода СПГ с учетом установленного оборудования.

Годовые затраты для трубопроводного транспорта по статье «оплата труда» рекомендуется определять по следующей формуле:

$$З_{фот}^{тпр} = \overline{З_{фот}} \cdot (Ч_x + Ч_{гтс} \cdot d), \quad (5.15)$$

где $\overline{З_{фот}}$ – среднегодовая заработная плата персонала, руб./чел.;

$Ч_x$ – прирост численности персонала по варианту проекта, чел.;

$Ч_{гтс}$ – численность персонала по существующим объектам ГТС на начало расчетного периода, чел.

Среднегодовая заработная плата персонала по существующим и вновь создаваемым объектам трубопроводного транспорта газа рекомендуется принимать по данным газотранспортного общества ПАО «Газпром», в зоне ответственности которых находятся рассматриваемые объекты ГТС, или среднему значению по ПАО «Газпром» в целом.

Годовые затраты по статье «оплата труда» по заводу СПГ рекомендуется определять по следующей формуле:

$$З_{фот}^{спг} = \overline{З_{фот}^{спг}} \cdot Ч, \quad (5.16)$$

где $\overline{З_{фот}^{спг}}$ – среднегодовая заработная плата персонала, руб./чел.;

$Ч$ – численность персонала завода СПГ, чел.

Среднегодовую заработную плату персонала рекомендуется определять равной среднему значению по ПАО «Газпром» в целом.

Численность персонала рекомендуется определять в соответствии с нормативными документами ПАО «Газпром», действующими на начало расчетного периода [130].

Годовые затраты по статье «отчисления в государственные внебюджетные фонды» определяются исходя из эксплуатационных затрат по статье «оплата труда» и ставок отчислений, действующих на начало расчетного периода.

Годовые затраты для трубопроводного транспорта по статье «капитальный ремонт» рекомендуется определять по следующей формуле:

$$З_{кр}^{тпр} = КВ_{лч} \cdot Н_{лч}^{кр} + КВ_{кс} \cdot Н_{кс}^{кр} + КР_{гтс} \cdot d, \quad (5.17)$$

где $Н_{лч}^{кр}$ – удельные затраты на капитальный ремонт объектов ЛЧ, %;

$Н_{кс}^{кр}$ – удельные затраты на капитальный ремонт объектов КС, %;

$КР_{гтс}$ – годовые затраты на капитальный ремонт по существующим объектам ГТС на начало расчетного периода, руб.

Удельные затраты на капитальный ремонт объектов ЛЧ и КС рекомендуется определять по данным проектов-аналогов, содержащихся в электронном архиве проектно-сметной документации ПАО «Газпром».

Затраты на капитальный ремонт по существующим объектам ГТС на начало расчетного периода рекомендуется определять по данным форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром».

Годовые эксплуатационные затраты по статье «капитальный ремонт» по заводу СПГ рекомендуется определять по данным компаний, осуществляющих проектирование, строительство и/или эксплуатацию объектов, в процентах от величины капитальных вложений без учета НДС по следующей формуле:

$$З_{кр}^{спг} = КВ_{спг} \cdot Н_{спг}^{кр}, \quad (5.18)$$

где $Н_{спг}^{кр}$ – удельные затраты на капитальный ремонт завода СПГ, %.

Годовые затраты для трубопроводного транспорта по статье «прочие расходы» рекомендуется определять в процентах от суммы прямых затрат по следующей формуле:

$$З_{пр}^{тпр} = \left(З_{гсн}^{тпр} + З_{м}^{тпр} + З_{э}^{тпр} + З_{фот}^{тпр} + З_{вф}^{тпр} + З_{кр}^{тпр}\right) \cdot Н_{пр}^{тпр}, \quad (5.19)$$

где $Н_{пр}^{тпр}$ – процентное соотношение эксплуатационных затрат по статье «прочие расходы», %.

Процентное соотношение эксплуатационных затрат по статье «прочие расходы» рекомендуется определять на основе анализа форм корпоративной статистической отчетности компаний Группы Газпром за год, предшествующий расчетному. Налог на имущество определяется в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации на начало расчетного периода.

Стоимость услуг по транспортировке газа потребителям за пределами границы Российской Федерации рекомендуется определять по следующей формуле:

$$\mathrm{С}_{\text{сб}} = Q_{\text{тпр}} \cdot \mathrm{ТАР}_{\text{сб}}, \quad (5.20)$$

где $\mathrm{ТАР}_{\text{сб}}$ – тариф на оказание услуг по транспортировке газа потребителям за пределами границы Российской Федерации, руб./куб. м.

Тарифы на оказание услуг по транспортировке газа потребителям за пределами границы Российской Федерации рекомендуется определять по данным:

– международных консалтинговых компаний, агрегирующих сведения о тарифах на транспортировку трубопроводного газа;

– электронных платформ, содержащих сведения о действующих тарифах на транспортировку трубопроводного газа по состоянию на начало расчетного периода.

Годовые затраты по статье «прочие расходы» по заводу СПГ рекомендуется определять в процентах от суммы прямых затрат по следующей формуле:

$$\mathrm{З}_{\text{пр}}^{\text{спг}} = \left(\mathrm{З}_{\text{гсн}}^{\text{спг}} + \mathrm{З}_{\text{м}}^{\text{спг}} + \mathrm{З}_{\text{э}}^{\text{спг}} + \mathrm{З}_{\text{фот}}^{\text{спг}} + \mathrm{З}_{\text{вф}}^{\text{спг}} + \mathrm{З}_{\text{кр}}^{\text{спг}}\right) \cdot \mathrm{Н}_{\text{пр}}^{\text{спг}}, \quad (5.21)$$

где $\mathrm{Н}_{\text{пр}}^{\text{спг}}$ – процентное соотношение эксплуатационных затрат по статье «прочие расходы», %.

Процентное соотношение эксплуатационных затрат по статье «прочие расходы» рекомендуется определять по данным проектов-аналогов или по результатам запросов/обращений в компании, осуществляющие проектирование, строительство и/или эксплуатацию объектов.

Годовые затраты на эксплуатацию танкеров рекомендуется определять по следующим формулам:

– при использовании собственных танкеров СПГ:

$$ЭЗ_{мт} = З^{мт}_{гсн} + З^{мт}_{фм} + З^{мт}_{фот} + З^{мт}_{вф} + З^{мт}_{рто} + З^{мт}_{пр} + НИ_{мт} + ТН_{мт} \quad (5.22)$$

где $З^{мт}_{гсн}$ – затраты по статье «потери СПГ» при транспортировке танкерами, руб.;

$З^{мт}_{фм}$ – затраты по статье «расход флотского мазута» при транспортировке СПГ танкерами, руб.;

$З^{мт}_{фот}$ – затраты по статье «оплата труда» при транспортировке СПГ танкерами, руб.;

$З^{мт}_{вф}$ – затраты по статье «отчисления в государственные внебюджетные фонды» при транспортировке СПГ танкерами, руб.;

$З^{мт}_{рто}$ – затраты по статье «техническое обслуживание» при транспортировке СПГ танкерами, руб.;

$З^{мт}_{пр}$ – затраты по статье «прочие расходы» при транспортировке СПГ танкерами, руб.;

$НИ_{мт}$ – налог на имущество, руб.;

$ТН_{мт}$ – транспортный налог, руб.;

– при фрахте сторонних танкеров СПГ:

$$ЭЗ_{мт} = Т_{ч} \cdot t, \quad (5.23)$$

где $Т_{ч}$ – тайм-чартерная ставка фрахта танкеров СПГ, руб./сут.;

t – продолжительность периода фрахта танкеров СПГ, сут.

Годовые затраты по статье «потери СПГ» при транспортировке танкерами рекомендуется определять по следующей формуле:

$$З^{мт}_{гсн} = П_{спг} \cdot k_{спг-жф} \cdot k_{спг} \cdot Ц_{спг}, \quad (5.24)$$

где $П_{спг}$ – потери СПГ при транспортировке танкерами, куб. м;

$\boldsymbol{k}_{спг}$ – коэффициент перевода СПГ из тонн в кубические метры газа, находящегося в газообразном состоянии;

$Ц_{спг}$ – цена СПГ, руб./тыс. куб. м.

Потери СПГ при транспортировке танкерами зависят от протяженности маршрута (времени транспортировки), объема транспортируемого СПГ, а также

технических характеристик емкостей. Потери СПГ рекомендуется принимать по данным технических предложений компаний – производителей танкеров.

Цену СПГ рекомендуется принимать равной цене free on board (FOB) завода, представляющей собой сумму стоимости сырьевого газа, поступающего на завод СПГ, и затрат на сжижение газа с учетом корпоративных требований к доходности инвестиций в завод СПГ.

Годовые затраты по статье «расход флотского мазута» при транспортировке СПГ танкерами рекомендуется определять по следующей формуле:

$$З_{фм}^{мт} = Q_{фм} \cdot Ц_{фм}, \quad (5.25)$$

где $\boldsymbol{Q}_{фм}$ – объемный расход флотского мазута во время нахождения танкера в портах отправления и назначения и в пути при транспортировке продукта, т;

$Ц_{фм}$ – цена флотского мазута, руб./т.

Объемный расход флотского мазута зависит от протяженности маршрута (времени транспортировки) и технических характеристик танкера. Удельный расход флотского мазута рекомендуется принимать по данным: компаний-производителей танкеров; запросов/обращений в компании, оказывающих услуги по предоставлению танкеров в аренду. Цену флотского мазута рекомендуется принимать равной фактической рыночной цене флотского мазута, действующей в рассматриваемом регионе, на начало расчетного периода.

Годовые затраты по статье «оплата труда» при транспортировке СПГ танкерами рекомендуется определять по формуле:

$$З_{фот}^{мт} = \overline{З_{фот}} \cdot Ч, \quad (5.26)$$

где $\overline{З_{фот}}$ – среднегодовая заработная плата персонала танкера, руб./чел.; $Ч$ – численность персонала танкера, чел.

Среднегодовую заработную плату персонала танкера рекомендуется определять по данным судоходных компаний или результатам запросов/обращений в компании, оказывающие услуги по предоставлению танкеров в аренду.

Численность персонала танкера рекомендуется определять по данным компаний – производителей танкеров или результатам запросов/обращений в компании, оказывающие услуги по предоставлению танкеров в аренду.

Годовые затраты по статье «отчисления в государственные внебюджетные фонды» при транспортировке СПГ танкерами определяются исходя из эксплуатационных затрат по статье «оплата труда» и ставок, действующих на начало расчетного периода.

Годовые затраты по статье «ремонт и техническое обслуживание» при транспортировке СПГ танкерами рекомендуется определять в процентах от стоимости танкеров по данным компаний-производителей или результатам запросов/обращений в компании, оказывающие услуги по предоставлению танкеров в аренду.

$$З_{рто}^{мт} = КВ_{спг} \cdot Н_{мт}^{рто}, \quad (5.27)$$

где $Н_{мт}^{рто}$ – удельные затраты на ремонт и техническое обслуживание танкеров, %.

Годовые затраты по статье «прочие расходы» при транспортировке СПГ танкерами рекомендуется определять в процентах от суммы прямых затрат по следующей формуле:

$$З_{пр}^{мт} = \left(З_{гсн}^{мт} + З_{фм}^{мт} + З_{фот}^{мт} + З_{вф}^{мт} + З_{рто}^{мт}\right) \cdot Н_{пр}, \quad (5.28)$$

где $Н_{пр}$ – процентное соотношение эксплуатационных затрат по статье «прочие расходы», %.

Процентное соотношение эксплуатационных затрат по статье «прочие расходы» рекомендуется определять по данным: компаний-производителей танкеров; запросов/обращений в компании, оказывающие услуги по предоставлению танкеров в аренду. Налог на имущество и транспортный налог определяются в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации на начало расчетного периода. Тайм-чартерные ставки фрахта танкеров рекомендуется определять по данным международных консалтинговых компаний, агрегирующих данные о танкерах по состоянию на начало расчетного периода.

Стоимость услуг регазификационного терминала рекомендуется определять по формуле:

$$\mathrm{С}_{\text{спхр}} = Q_{\text{спг}} \cdot k_{\text{спг}-\text{жф}} \cdot \mathrm{ТАР}_{\text{спхр}}, \quad (5.29)$$

где $\mathrm{ТАР}_{\text{спхр}}$ – тариф на оказание услуг по приему хранению и регазификации СПГ, руб./куб. м.

Тарифы на оказание услуг по приему хранению и регазификации СПГ рекомендуется определять по данным международных консалтинговых компаний, агрегирующих данные о регазификационных терминалах по состоянию на начало расчетного периода. Стоимость услуг по транспортировке газа и/или СПГ потребителям рекомендуется определять по следующей формуле:

$$\mathrm{С}_{\text{сб}} = Q_{\text{спг}} \cdot k_{\text{спг}-\text{жф}} \cdot k_{\text{спг}} \cdot \mathrm{ТАР}_{\text{сб}}, \quad (5.30)$$

где $\mathrm{ТАР}_{\text{сб}}$ – тариф на оказание услуг по транспортировке газа и/или СПГ потребителям, руб./куб. м.

Тарифы на оказание услуг по транспортировке газа и/или СПГ потребителям рекомендуется определять по данным: нормативно-правовых документов, регулирующих тарифы на транспортировку трубопроводного газа и/или СПГ в стране-импортере; международных консалтинговых компаний, агрегирующих сведения о тарифах на транспортировку трубопроводного газа и/или СПГ; электронных платформ, содержащих сведения о действующих тарифах на транспортировку трубопроводного газа по состоянию на начало расчетного периода.

5.2. Номограммно-аналитический метод выбора экономически эффективных новых маршрутов поставки энергоресурсов

Основные предпосылки номограммно-аналитического метода выбора экономически эффективных поставок различных видов газосодержащего сырья по новым маршрутам в различных формах базируется на действующих государственных, отраслевых и корпоративных нормативных документах; учитывается специфика газовой отрасли в целом и бизнес-процессов

трубопроводного транспорта газа, производства и реализации СПГ, СЖТ и метанола.

Расчет стоимости поставок различных видов газосодержащего сырья по новым маршрутам в различных формах выполняется на прогнозный объем поставки газа потребителям в реальных ценах, действующих на начало расчетного периода. Прогнозный объем поставки газа потребителям определяется исходя из спроса на газ в различных формах и возможных потерь газа в процессе его транспортировки.

Расчет стоимости поставок газа по возможным маршрутам выполняется по годам расчетного периода путем формирования затратной части денежного потока, содержащей капитальные вложения без учета НДС и эксплуатационные затраты без учета амортизационных отчислений на весь объем транспортируемого в течение года газа.

Объекты ЦП газа потребителям через МГТС включают:

– объекты магистрального транспорта ПГ, обеспечивающие транспортировку ПГ от месторождений до границы Российской Федерации;

– объекты магистрального транспорта газа, обеспечивающие транспортировку ПГ от границы Российской Федерации до потребителей за рубежом.

Указанные объекты ЦП определяются с учетом следующих ограничений:

– в случае реализации трубопроводного газа на границе Российской Федерации с сопредельными государствами объекты проекта включают объекты добычи и магистрального транспорта газа на территории Российской Федерации;

– в случае реализации трубопроводного газа на территории страны-импортера границы проекта включают объекты добычи и магистрального транспорта газа на территории Российской Федерации и объекты магистрального транспорта за рубежом, обеспечивающие поставку газа потребителям на территории страны-импортера;

– объекты добычи и магистрального транспорта газа на территории Российской Федерации до начальной точки нового экспортного направления

включаются в границы проекта опосредованно через стоимость сырьевого газа, поступающего в начальную точку нового экспортного направления;

– объекты магистрального транспорта газа за рубежом, обеспечивающие поставку газа потребителям на территории страны-импортера, включаются в границы проекта опосредованно – через тарифы на оказание услуг по транспортировке газа до потребителей.

Объекты ЦП российского газа потребителям в виде СПГ, СЖТ или метанола включают:

– объекты магистрального газа, обеспечивающие транспортировку ПГ от месторождений до завода по производству СПГ, СЖТ, метанола;

– объекты производства СПГ, СЖТ, метанола;

– объекты автомобильного, водного и железнодорожного транспорта СПГ, СЖТ, метанола;

– объекты регазификации СПГ;

– объекты реализации газа в различных формах потребителям.

Указанные объекты ЦП рекомендуется определять с учетом следующих условий реализации газа:

– реализация СПГ, СЖТ и метанола на условиях FOB завода объекты включают добычу и магистральный транспорт газа по территории Российской Федерации, производство СПГ, СЖТ и метанола;

– реализация СПГ, СЖТ и метанола на условиях DES приемного терминала границы проекта включают объекты добычи и магистрального транспорта газа по территории Российской Федерации, производства и транспортировки СПГ, СЖТ и метанола автомобильным, водным и железнодорожным транспортом;

– реализация СПГ, СЖТ и метанола и/или газа на территории страны-импортера границы проекта включают объекты добычи и магистрального транспорта газа по территории Российской Федерации, производства и транспортировки СПГ, СЖТ и метанола, регазификации СПГ и реализации газа в различных формах потребителям;

– объекты добычи и магистрального транспорта газа опосредованно – через стоимость сырьевого газа, поступающего на заводы;

– объекты приема и реализации газа в различных формах потребителям на территории страны-импортера включаются в границы проекта опосредованно – через тарифы на оказание услуг по приему, хранению и реализации газа в различных формах потребителям.

Расчет стоимости поставок видов российского ПГ по новым маршрутам трубопроводным транспортом выполняется по следующей формуле:

$$СТ_{ТПР} = \sum_{t} \frac{\left(С_{СГ} + КВ_{ТПР} + ЭЗ_{ТПР} + П_{эксп} + С_{сб}\right)_t}{\left(1+E\right)^t}, \quad (5.31)$$

где Ссг – стоимость сырьевого газа, поступающего в начальную точку нового маршрута, р.;

КВтпр – капитальные вложения в объекты трубопроводного транспорта газа, обеспечивающие поставки по новому маршруту, без учета НДС, р.;

ЭЗтпр – затраты на эксплуатацию объектов трубопроводного транспорта газа, обеспечивающих поставки газа по новому маршруту, без учета амортизационных отчислений, р.;

Пэксп – экспортная пошлина на ПГ, р.;

Ссб – стоимость услуг по транспортировке газа за рубежом от границы Российской Федерации до потребителей на территории страны-импортера, р.;

Е – норма дисконта, отражающая корпоративные требования к доходности инвестиций в магистральном транспорте газа, р.;

t – год расчетного периода.

Расчет стоимости поставок российского газа по новым маршрутам в виде СПГ, СЖТ и метанола выполняется по следующей формуле:

$$СТ_{СПГ/СЖТ/МеОН} = \sum_{t} \frac{\left(С_{СГ} + КВ_{ПР} + КВ_{ТР} + ЭЗ_{ПР} + ЭЗ_{ТР} + С_{спхр} + С_{сб}\right)_t}{\left(1+E\right)^t}, \quad (5.32)$$

где КВпр – капитальные вложения в завод по производству СПГ, СЖТ и метанола без учета НДС, р.;

КВтр – капитальные вложения в объекты транспортировки СПГ, СЖТ и метанола без учета НДС, р.;

ЭЗпр – затраты на эксплуатацию завода по производству СПГ, СЖТ и метанола без учета амортизационных отчислений, р.;

ЭЗТР – суммарные затраты на эксплуатацию объектов транспортировки СПГ, СЖТ и метанола без учета амортизационных отчислений, р.;

Сспхр – стоимость услуг приемного терминала, р.;

Ссб – стоимость услуг по транспортировке газа в различных формах потребителям, р.

Стоимость сырьевого газа определяется методом «затраты плюс» (cost plus pricing) исходя из стоимости газа на месторождении и затрат на его транспортировку до начальной точки нового маршрута и/или завода по производству СПГ, СЖТ, метанола.

Величина капитальных затрат определяется укрупненно путем умножения объемов нового строительства и реконструкции на удельные капитальные вложения (в расчете на 1 км протяженности линейной части газопроводов, 1 МВт установленной мощности компрессорных станций, 1 т производственной мощности завода СПГ, СЖТ, метанола и др.).

Эксплуатационные затраты определяются по основным статьям затрат, включая расход газа на собственные нужды, материальные затраты, электро-энергию, стоимость топлива, оплату труда, отчисления в государственные внебюджетные фонды, техническое обслуживание, капитальный ремонт, прочие расходы.

Удельные затраты определяются по данным проектов-аналогов, действующих нормативных документов, по данным запросов/обращений в компании, осуществляющие проектирование и/или строительство объектов, по форме сводного сметного расчета.

Стоимость услуг по транспортировке газа потребителям за пределами границы Российской Федерации, стоимость услуг приемных терминалов, тайм-

чартерные ставки фрахта танкеров-метановозов и другие определяются по данным международных агрегаторов стоимостной информации.

Для удобства сопоставления различных вариантов определяется удельный показатель стоимости поставок газа путем деления значений, полученных с помощью формул (5.30), (5.31), на суммарный объем транспортировки за расчетный период.

Номограмма выбора способа транспортировки газа или энергоресурса, полученного за счет преобразования газа, формируется в осях объем потребления газа – дальность транспортировки. Каждая ячейка содержит текстовое описание способа транспортировки газа, характеризующееся минимальным значением суммарных дисконтированных затрат или расчетного тарифа на преобразование и транспортировку газа до потребителя. Номограмма позволяет наглядно видеть области эффективности того или иного способа поставки газа потребителям.

Расчет экономической модели для формирования данных по номограмме автоматизирован и реализован в виде программного пакета. Пользователь имеет возможность задавать варианты по объему и дальности транспортировки энергоресурса; выбирать энергоресурс на базе ПГ; вносить исходные технико-экономические показатели (удельные капитальные вложения, эксплуатационные затраты и т. п.). Работа модели заключается в формировании денежных потоков и расчете ключевых технико-экономических показателей для каждого рассматриваемого варианта. Результаты расчетов сводятся в номограмму, которая позволяет пользователю принимать решения о наилучшем способе поставки энергоресурса потребителям.

Рассмотрим алгоритм формирования номограммы:

1. Для каждой ячейки номограммы (пара «объем потребления газа» и «дальность транспортировки») выполняется расчет стоимости поставки энергоресурсов – по формуле (5.30) для трубопроводного газа и по формуле (5.31) для СПГ, СЖТ и метанола.

2. Для каждой строки номограммы («объем потребления газа») определяется минимальное расчетное значение стоимости поставки энергоресурса, что для целей

данной работы соответствует варианту транспортировки энергоресурса в заданном объеме с наибольшей «привлекательностью». Ему присваивается значение 100 %.

3. Далее происходит распределение значений по шкале «привлекательности» вариантов, исходя из минимального расчетного значения стоимости поставки энергоресурса по каждой отдельной строке номограммы. Это позволяет сопоставить варианты между собой и оценить тренд снижения «привлекательности» способа транспортировки при увеличении дальности поставок энергоресурса.

В Таблицах 5.1 и 5.2 представлен пример номограммы выбора наиболее эффективного способа поставки газа потребителям между трубопроводным транспортом, СПГ, метанолом и СЖТ. Приведенный пример отражает текущее соотношение затрат на производство и транспортировку энергоресурса до потребителей в различных формах и не учитывает текущие и перспективные объемы производства СПГ, СЖТ и метанола в мире.

Таблица 5.1 – Пример представления результатов применения предложенного номограммно-аналитического метода (%)

Объем потребления газа, млрд м^3	**Дальность транспортировки, км**					
	40	**160**	**625**	**2500**	**10000**	**20000**
0,06	**ТПР 100,0** СПГ 85,9 МеОН 26,4 СЖТ 26,9	ТПР 32,3 **СПГ 77,9** МеОН 24,8 СЖТ 26,5	ТПР 8,5 **СПГ 56,2** МеОН 19,9 СЖТ 24,6	ТПР 2,1 **СПГ 26,5** МеОН 18,6 СЖТ 18,9	ТПР 0,5 СПГ 10,5 **МеОН 18,3** СЖТ 10,0	ТПР 0,2 СПГ 10,2 **МеОН 18,3** СЖТ 6,2
0,12	**ТПР 100,0** СПГ 43,6 МеОН 19,6 СЖТ 19,9	ТПР 34,8 **СПГ 40,0** МеОН 18,2 СЖТ 19,5	ТПР 9,8 **СПГ 30,5** МеОН 16,2 СЖТ 17,9	ТПР 2,4 СПГ 15,6 **МеОН 15,9** СЖТ 13,4	ТПР 0,5 СПГ 11,3 **МеОН 15,8** СЖТ 6,7	ТПР 0,3 СПГ 11,1 **МеОН 12,8** СЖТ 4,0
0,25	**ТПР 100,0** СПГ 28,7 МеОН 15,5 СЖТ 15,9	**ТПР 44,4** СПГ 26,5 МеОН 14,5 СЖТ 15,5	ТПР 13,3 **СПГ 20,6** МеОН 14,3 СЖТ 14,1	ТПР 3,2 СПГ 13,9 **МеОН 14,1** СЖТ 10,4	ТПР 0,7 **СПГ 12,9** МеОН 11,1 СЖТ 5,0	ТПР 0,4 **СПГ 12,7** МеОН 10,0 СЖТ 3,0
0,50	**ТПР 100,0** СПГ 21,8 МеОН 12,9 СЖТ 13,3	**ТПР 54,0** СПГ 20,3 МеОН 12,7 СЖТ 12,9	**ТПР 17,9** СПГ 15,9 МеОН 12,6 СЖТ 11,7	ТПР 4,4 **СПГ 14,7** МеОН 11,7 СЖТ 8,5	ТПР 1,1 **СПГ 14,0** МеОН 9,7 СЖТ 4,1	ТПР 0,5 **СПГ 13,9** МеОН 8,2 СЖТ 3,6
1,0	**ТПР 100,0** СПГ 18,7 МеОН 11,7 СЖТ 11,9	**ТПР 64,3** СПГ 17,4 МеОН 11,7 СЖТ 11,5	**ТПР 24,9** СПГ 16,1 МеОН 11,6 СЖТ 10,4	ТПР 7,4 **СПГ 15,4** МеОН 10,8 СЖТ 7,5	ТПР 1,9 **СПГ 14,9** МеОН 8,8 СЖТ 4,4	ТПР 0,9 **СПГ 11,9** МеОН 7,3 СЖТ 4,3

Продолжение таблицы 5.1

Объем потребления газа, млрд м^3	**Дальность транспортировки, км**					
	40	**160**	**625**	**2500**	**10000**	**20000**
1,9	**ТПР 100,0** СПГ 17,5 МеОН 11,4 СЖТ 11,3	**ТПР 74,6** СПГ 16,8 МеОН 11,3 СЖТ 11,0	**ТПР 37,5** СПГ 16,5 МеОН 11,1 СЖТ 10,0	ТПР 12,3 **СПГ 16,0** МеОН 10,4 СЖТ 7,2	ТПР 2,7 **СПГ 13,8** МеОН 8,6 СЖТ 5,0	ТПР 1,2 **СПГ 11,0** МеОН 7,0 СЖТ 4,8
3,8	**ТПР 100,0** СПГ 15,6 МеОН 10,8 СЖТ 10,7	**ТПР 83,3** СПГ 15,6 МеОН 10,7 СЖТ 10,5	**ТПР 45,8** СПГ 15,4 МеОН 10,5 СЖТ 9,4	**ТПР 18,2** СПГ 14,3 МеОН 10,0 СЖТ 6,8	ТПР 5,3 **СПГ 12,4** МеОН 8,2 СЖТ 5,4	ТПР 2,7 **СПГ 10,5** МеОН 6,6 СЖТ 5,1
7,5	**ТПР 100,0** СПГ 20,2 МеОН 10,5 СЖТ 10,5	**ТПР 86,6** СПГ 20,2 МеОН 10,5 СЖТ 10,2	**ТПР 58,4** СПГ 19,4 МеОН 10,3 СЖТ 9,2	**ТПР 25,4** СПГ 18,3 МеОН 9,7 СЖТ 6,6	ТПР 8,1 **СПГ 15,3** МеОН 7,9 СЖТ 5,6	ТПР 4,3 **СПГ 12,4** МеОН 6,4 СЖТ 5,3
15	**ТПР 100,0** СПГ 23,8 МеОН 10,4 СЖТ 10,4	**ТПР 93,9** СПГ 23,7 МеОН 10,3 СЖТ 10,4	**ТПР 70,4** СПГ 23,1 МеОН 10,2 СЖТ 9,1	**ТПР 36,0** СПГ 21,6 МеОН 9,6 СЖТ 6,5	ТПР 12,4 **СПГ 17,2** МеОН 7,9 СЖТ 5,7	ТПР 6,6 **СПГ 13,5** МеОН 6,3 СЖТ 5,4
30	**ТПР 100,0** СПГ 26,0 МеОН 10,3 СЖТ 10,3	**ТПР 96,1** СПГ 25,9 МеОН 10,3 СЖТ 10,0	**ТПР 79,8** СПГ 25,4 МеОН 10,1 СЖТ 9,0	**ТПР 48,2** СПГ 23,8 МеОН 9,5 СЖТ 6,5	ТПР 16,2 **СПГ 18,5** МеОН 7,8 СЖТ 5,7	ТПР 8,6 **СПГ 14,3** МеОН 6,3 СЖТ 5,5
60	**ТПР 100,0** СПГ 27,4 МеОН 10,3 СЖТ 10,2	**ТПР 95,3** СПГ 27,3 МеОН 10,2 СЖТ 9,9	**ТПР 80,1** СПГ 26,8 МеОН 10,1 СЖТ 9,0	**ТПР 48,2** СПГ 24,8 МеОН 9,5 СЖТ 6,4	ТПР 17,5 **СПГ 19,1** МеОН 7,8 СЖТ 5,8	ТПР 7,9 **СПГ 14,7** МеОН 6,3 СЖТ 5,5
120	**ТПР 100,0** СПГ 28,2 МеОН 10,3 СЖТ 10,2	**ТПР 95,0** СПГ 28,1 МеОН 10,2 СЖТ 9,9	**ТПР 79,8** СПГ 27,8 МеОН 10,1 СЖТ 9,0	**ТПР 48,1** СПГ 25,4 МеОН 9,5 СЖТ 6,4	ТПР 17,5 **СПГ 19,5** МеОН 7,8 СЖТ 5,8	ТПР 8,8 **СПГ 14,9** МеОН 6,3 СЖТ 5,5

Условные обозначения: ТПР – наилучшим вариантом является поставка газа по трубопроводам; СПГ – наилучшим вариантом является поставка СПГ; МеОН – наилучшим вариантом является поставка метанола; СЖТ – наилучшим вариантом является поставка СЖТ

Таблица 5.2 – Пример представления результатов номограммно-аналитического метода только в части метанола и СЖТ (%)

Объем потребления газа, млрд м^3	**Дальность транспортировки, км**					
	40	**160**	**625**	**2500**	**10000**	**20000**
0,06	МеОН 26,4 **СЖТ 26,9**	МеОН 24,8 **СЖТ 26,5**	МеОН 19,9 **СЖТ 24,6**	МеОН 18,6 **СЖТ18,9**	**МеОН 18,3** СЖТ 10,0	**МеОН 18,3** СЖТ 6,2
0,12	МеОН 19,6 **СЖТ 19,9**	МеОН 18,2 СЖТ 19,5	МеОН 16,2 **СЖТ 17,9**	**МеОН 15,9** СЖТ 13,4	**МеОН 15,8** СЖТ 6,7	**МеОН 12,8** СЖТ 4,0
0,25	МеОН 15,5 **СЖТ 15,9**	МеОН 14,5 **СЖТ 15,5**	**МеОН 14,3** СЖТ 14,1	**МеОН 14,1** СЖТ 10,4	**МеОН 11,1** СЖТ 5,0	**МеОН 10,0** СЖТ 3,0
0,50	МеОН 12,9 **СЖТ 13,3**	МеОН 12,7 **СЖТ 12,9**	**МеОН 12,6** СЖТ 11,7	**МеОН 11,7** СЖТ 8,5	**МеОН 9,7** СЖТ 4,1	**МеОН 8,2** СЖТ 3,6
1,0	МеОН 11,7 **СЖТ 11,9**	**МеОН 11,7** СЖТ 11,5	**МеОН 11,6** СЖТ 10,4	**МеОН 10,8** СЖТ 7,5	**МеОН 8,8** СЖТ 4,4	**МеОН 7,3** СЖТ 4,3
1,9	**МеОН 11,4** СЖТ 11,3	**МеОН 11,3** СЖТ 11,0	**МеОН 11,1** СЖТ 10,0	**МеОН 10,4** СЖТ 7,2	**МеОН 8,6** СЖТ 5,0	**МеОН 7,0** СЖТ 4,8
3,8	**МеОН 10,8** СЖТ 10,7	**МеОН 10,7** СЖТ 10,5	**МеОН 10,5** СЖТ 9,4	**МеОН 10,0** СЖТ 6,8	**МеОН 8,2** СЖТ 5,4	**МеОН 6,6** СЖТ 5,1

Графическая интерпретация номограммно-аналитического метода для определения способа поставки энергоресурса потребителям представлена на Рисунке 5.2. В качестве примера рассмотрен объем поставки энергоресурсов, эквивалентный 0,12 млрд куб. м. ПГ в год. Точка пересечения графиков для различных видов энергоресурсов отражает дальность транспортировки, при которой целесообразен переход на другую форму поставки. В рассматриваемом примере поставки трубопроводного газа привлекательны при дальности транспортировки до 150 км, СПГ – в диапазоне 150…2500 км, метанола – от 2500 км.

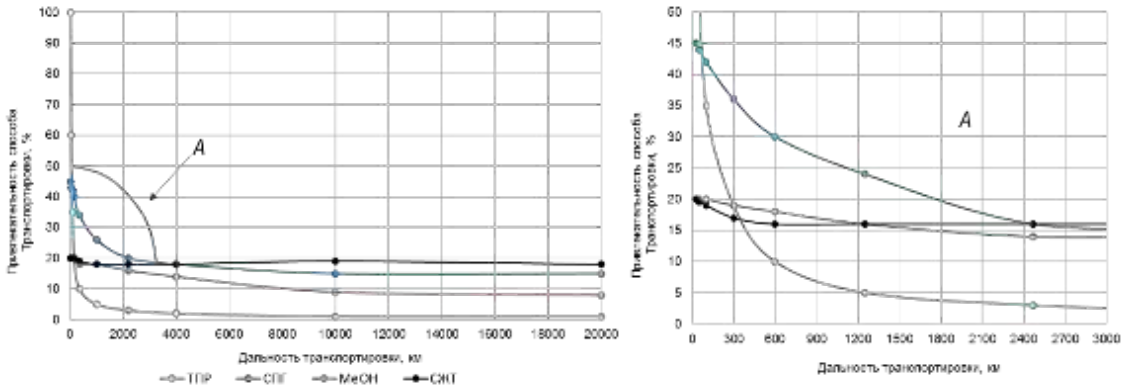


Рисунок 5.2 – Графики выбора способа поставки различных видов энергоресурсов потребителям

Выполненные расчеты показывают, что в целом при увеличении дальности транспортировки газа и снижении объемов поставок наиболее эффективными способами становятся формы поставки газа, альтернативные трубопроводному транспорту. В среднесрочной перспективе лидирующие позиции сохраняются за поставками газа по трубопроводам и в виде СПГ. Однако определенную нишу при транспортировке на различные расстояния может занять малотоннажное производство метанола и СЖТ, которое будет способствовать в том числе введению в разработку небольших месторождений, удаленных от транспортной инфраструктуры.

Разработанный алгоритм и его реализация в виде программного пакета могут найти широкое применение для предварительной оценки определения вида потребляемого энергоресурса в одном или нескольких узлах МГТС, выбора источников и способов поставки газа потребителям (газификации субъектов Российской Федерации) на предпроектном этапе исследований при задании основных технико-технологических и логистических вариантов. При решении данной задачи ключевую роль играют объем потребляемого энергоресурса и сезонность потребления, а также технико-технологические факторы, определяющие возможность использования газа потребителями с учетом различных форм его преобразования/замещения, в числе которых наличие и доступность технологий; наличие и возможность создания принимающих устройств у потребителя; производственная мощность принимающих устройств у потребителя. Кроме того, значительную роль будет играть величина транспортного плеча, а также логистическая доступность потребителей для поставок энергоресурса трубопроводным, автомобильным и иными видами транспорта.

Конечный перечень технико-технологических и логистических вариантов поставки ПГ новым потребителям определяется с помощью предложенного номограммно-аналитического метода, с учетом объемов потребления и дальности поставок энергоресурса.

5.3. Методологические основы разработки комплексных инвестиционных проектов эффективного развития единой системы газоснабжения

Методология разработки комплексных инвестиционных проектов эффективности развития ЕСГ базируется на применении системно-аналитического сценарного подхода к развитию мощностей отдельных предприятий и подсистем ЕСГ, с учетом спроса на ПГ и сроков реализации проектов [35, 46]. Результатом применения этой методологии является баланс ПГ, распределение потоков газа по ЕСГ, оценка потребности в инвестициях и затратах на эксплуатацию подсистем ЕСГ, эффективность совокупности организационно-управленческих решений по реализации комплексных проектов [32].

Создана общая методология разработки инвестиционных проектов, определены информационные потоки между различными бизнес-процессами, предложена периодичность актуализации основных ТЭП и порядок их мониторинга (см. Рисунок 5.3). Методология включает следующие основные этапы принятия решений: добыча газа; транспорт газа; ПХГ; внутренний рынок газа; внешний рынок газа; оценка экономической эффективности.

На Рисунке 5.4 представлен алгоритм оценки экономической эффективности инвестиционных проектов развития ЕСГ.

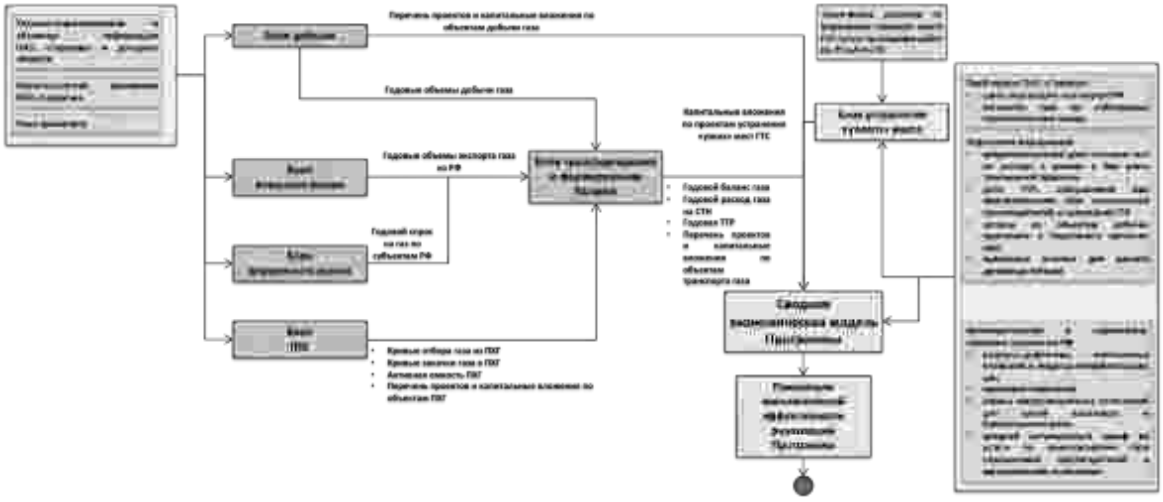


Рисунок 5.3 – Схема методологии разработки инвестиционных проектов

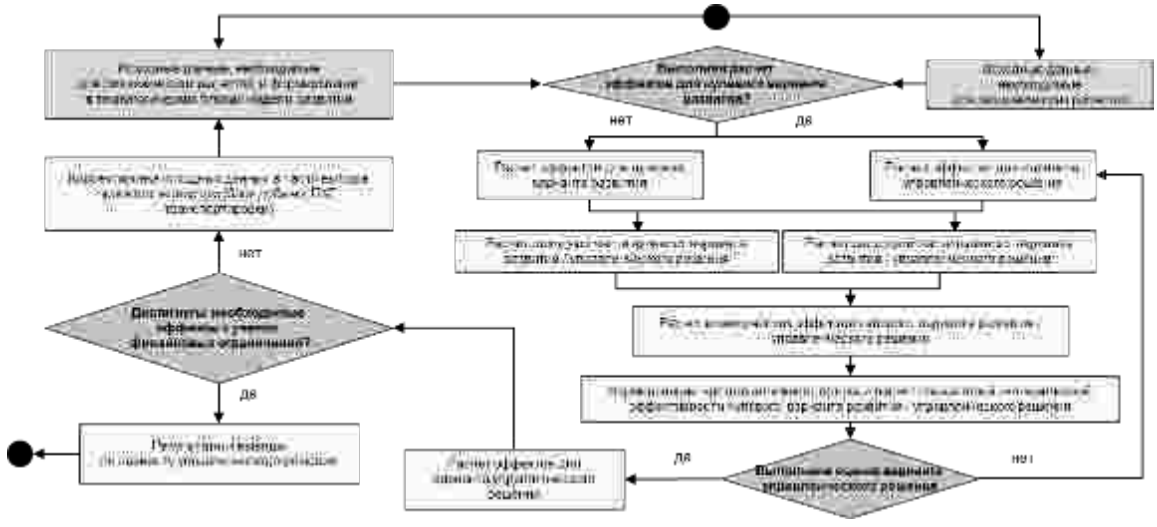


Рисунок 5.4 – Алгоритм принятия решений по оценке экономической эффективности реализации варианта управленческого решения при разработке инвестиционного проекта

Результатом применения методологии является расчет коммерческих и управленческих эффектов инвестиционного проекта. Расчет эффектов осуществляется с учетом положений государственных, отраслевых, корпоративных и иных нормативно-правовых документов, действующих на момент выполнения расчетов [107, 108].

Помимо классических показателей экономической эффективности реализации инвестиционных проектов целесообразно определять следующие показатели: выручка от продаж газа и оказания услуг по транспортировке газа сторонних собственников; EBITDA (определяется как разница между выручкой от реализации газа и операционными расходами без учета амортизационных отчислений); рентабельность EBITDA (определяется как соотношение EBITDA и выручки от реализации газа); чистая прибыль (положительный управленческий эффект проявляется в увеличении показателя); рентабельность чистой прибыли (определяется как соотношение чистой прибыли и выручки от реализации ПГ и оказания услуг по транспортировке газа сторонних собственников); соотношение инвестиций и выручки от реализации газа и оказания услуг по транспортировке газа сторонних собственников; удельные затраты на транспортировку газа (определяется как отношение годовых эксплуатационных затрат в транспорте газа к величине ТТР); удельные капитальные затраты на объем транспортируемого ПГ (руб./тыс. куб. м). Перечень показателей сформирован с использованием нормативно-правовых документов [126, 127].

Расчет показателей экономической эффективности и эффектов следует выполнять в ценах, действующих на начало расчетного периода, без учета инфляции по годам расчетного периода путем формирования денежных потоков, которые содержат: капитальные вложения (с учетом НДС); эксплуатационные затраты; амортизационные отчисления; налоги и сборы.

Расчет экономической эффективности и эффектов от реализации инвестиционного проекта необходимо строго выполнять с учетом налогового законодательства Российской Федерации, действующего на начало расчетного

периода, включая следующие налоги и сборы: НДС в части капитальных вложений; налог на прибыль (с учетом разницы в расчете амортизационных отчислений для целей налогового и бухгалтерского учета); налог на имущество; взносы в государственные внебюджетные фонды. Расчетный период рекомендуется принимать равным сроку полезного использования наиболее капиталоемкого объекта [107].

Критериями отбора оптимальных вариантов развития Общества являются: максимальный ЧДД, максимальная ВНД [126].

ЧДД в целом по варианту управленческого решения определяется по следующей формуле:

$$\sum_{i=0}^{T} ЧДД = \sum_{t} \frac{ЧП+АО-КВ+ВНДС}{(1+E)^t}, \quad (5.31)$$

где *ЧП* – чистая прибыль, получаемая от реализации дополнительных объемов газа, руб.;

АО – амортизационные отчисления, руб.;

КВ – капитальные вложения с учетом НДС, руб.;

ВНДС – возврат НДС, руб.;

Е – норма дисконта, %;

Т – продолжительность расчетного периода, лет.

В качестве альтернативного критерия эффективности рекомендуется использовать минимум суммарных дисконтированных затрат. Критерий может применяться в случае, если невозможно оценить дополнительные объемы газа, реализуемые потребителям при устранении «узкого» места. Под суммарными дисконтированными затратами понимается сумма капитальных вложений по проекту устранения «узкого» места без учета НДС, эксплуатационных затрат и налога на имущество, приведенных к началу расчетного периода.

Оптимальный вариант инвестиционного проекта по критерию максимума ЧДД (или минимума суммарных дисконтированных затрат) включается в суммарный денежный поток по варианту управленческого решения.

В основе расчета показателя ЧДД лежит формирование доходной и расходной части денежного потока.

Доходная часть варианта управленческого решения включает выручку от реализации газа на внутреннем рынке; выручку от поставок газа на экспорт; выручку от оказания услуг по транспортировке газа независимых производителей газа. Ее Доходную часть рекомендуется определять по следующей формуле:

$$\mathrm{B_р} = \mathrm{Q_{ki}} \cdot \mathrm{Ц_{ki}} \cdot (1 - d_{\text{нпг}}) + \mathrm{ТТР_i^{нпг}} \cdot \mathrm{ТАР_{нпг}}, \quad (5.32)$$

где Q_{ki} – объем поставки газа потребителям по направлению k в году i, млн куб. м/год;

$Ц_{ki}$ – цена газа, поставляемого потребителям по направлению k в году i, руб./тыс. куб. м;

$d_{нпг}$ – доля независимых производителей газа в поставках газа на внутренний рынок, %;

$\mathrm{ТТР_i^{нпг}}$ – ТТР, совершаемая при транспортировке газа сторонних собственников, млн куб. м х 100 км;

$ТАР_{нпг}$ – средний регулируемый тариф на услуги по транспортировке газа независимых производителей в одноставочном исчислении, руб./тыс. куб. м х 100 км;

k – направление поставки газа (внутренний рынок в детализации по субъектам Российской Федерации и категориям потребителей, экспорт);

i – год расчетного периода.

Объем поставки ПГ потребителям по направлению k в году i включает: объем поставки ПГ промышленным потребителям в детализации по субъектам Российской Федерации; объем поставки ПГ населению в детализации по субъектам Российской Федерации; объем поставки газа на экспорт.

Цену газа, поставляемого на внутренний рынок (дифференцировано по субъектам Российской Федерации и категориям потребителей), рекомендуется принимать в соответствии прейскурантом цен на газ и внутренних тарифов на услуги по транспортировке и хранению газа для организаций ПАО «Газпром» [20] или по данным Федеральной антимонопольной службы России. Цену газа, поставляемого на экспорт, рекомендуется принимать равной средневзвешенной цене реализации газа на экспорт. ТТР, совершаемую при транспортировке газа

сторонних собственников, рекомендуется принимать в процентах от суммарной величины ТТР по ГТС ЕСГ РФ по данным ПАО «Газпром» или иным доступным источникам.

Средний регулируемый тариф на услуги по транспортировке газа независимых производителей в одноставочном исчислении рекомендуется принимать в соответствии с прейскурантом цен на газ и внутренних тарифов на услуги по транспортировке и хранению газа для организаций ПАО «Газпром» [20] или по данным Федеральной антимонопольной службы России. Долю независимых производителей газа в структуре поставок газа на внутренний рынок Российской Федерации рекомендуется принимать по данным ПАО «Газпром» или на основе анализа данных ЦДУ ТЭК. Капитальные вложения в объекты добычи, транспортировки и подземного хранилища газа (ПХГ) по инвестиционным проектам рекомендуется принимать в соответствии с отраслевыми данными, актуальными на начало года выполнения расчетов.

Операционные или эксплуатационные затраты рекомендуется определять с учетом положений государственных, отраслевых, корпоративных и иных нормативных документов, действующих на момент выполнения расчета.

Операционные затраты по существующим объектам рекомендуется определять на основе анализа форм корпоративной статистической отчетности компаний Группы Газпром за год, предшествующий расчетному, путем определения удельных затрат по основным статьям в расчете на объемный показатель, наилучшим образом характеризующий технологический процесс; на основе запросов в газодобывающие общества ПАО «Газпром».

Операционные затраты по новым объектам ЕСГ рекомендуется также определять на основе анализа форм корпоративной статистической отчетности компаний Группы Газпром за год, предшествующий расчетному, путем определения удельных затрат по основным статьям в расчете на объемный показатель, наилучшим образом характеризующий технологический процесс и по данным проектов-аналогов, содержащихся в электронном архиве проектно-сметной документации ПАО «Газпром».

Расчет операционных затрат рекомендуется выполнять в ценах на начало расчетного периода без учета инфляции, как произведение удельного стоимостного показателя по статье затрат и объемного показателя, характеризующего технологический процесс.

Расчет операционных затрат рекомендуется выполнять в соответствии с нормативными документами ПАО «Газпром» [109]. Операционные затраты по объектам добычи газа включают следующие основные элементы: налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ); условно-переменные затраты; условно-постоянные затраты; арендная плата по фондам, существующим на начало расчетного периода; арендная плата по фондам, вводимым в расчетном периоде. Операционные затраты по объектам добычи газа рекомендуется определять по годам расчетного периода по следующей формуле:

$$ЭЗ_i^{доб} = \left(НДПИ_i + VC_i^{доб} + НДПИ_i \cdot FC_i^{доб}\right) \cdot Q_i^{доб} + A_i^{доб}, \qquad (5.33)$$

где $НДПИ_i$ – ставка НДПИ, руб./тыс. куб. м;

$VC_i^{доб}$ – условно-переменные затраты в добыче газа, руб./тыс. куб. м;

$FC_i^{доб}$ – условно-постоянные затраты в добыче газа, в % от НДПИ;

$A_i^{доб}$ – арендная плата по фондам, существующим на начало расчетного периода и вводимым в расчетном периоде, млн руб.

Ставку НДПИ в году *i* рекомендуется определять:

– расчетом, как средневзвешенное значение по месторождению, группе месторождений, газодобывающему обществу и/или ПАО «Газпром» в целом на основании данных форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду, исходя из суммарного значения налоговых отчислений по строке «НДПИ», отнесенного к валовому объему добычи газа по строке «валовая добыча»;

– по данным проектов-аналогов, содержащихся в электронном архиве проектно-сметной документации ПАО «Газпром»;

– по данным иных доступных источников.

Условно-переменные затраты в добыче газа в году *i* рекомендуется

определять расчетом, как средневзвешенное значение по месторождению, группе месторождений, газодобывающему обществу и/или ПАО «Газпром» в целом на основании данных форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду, исходя из суммарного значения затрат по строкам «материалы на производственные нужды», «газ на собственные нужды» и «энергия на технологические нужды», отнесенных к валовому объему добычи газа по строке «валовая добыча».

Условно-постоянные затраты в добыче газа в году *i* рекомендуется определять расчетом, как средневзвешенное значение по газодобывающему обществу и/или ПАО «Газпром» в целом на основании данных форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду, исходя из суммарного значения затрат по строкам «расходы на оплату труда», «страховые взносы во внебюджетные фонды», «капитальный ремонт», «ГРР», «затраты по договорам страхования», «прочие услуги производственного назначения», «общепроизводственные расходы», «общехозяйственные расходы», «коммерческие расходы», отнесенные к суммарному значению налоговых отчислений по строке «НДПИ».

Арендную плату по фондам, существующим на начало расчетного периода, рекомендуется принимать по газодобывающему обществу и/или ПАО «Газпром» на основании данных форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду, по строкам «амортизация внеоборотных активов производственного назначения» и «арендная плата основных средств производственного назначения».

Операционные затраты по объектам ПХГ включают следующие элементы:

– затраты на ГСН сторонних организаций (условно-переменные затраты),

– затраты на энергию на технологические нужды сторонних организаций (условно-переменные затраты),

– затраты на материалы на производственные нужды (условно-постоянные затраты),

– затраты на ГСН и энергию на технологические нужды (собственные)

(условно-постоянные затраты),

– заработная плата персонала с учетом страховых взносов (условно-постоянные затраты),

– затраты на капитальный ремонт (условно-постоянные затраты),

– прочие затраты (условно-постоянные затраты),

– арендная плата по фондам, существующим на начало расчетного периода (условно-постоянные затраты),

– арендная плата по фондам, вводимым в расчетном периоде (условно-переменные затраты).

Операционные затраты по объектам ПХГ рекомендуется определять по годам расчетного периода по следующей формуле:

$$ЭЗ_i^{пхг} = VC_i^{пхг} \cdot Q_i^{оз} + FC_i^{пхг} \cdot Q_i^{акт} + КР_i^{пхг} + ПР_i^{пхг} + А_i^{пхг}, \quad (5.34)$$

где $VC_i^{пхг}$ – условно-переменные затраты в ПХГ (затраты на газ на собственные нужды и энергию на технологические нужды от сторонних организаций), руб./тыс. куб. м;

$Q_i^{оз}$ – годовой объем отбора газа из ПХГ и закачки газа в ПХГ, млн куб. м;

$FC_i^{пхг}$ – условно-постоянные затраты в ПХГ, рассчитываемые на единицу активной емкости по обустройству (затраты на ГСН и энергию на технологические нужды собственные, затраты на материалы на производственные нужды, заработная плата персонала с учетом страховых взносов), руб./тыс. куб. м;

$Q_i^{акт}$ – активная емкость ПХГ по обустройству, млн куб. м;

$КР_i^{пхг}$ – затраты на капитальный ремонт ПХГ, млн руб./год;

$ПР_i^{пхг}$ – прочие затраты по ПХГ, млн руб./год;

$А_i^{пхг}$ – арендная плата по фондам, существующим на начало расчетного периода и вводимым в расчетном периоде, млн руб./год.

Условно-переменные затраты в ПХГ (затраты на ГСН и энергию на технологические нужды сторонних организаций) в году i рекомендуется определять расчетом, как средневзвешенное значение по ПХГ, на основании данных форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду, исходя из суммарного значения затрат по

строкам «газ на собственные технологические нужды сторонних организаций», «газ на производственно-эксплуатационные нужды сторонних организаций», «электроэнергия сторонних организаций», «теплоэнергия сторонних организаций» и «прочая энергия сторонних организаций», отнесенных к суммарному объему отбора и закачки газа.

Условно-постоянные затраты в ПХГ, рассчитываемые на единицу активную емкости по обустройству, в году *i* рекомендуется определять расчетом, как средневзвешенное значение по ПХГ, на основании данных форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду, исходя из суммарного значения затрат по строкам «материалы на производственные нужды», «газ на собственные технологические нужды собственный», «газ на производственно-эксплуатационные нужды собственный», «электроэнергия собственная», «теплоэнергия собственная», «прочая энергия собственная» и «затраты на оплату персонала основного производства», отнесенного к величине активной емкости ПХГ по обустройству.

Годовой объем отбора газа из ПХГ и закачки газа в ПХГ, активной емкости по обустройству рекомендуется определять по данным корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром». Затраты по статье «взносы в государственные внебюджетные фонды» определяются с учетом законодательства Российской Федерации, действующего на начало расчетного периода. Годовые затраты по статье «капитальный ремонт» рекомендуется принимать постоянными, равными фактическому значению по данным форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду.

Прочие затраты рекомендуется определять в процентах от суммарной величины затрат по статьям «материалы на производственные нужды», «электроэнергия собственная», «теплоэнергия собственная», «прочая энергия собственная» и «затраты на оплату персонала основного производства», «взносы в государственные внебюджетные фонды», «капитальный ремонт». Доля прочих затрат определяется по данным форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду.

Арендную плату по фондам, существующим на начало расчетного периода, рекомендуется принимать по данным форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду, по строкам «амортизация внеоборотных активов производственного назначения» и «арендная плата основных средств производственного назначения». Арендную плату по фондам, вводимым в расчетном периоде, рекомендуется определять в соответствии с Порядком формирования в группе Газпром арендных отношений [127]. Операционные затраты по объектам транспорта газа включают следующие элементы: затраты на ГСН (условно-переменные затраты); затраты на энергию на технологические нужды (условно-переменные затраты); затраты на материалы на производственные нужды (условно-постоянные затраты); затраты на ГСН и энергию на технологические нужды (собственные) (условно-постоянные затраты); заработная плата персонала с учетом страховых взносов (условно-постоянные затраты); затраты на капитальный ремонт (условно-постоянные затраты); прочие затраты (условно-постоянные затраты); арендная плата по фондам, существующим на начало расчетного периода (условно-постоянные затраты); арендная плата по фондам, вводимым в расчетном периоде (условно-переменные затраты).

Операционные затраты по объектам транспорта газа рекомендуется определять по годам расчетного периода по следующей формуле:

$$ЭЗ_i^{тр} = VC_i^{тр} \cdot ТТР_i + М_i^{тр} \cdot N_i + ЗП_i^{тр} \cdot L_i \cdot (1 + Т_{вз}) + КР_i^{тр} + ПР_i^{тр} + А_i^{тр}, \quad (5.35)$$

где $VC_i^{тр}$ – условно-переменные затраты в транспорте газа (затраты на газ на собственные нужды и энергию на технологические нужды), руб./тыс. куб. м х км;

$ТТР_i$ – годовая ТТР, млрд куб. м х км;

$М_i^{тр}$ – удельные затраты по статье «затраты на материалы на производственные нужды», млн руб./МВт;

N_i – установленная мощность компрессорных станций, МВт;

$ЗП_i^{тр}$ – удельные затраты по статье «заработная плата персонала», млн руб./км;

$T_{вз}$ – ставка отчислений в государственные внебюджетные фонды, %;

L_i – протяженность газопроводов, км;

$КР_i^{тр}$ – затраты на капитальный ремонт объектов транспорта газа, млн руб./год;

$ПР_i^{тр}$ – прочие затраты по объектам транспорта газа, млн руб./год;

$А_i^{тр}$ – арендная плата по фондам, существующим на начало расчетного периода и вводимым в расчетном периоде, млн руб./год.

Затраты по статье «расход газа на собственные технологические нужды» рекомендуется определять исходя из удельного расхода газа на собственные технологические нужды на единицу ТТР, величины годовой ТТР и цены газа, используемого на собственные технологические нужды в разрезе газотранспортных обществ.

Удельный расход ГСН на единицу ТТР рекомендуется определять по данным форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» в разрезе газотранспортных обществ.

Цену газа, используемого на собственные технологические нужды газотранспортной организации, рекомендуется принимать в соответствии с прейскурантом цен на газ и внутренних тарифов на услуги по транспортировке и хранению газа для организаций ПАО «Газпром» [20]. Затраты по статье «энергия на технологические нужды» рекомендуется определять расчетом, как средневзвешенное значение по газотранспортному обществу или ПАО «Газпром» в целом на основании данных форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду, исходя из суммарного значения затрат по строке «энергия на технологические нужды», отнесенного к величине ТТР.

Затраты по статье «вспомогательные материалы» рекомендуется определять расчетом, как средневзвешенное значение по газотранспортному обществу или ПАО «Газпром» в целом на основании данных форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду, исходя из суммарного значения затрат по строке «материалы на производственные нужды», отнесенного к величине установленной мощности КС в зоне ЕСГ России.

Затраты по статье «заработная плата персонала» рекомендуется определять расчетом, как средневзвешенное значение по газотранспортному обществу или ПАО «Газпром» в целом на основании данных форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду, исходя из суммарного значения затрат по строке «затраты на оплату труда персонала основного производства», отнесенного к величине протяженности газопроводов в зоне ГТС ЕСГ РФ. Затраты по статье «взносы в государственные внебюджетные фонды» определяются с учетом законодательства Российской Федерации, действующего на начало расчетного периода.

В качестве источников информации о протяженности ГТС и установленной мощности КС в зоне ГТС ЕСГ РФ рекомендуется использовать: годовые отчеты газотранспортных обществ ПАО «Газпром»; запросы в газотранспортные общества; НСИ «Инфотех». Годовые затраты по статье «капитальный ремонт» принимаются постоянными, равными фактическому значению по данным форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду.

Прочие затраты рекомендуется определять в процентах от суммарной величины затрат по статьям «вспомогательные материалы», «энергия на технологические нужды», «затраты на оплату персонала основного производства», «взносы в государственные внебюджетные фонды», «капитальный ремонт». Доля прочих затрат определяется по данным форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду.

Арендную плата по фондам, существующим на начало расчетного периода, рекомендуется принимать по газотранспортному обществу и/или ПАО «Газпром» в целом на основании данных форм корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» за год, предшествующий расчетному периоду, по строкам «амортизация внеоборотных активов производственного назначения» и «арендная плата основных средств производственного назначения».

Арендную плата по фондам, вводимым в расчетном периоде, рекомендуется определять в соответствии с Порядком формирования в группе Газпром арендных

отношений [128]. Арендная плата включает: амортизационные отчисления; налог на имущество; арендную премию; прочие затраты.

Амортизационные отчисления по новым объектам рекомендуется определять линейным методом, исходя из первоначальной стоимости и срока полезного использования объектов. Срок полезного использования объектов для целей бухгалтерского и налогового учета рекомендуется определять с учетом нормативно-правовых документов [95, 96]. Налог на имущество по новым объектам определяется в соответствии с законодательством Российской Федерации, действующим на начало расчетного периода.

В соответствии с действующим подходом к оценке экономической эффективности инвестиционных проектов, закрепленным в государственных и отраслевых нормативных документах, ставка дисконтирования учитывает все факторы риска [101]. Применение единой ставки дисконтирования на горизонте расчета означает, что уровень риска равномерно распределен во времени. Это допущение не отражает действительности, так как на разных этапах реализации инвестиционного проекта действуют различные факторы, оказывающие влияние на риск – инвестиционные риски на начальном этапе, связанные с оценкой первоначальной стоимости объекта; ценовые риски, обусловленные точностью прогноза цен на газ на зарубежных рынках; маркетинговые и операционные риски, макроэкономические риски (см. Рисунок 5.5).

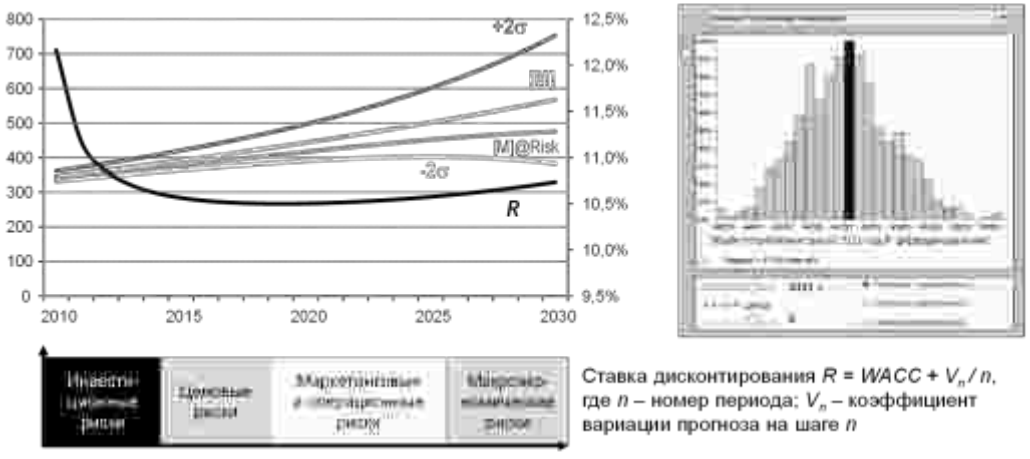


Рисунок 5.5 – Эквивалентирование учета рисков в денежном потоке чрез переменную ставку дисконтирования

В диссертационном исследовании предлагается использовать переменную ставку дисконтирования. На начальном этапе инвестиционного проекта ставка дисконтирования высока вследствие неопределенности первоначальной стоимости объекта; затем снижается; в конце начинает снова увеличиваться в связи с неопределенностью параметров проекта в долгосрочной перспективе. Подход позволяет устранить проблему неэффективности крупных комплексных долгосрочных инвестиционных проектов, для которых доходная часть начинает формироваться спустя 10–15 лет после начала инвестирования (см. Рисунок 5.6).

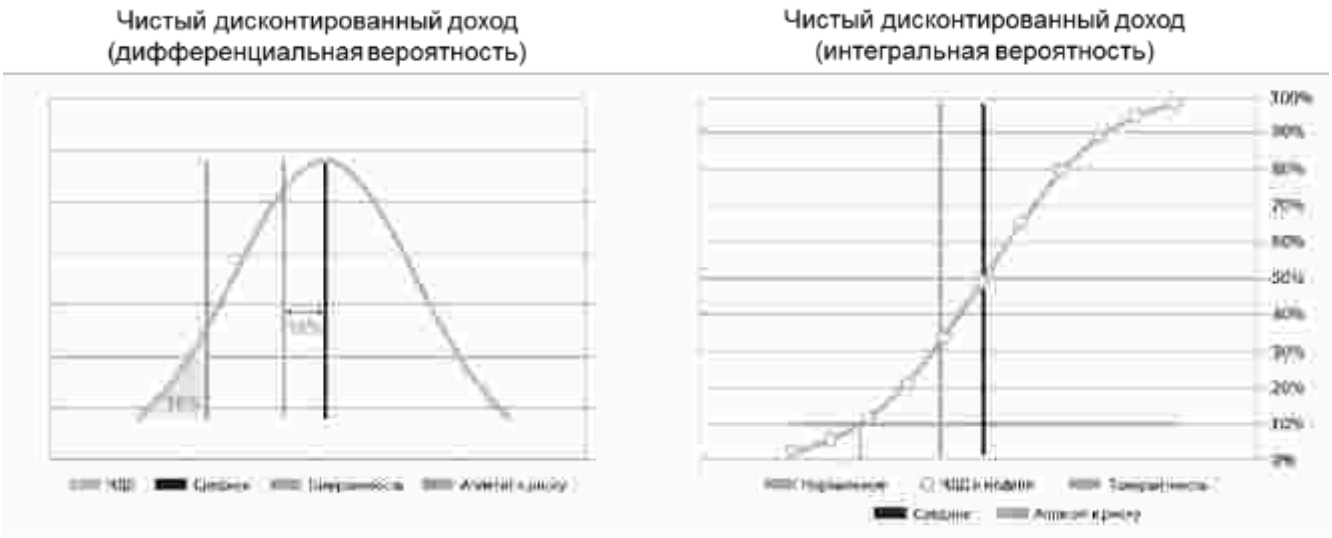


Рисунок 5.6 – Оценка эффективности через снижение неопределенности показателей проектов

Сочетание классического подхода к дисконтированию затрат с использованием интегральной вероятности позволяет привести все рассматриваемые проекты к единому базису (уровню аппетита к риску, уровню неопределенности).

5.4. Метод компьютерного анализа газоперерабатывающих производств с применением имитационного многоагентного моделирования и искусственных нейронных сетей

В последнее десятилетие произошел существенный прорыв в области разработки и применения моделей ИИ, базирующихся на принципах НС [8]. Известно, что НС позволяют существенно улучшить и упростить поддержку принимаемых решений на всех стадиях проектирования и эксплуатации объектов ТЭК [17]. Среди наиболее значимых направлений такого улучшения следует выделить: отсутствие требований, накладываемых на используемые переменные, как они должны быть распределены, что во многом характерно для аналитических методов и моделей; способность противостоять локальным искажениям и предоставлять удовлетворяющие практике результаты, даже если некоторые элементы в массивах обучающих выборок искажены или пропущены; способность к обобщениям, т.е. интеграции результатов несмотря на неизвестность законов функционирования объектов и задействованных факторов; хорошие прогностические возможности для систем с нелинейными зависимостями и взаимодействиями; способность оценивать эффективность принимаемых решений для процессов со случайными событиями, связанными с возникающими критическими ситуациями; тиражирование заложенных в НС знаний по типовым ситуациям среди обслуживающего персонала.

При разработке НС следует учитывать также некоторые научно-технические трудности: сложность в обосновании конкретных решений, полученных с помощью НС, что снижает доверие к результатам; отсутствие формальных методов выбора лучшей структуры НС; неопределенное время обучения НС; неспособность к экстраполяции (возможность получения результатов только в диапазонах проведенного обучения); потребность процесса обучения НС в значительном объеме данных о работе системы (особенно это касается редких ситуаций, которые трудно или невозможно воспроизвести).

Для преодоления указанных трудностей ведется интенсивная разработка методов оптимизации работы НС, использование которых часто позволяет улучшить получаемые результаты [13].

В последние годы одним из таких многообещающих инструментов являются модели ИИ и, в частности, модели НС [7].

Разработанный методический и формальный аппарат построения и использования НС позволяет подойти к решению большого спектра практических задач, характерных для ТЭК, в частности, преодолеть проблемы имитационно-аналитического моделирования цифровых двойников (ЦД) [4]. Однако применение НС требует значительного объема исходных данных для обучения, получить которые на реально работающем ПП не всегда возможно.

Динамика поступления ГК и НГКС на перерабатывающие производства ТЭК и ЕСГ, как их последующая переработка, и отгрузка полученной продукции требуют непрерывного оперативного контроля и управления. Одним из важных инструментов такого управления является комплексный план, увязывающий динамику добычи с производительностью перерабатывающего производства и ожидаемыми потребностями рынка. В свою очередь, производительность перерабатывающего производства складывается из возможностей по переработке и получения товарной продукции ХТС, а также условиями по ее отгрузке потребителям, определяемыми, в частности, пропускными способностями РП, которые используются для приема, временного хранения и дальнейшей отгрузки товарной продукции, а также «сглаживания импульса» потока продукции между отдельными стадиями его переработки, если по каким-либо причинам прием или откачка из резервуарного парка (РП) невозможны.

Длительное время существенную помощь в процессах поддержки принимаемых решений оказывали математические модели. Однако в виду сложности и нелинейности протекающих ХТП, неопределенности ряда внутренних и внешних воздействующих факторов, а также потребности в оперативных откликах на возникающие критические ситуации в производстве применяемые модели на практике все еще не получили необходимого распространения.

Использование математических моделей, а также ЦД, построенных на их основе, часто требуют значительных временных затрат и вычислительных ресурсов для учета основных особенностей функционирования перерабатывающего производства. Таким образом, наряду с моделями ЦД, обеспечивающими комплексный анализ производственных процессов, на практике желательно также иметь простые средства для оперативной оценки, позволяющие исключать «тяжеловесные» математические процедуры ЦД и быстро приходить, пусть даже к приближенным, но приемлемым для практики решениям.

В последние годы одним из таких многообещающих инструментов являются модели ИИ и, в частности, модели нейронных сетей.

При эксплуатации РП может возникнуть критическая ситуация, связанная с нарушением условий, что потребует пересмотра плана производства продукции и значительных затрат времени. Поэтому ключевым вопросом использования того или иного плана на практике является определение его реализуемости на возможно более ранней фазе. Под реализуемостью будем понимать такой план производства, при котором с высоким уровнем достоверности может быть выполнен без нарушения производственного процесса и перепланирования. Применение НС для оценки реализуемости плана производства продемонстрируем на примере оценки работы РП. Настройка НС на анализ других компонентов производственного процесса и соответствующих планов осуществляется аналогичным образом.

Использование НС в моделях ЦД, позволит: ускорить проводимые расчеты, путем замены наиболее сложных узлов моделями ИИ; упростить моделирование наиболее сложных процессов функционирования перерабатывающего производства путем замены их моделями ИИ; тиражировать опыт и знания специалистов; повышать точность расчетов путем обучения НС.

Таким образом, требуется разработка НС, которая, исходя из состояния и режимов эксплуатации РП, даст ответ: реализуем ли предложенный план. Оценка должна вестись для заданных начальных остатков (*S(0)*) в РП, стартовой скорости откачки ($V_{out}(0)$) и заданной динамики входящего потока ($V_{in}(t), t = 1..T$).

Данные для обучения при обычных и критических режимах производства будут получены на ЦД, имитирующем выполнение всех работ по принятому плану.

Если из полученных на обученной НС оценок вытекает, что план нереализуем, то следует произвести перепланирование процессов и установить приемлемые режимы работы РП в новых условиях. Выполняя с помощью НС оценки реализуемости планов, можно существенно сократить количество перепланирований и реорганизаций процессов, а также снизить издержки, которые могли бы потребоваться без подобных оценок.

Известно, что процессы приема и последующего производства продукции на перерабатывающем производстве опираются на сложные ХТП переработки, реализуемые разнообразными техническими устройствами, совместная работа которых должна быть хорошо скоординирована по производительности и времени. При планировании необходим учет не только внешних факторов, влияющих на поставку сырья и спроса на продукцию, но и внутренних факторов: производительности и разделительной способности задействованных узлов, а также динамики производства, возникающих проблемных ситуаций (изменения плановых показателей, отказы, незапланированные остановочные ремонты, недостаток ресурсов). Недооценка указанных факторов ведет к возникновению событий, требующих перепланирования и внесения изменений в само производство. Таким образом, как это отмечено в постановке задачи, важнейшим аспектом эффективного управления перерабатывающего производства является оценка реализуемости сформированных планов на возможно более ранних стадиях.

Новый комбинированный метод компьютерной оценки реализуемости планов перерабатывающего производства в зависимости от состояния и режимов работы критического компонента используемой технологии – РП. Основой метода служит совместное использование ЦД и НС.

ЦД перерабатывающего производства представляет собой имитационно-аналитическую модель, с высокой степенью точности отражающую динамику реальных процессов перерабатывающего производства и обеспечивающую оценку находящихся под контролем факторов и показателей работы (см. Рисунок 5.7).

Выделение НС из ЦД является условным и направлено на демонстрацию предлагаемого подхода к оценке реализуемости планов по перекачке ГК/НГКС в процессе эксплуатации перерабатывающего производства (см. Рисунок 5.8).

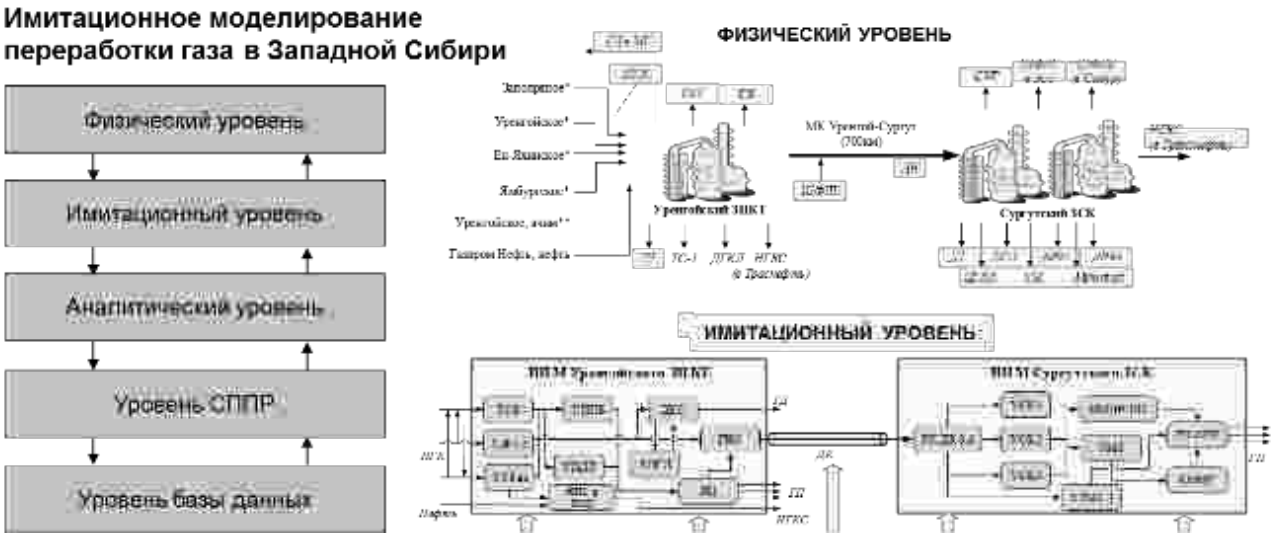
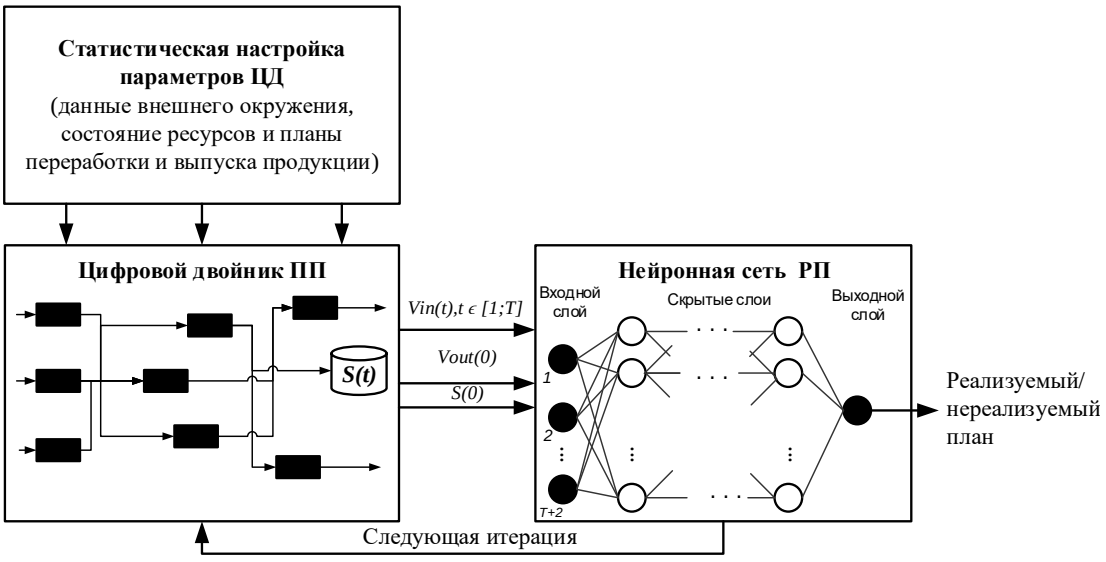


Рисунок 5.7 – Метод компьютерного анализа газоперерабатывающих производств с применением имитационного многоагентного моделирования и ИНС



$V_{in}(t)$ – скорость входного потока, $V_{out}(0)$ и $S(0)$ – начальная скорость откачки и уровень заполнения РП

Рисунок 5.8 – Упрощенная структура взаимосвязи моделей ЦД и НС

Разработка структуры ИНС процесса обучения и последующего использования НС осуществляется по известной процедуре, состоящей из нескольких фаз [7, 8]: 1) выбора архитектуры НС; 2) подготовки исходных данных для обучения; 3) обучения и тестирования НС; 4) использование НС.

Далее рассматривается НС прямого распространения и обратным процессом обучения. При обучении НС выполняются следующие условия: рассматривается дискретный процесс заполнения и откачки ГК/НГКС в РП. Шаг расчетов – один час; все связи в НС прямые; число входов в НС является настраиваемым параметром; число внутренних слоев не более трех с произвольным ограниченным числом нейронов в каждом слое (подбираются экспериментально); функция активации – сигмоидальная.

Известно, что наиболее трудоемким этапом процесса формирования НС является ее обучение [7, 8]. Такой процесс направлен на настройку свободных параметров НС и синоптических весов нейронов таким образом, чтобы сеть обеспечивала результаты, близкие к фактическим.

Обучение НС обычно проводится по специально подобранным исходным данным. Способы получения таких данных могут быть весьма разнообразны: реальные измерения, данные моделирования и/или экспертные оценки. В настоящей работе использован второй подход к их получению – генерация данных обучения НС на ЦД. После обучения и тестирования НС применяется для оперативной оценки реализуемости планов по перекачке ГК/НГКС через РП.

Для выработки эффективной политики планирования перерабатывающего производства и оценки реализуемости плана по перекачке ГК/НГКС экспериментально (т.е. путем анализа результатов экспериментов на ЦД и модели НС в диапазоне изменяющихся параметров РП) была подобрана структура НС, состоящая из $T+2$ нейронов входного слоя, двух срытых слоев и одного нейрона выходного слоя.

Моделирование вариантов работы перерабатывающего производства на ЦД позволило получить необходимый для обучения НС объем данных (фрагмент таких данных показан в Таблице 5.3). В качестве периода планирования (T) принят

1 месяц. Общий объем сгенерированных на ЦД реализаций составил 10 тыс. векторов для обучения и 500 – для тестирования НС. Каждый из векторов включал в себя начальный уровень заполнения РП (*S(0)*), начальную скорость откачки ($V_{out}(0)$) и заданную динамику входящего потока ($V_{in}(t)$), $t \in [1, T]$, а также результаты оценки реализуемости плана по перекачке ГК/НГКС. Процесс обучения НС осуществлялся в соответствии с известным алгоритмом обратного распространения ошибки [7, 8].

Таблица 5.3 – Фрагмент исходных данных, использованных для обучения НС

№ итерации	*S(0)*, тонн	$V_{out}(0)$, тонн/ч	$V_{in}(t)$, тонн/ч				Реализуемость (1 – реализуем, 2 – нереализуем)
			1	2	…	T	
1	822,9	404,5	404,5	437,4	…	413,7	1
2	346,7	932,7	932,7	932,7	…	742,4	1
3	334,1	619,1	619,1	619,1	…	546,8	2
4	455,6	514,3	514,3	449,1	…	478,6	1
5	875,8	641,0	640,9	640,9	…	442,0	1
…	–	–	–	–	–	–	–
10 000	490,7	549,2	549,1	574,8	…	574,2	1

На Рисунке 5.9 приведена кривая относительной ошибки полученных на НС результатов, по мере выполнения эпох обучения. Всего в целях иллюстрации выделено 500 эпох; точность полученных оценок реализуемости плана по перекачке ГК/НГКС через РП превышает 95%.

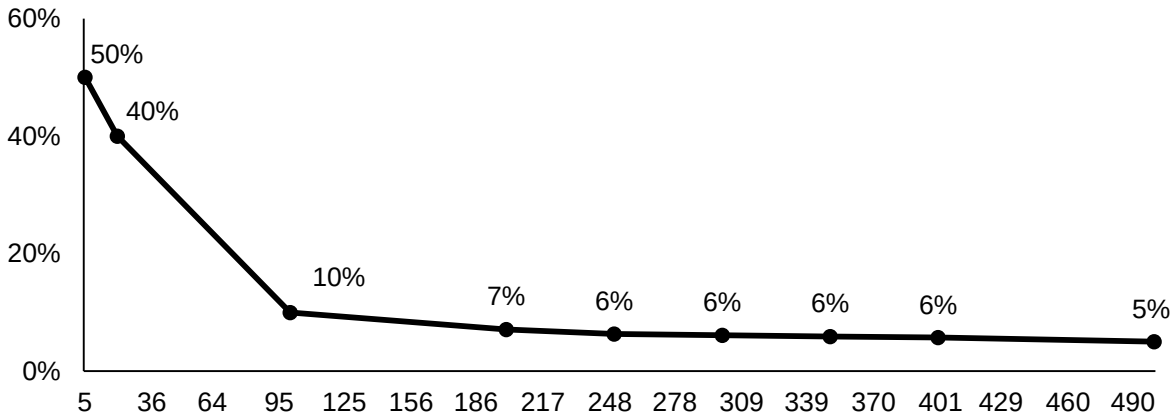


Рисунок 5.9 – График изменения ошибки прогнозирования НС по мере ее обучения

После обучения проведено тестирование работы НС по показателям средней абсолютной ошибки (составила 0,1); среднее квадратичное отклонение ошибки реализуемости плана лежит в пределах ±0,0215; максимальное отклонение для результатов оценки не превышает 0,975.

Как видно из Таблицы 5.4, НС обеспечивает достаточно точное определение реализуемости планов по перекачке ГК/НГКС. Время реакции НС по запросу после обновления входных факторов происходит практически мгновенно, т.е. позволяет в режиме реального времени получать результаты реализуемости планов по перекачке ГК/НГКС.

Таблица 5.4 – Сравнение оценок, полученных на НС, с фактическими значениями реализуемости плана

№	Факт. реализуемость плана	Оценка НС реализуемости плана	Абсолютная ошибка	Относительная ошибка
1	2	1,9999998	1,58775E-07	0,0000079%
2	2	1,9987735	0,001226518	0,0613259%
3	1	1,0000000	0	0,0000000%
4	2	2,0000000	1,74137E-08	0,0000009%
5	2	1,9696372	0,00854224	0,0161274%
…	–	–	–	–
10 000	1	1,0000000	1,39888E-14	0,0000000%

5.5. Системно-аналитический метод актуализации основных технико-экономических показателей и мониторинга реализации проектов эффективного развития единой системы газоснабжения

Системно-аналитическая методика актуализации основных ТЭП осуществляется на основе сбора новых исходных данных, в соответствии с разработанными шаблонами и загрузки в специальные ППП. Балансировку ресурсной и расходной частей рекомендуется осуществлять по следующим критериям:

– обеспечение газом внутренних потребителей и поставок на экспорт;

– выполнение плановых отборов из ПХГ;

– минимизация условно-переменных затрат.

Мониторинг реализации новых программ рекомендуется выполнять на основе расчета экономической эффективности и эффектов в рамках оптимизационной задачи, учитывающей взаимосвязь всех объектов ЕСГ, прогноза потребления и управленческих решений через моделирование работы ГТС. Выполняется сопоставление исходных ТЭП с актуальными фактическими, плановыми и прогнозными отраслевыми показателями [79, 80, 83, 84].

В случае если по результатам мониторинга целевые ТЭП реализации проектов не достигаются, рекомендуется выполнить корректировку решений с учетом финансовых ограничений и доступных ресурсов газа (см. Рисунок 5.10).

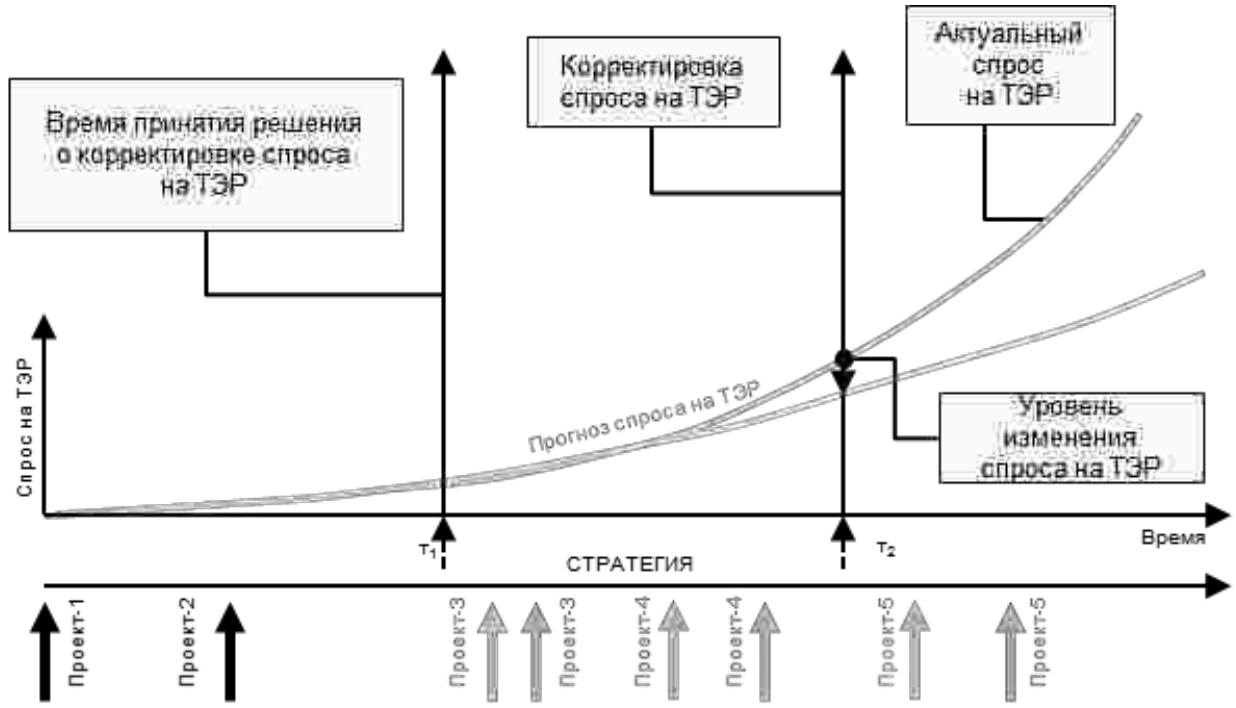


Рисунок 5.10 – Адаптивная модель актуализации и мониторинга основных ТЭП новых проектов

В качестве основных организационно-управленческих эффектов для новых проектов предлагается использовать: изменение прибыли до вычета расходов по процентам, уплата налогов и амортизационных отчислений; изменение чистой

прибыли; изменение соотношения инвестиций и выручки от реализации газа и оказания услуг по транспортировке газа сторонних собственников; изменение удельных затрат на транспортировку газа; изменение удельного расхода топливного газа; изменение объема недопоставок газа потребителям на внутреннем рынке и на экспорт.

Расчет организационно-управленческих эффектов рекомендуется осуществлять в соответствии со следующим алгоритмом.

Шаг 1. Формирование нулевого варианта:

– формирование распределения потоков газа в ГТС на основе действующих отраслевых документов с учетом изменения характеристик объектов ЕСГ под влиянием реализации инвестиционных проектов в добыче, транспортировке и ПХГ;

– определение «узких» мест ГТС и формирование вариантов управленческих решений по их устранению;

– расчет показателей экономической эффективности в целом для варианта путем построения денежных потоков.

Шаг 2 Оценка управленческих решений:

– формирование набора управленческих решений и внесение в модель;

– пересчет распределения потоков газа в ГТС с учетом набора управленческих решений;

– расчет показателей экономической эффективности для распределения потоков газа в ГТС с учетом набора управленческих решений путем построения денежных потоков;

– оценка организационно-управленческих эффектов, возникающих при учете набора управленческих решений, путем сопоставления с нулевым вариантом.

Множество различных организационно-управленческих решений включает инвестиционные проекты по добыче, транспортировке газа и ПХГ, выбор проектов по устранению «узких» мест ГТС (строительство лупингов или расширение КС).

Актуализацию основных ТЭП новых проектов рекомендуется выполнять по следующим процедурам: сбор исходных данных; подготовка исходных данных в

соответствии с разработанными шаблонами; загрузка исходных данных в ППП в соответствии с разработанными шаблонами.

Рекомендуется выполнять актуализацию следующих данных, распределенных по основным блокам новых проектов развития ЕСГ.

1. Добыча газа:

– НСИ по объектам добычи;

– перечень проектов ввода мощностей по объектам добычи с указанием капитальных вложений и детальной информации по проектам;

– НДПИ, условно-постоянные и условно-переменные эксплуатационные затраты по объектам добычи;

– пиковые возможности объектов добычи;

– плановые месячные объемы добычи.

2. ПХГ:

– НСИ по объектам ПХГ;

– перечень проектов ввода мощностей по объектам ПХГ с указанием капитальных вложений и максимальной суточной закачки;

– графики определения текущей максимальной суточной производительности ПХГ в зависимости от наличия активного газа или от накопленного отбора с начала сезона по каждому проекту;

– переменные эксплуатационные затраты по объектам ПХГ;

– объемы отбора газа из ПХГ в осенне-зимний период для предотвращения растекания.

3. Внутренний рынок газа:

– НСИ по субъектам Российской Федерации;

– объемы месячного спроса в детализации по регионам;

– коэффициенты пересчета спроса при различной температуре осенне-зимнего периода в детализации по регионам;

– детализация температуры наружного воздуха по регионам при пиковом похолодании;

– структура потребления газа по субъектам Российской Федерации;

– доля независимых производителей газа в поставках газа на внутренний рынок;

– объемы пикового потребление газа по регионам при различной температуре пикового похолодания.

4. Внешний рынок газа:

– НСИ по странам-импортерам российского газа;

– месячные и пиковые поставки газа.

5. Расчет основных ТЭП эффективности:

– индексы-дефляторы и индексы потребительских цен;

– налоговое окружение;

– нормы амортизационных отчислений;

– регулируемые цены реализации газа потребителям на внутреннем рынке;

– средние цены реализации газа на экспорт;

– средний регулируемый тариф на услуги по транспортировке газа независимыми производителями в одноставочном исчислении;

– доля ТТР, совершаемая при транспортировке газа независимыми производителями, в суммарной ТТР;

– стоимость ГСН в трубопроводном транспорте;

– расход ГСН в трубопроводном транспорте.

В Таблице 5.5 представлен перечень ТЭП, подлежащих мониторингу, с указанием периодичности обновления данных и источников информации. В целом рекомендуется применять следующую периодичность обновления исходных ТЭП:

– объекты добычи газа – 1 раз в квартал;

– объекты ПХГ – 1 раз в квартал;

– внутренний рынок газа – 1 раз в квартал;

– внешний рынок газа – 1 раз в квартал;

– экономические показатели – 1 раз в год.

Таблица 5.5 – Перечень основных ТЭП, подлежащих мониторингу

Показатель	**Источники**	**Периодичность актуализации**
Проекты, сроки и капитальные вложения	Утвержденная Инвестиционная программа ПАО «Газпром» Проект Инвестиционной программы ПАО «Газпром» Генеральная схема развития газовой отрасли России	1 раз в год
Объем добычи газа	Формы корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром» Данные независимых производителей	1 раз в год
Максимальные и минимальные месячные объемы добычи	Гидродинамические модели	1 раз в год, по необходимости
Актуальные кривые ПХГ, максимальные и минимальные месячные отборы по ПХГ ЕСГ	Протокол заседания Комиссии газовой промышленности по разработке месторождений и использованию недр	1 раз в год
Прогнозные кривые ПХГ по ПХГ ЕСГ	Гидравлические модели	1 раз в год, по необходимости
Объем оперативного резерва, максимальные суточные объемы отбора и закачки по ПХГ Группы Газпром за рубежом, кривые ПХГ по объектам Группы Газпром за рубежом	Данные по текущим мощностям ПХГ Группы Газпром за рубежом	1 раз в год, по необходимости
Характеристики и кривые производительности европейских ПХГ	Данные европейских операторов ПХГ	1 раз в квартал
Прогноз температуры наружного воздуха	Данные метеорологических наблюдений	1 раз в сутки
Баланс генерирующих мощностей	Базы данных о генерирующих мощностях	1 раз в год, уточнение 1 раз в месяц
Базовый прогнозный баланс электроэнергии	Модель развития российской электроэнергетики	1 раз в месяц
Прогноз спроса по крупным новым газоемким проектам	База данных инвестиционных проектов	1 раз в квартал
Котировки на энергоресурсы	Бюллетени и ценовые сводки	1 раз в месяц
Перспективные мощности отраслей ТЭК	Отраслевые программы федерального уровня	1 раз в квартал
Фактическая структура потребления газа с выделением крупных потребителей	Данные о поставках газа по ГТС	1 раз в месяц
Сезонность потребления газа на промышленных предприятиях	Данные о производстве газоемкой продукции	1 раз в месяц
Контрактные условия в части реализации газа (ГКК, МГК, СКК)	Базы данных контрактных условий	1 раз в квартал
Мощности европейских ГТС	Данные европейских операторов ГТС	1 раз в квартал

Продолжение таблицы 5.5

Показатель	Источники	Периодичность актуализации
Тарифы на хранение по ПХГ Группы Газпром за рубежом	Данные по текущим мощностям ПХГ Группы Газпром за рубежом Данные европейских операторов ПХГ	1 раз в год, по необходимости
Тарифы на транспортировку газа по европейским ГТС	Данные европейских операторов ГТС	1 раз в квартал
Доля независимых производителей газа в поставках газа на внутренний рынок	ЦДУ ТЭК	1 раз в год
Цена поставки газа населению и промышленным потребителям на внутренний рынок по субъектам Российской Федерации	Прейскурант ПАО «Газпром» [20]	1 раз в год
Доля ТТР, совершаемой при транспортировке газа сторонних собственников, в суммарной ТТР ГТС ЕСГ	ПАО «Газпром» или иные доступные источники [20]	1 раз в год
Средний регулируемый тариф на услуги по транспортировке газа независимых производителей в одноставочном исчислении	Прейскурант ПАО «Газпром» [20] ФАС России	1 раз в год
Ставка НДПИ	ПАО «Газпром» и дочерние общества	1 раз в год
Условно-переменные затраты	Формы корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром»	1 раз в год
Условно-постоянные затраты	Формы корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром»	1 раз в год
Арендная плата по фондам, существующим на начало расчетного периода [126]	Формы корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром»	1 раз в год
Годовой объем отбора газа из ПХГ и закачки газа в ПХГ	ПАО «Газпром» и дочерние общества	1 раз в год
Активная емкость ПХГ по обустройству	ПАО «Газпром» и дочерние общества	1 раз в год
Расход газа на собственные нужды	Формы корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром»	1 раз в год
Товаротранспортная работа	Формы корпоративной статистической отчетности ПАО «Газпром»	1 раз в год
Цена сырьевого газа	ПАО «Газпром»	1 раз в год
Цена газа на собственные нужды	Прейскурант ПАО «Газпром» [20]	1 раз в год
Установленная мощность КС в зоне ЕСГ России	ПАО «Газпром» и дочерние общества НСИ «Инфотех»	1 раз в год
Протяженность ГТС в зоне ЕСГ России	ПАО «Газпром» и дочерние общества НСИ «Инфотех»	1 раз в год

Корректирующие действия при отклонении показателей реализации пунктов проектов рекомендуется осуществлять в соответствии с алгоритмом, представленным на Рисунке 5.11.

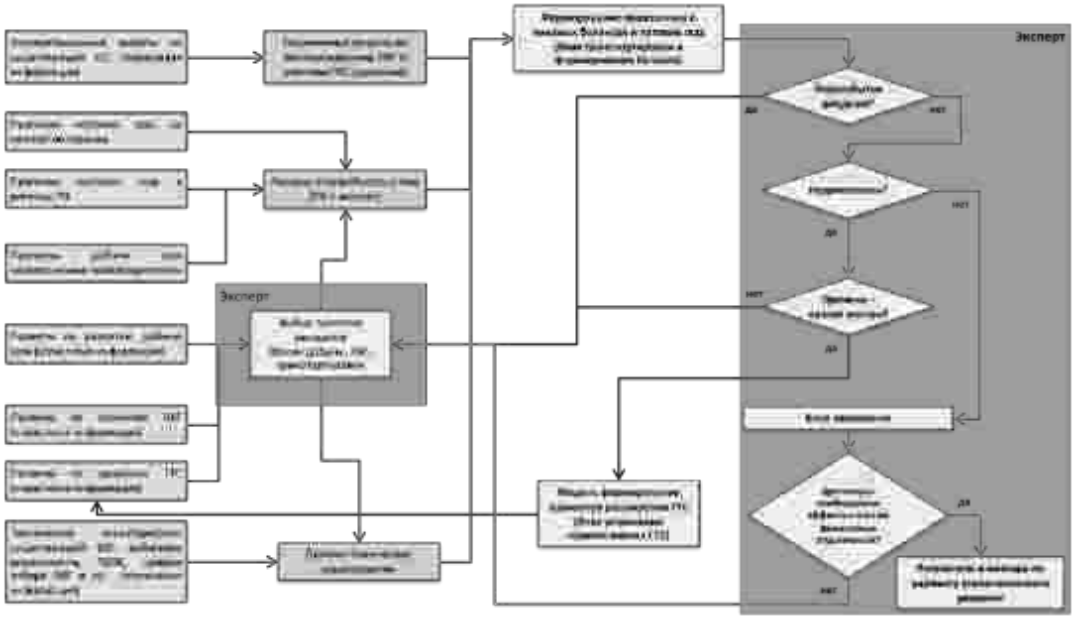


Рисунок 5.11 – Алгоритм корректирующих действий для повышения эффективности проектов

5.6. Выводы

1. Разработаны методы принятия решений по оценке экономической эффективности инвестиционных проектов поставок газа по трубопроводным системам и СПГ, учитывающие специфику газовой отрасли и бизнес-процессов трубопроводной транспортировки газа, а также производства, транспортировки и реализации СПГ в части структуры капитальных вложений, эксплуатационных затрат и налогообложения, рекомендаций по источникам исходных данных для оперативного расчета стоимости поставок газа, основывающийся на действующих государственных и отраслевых нормативных документах. Определены границы ЦП российского газа потребителям.

2. Разработан оригинальный номограммно-аналитический метод выбора экономически эффективных поставок различных видов газосодержащего сырья по

новым маршрутам в различных формах, учитывающий специфику газовой отрасли в целом и бизнес-процессов трубопроводного транспорта газа, производства и реализации СПГ, СЖТ и метанола.

3. Представлена методология разработки комплексных инвестиционных проектов эффективности развития ЕСГ, базирующаяся на применении системно-аналитического сценарного подхода к развитию мощностей отдельных предприятий и подсистем ЕСГ, с учетом спроса на ПГ и сроков реализации проектов.

В рамках разработанной методологии осуществляется переход к учету вероятности (неопределенности). Сочетание классического подхода к дисконтированию затрат с использованием интегральной вероятности позволяет привести все рассматриваемые проекты к единому базису (уровню аппетита к риску, уровню неопределенности). Данная процедура позволяет сделать сопоставимыми денежные потоки по различным инвестиционным проектам, что в конечном счете позволяет выполнять корректную операцию сложения при формировании единого инвестиционного портфеля.

4. Разработанный методический и формальный аппарат построения и использования НС позволяет подойти к решению большого спектра практических задач, характерных для ТЭК, в частности, преодолеть проблемы имитационно-аналитического моделирования ЦД.

Усовершенствование архитектуры и процедур обучения НС позволяют получать более детальные сведения о планах перекачки ГК/НГКС. В случае нереализуемости плана, персонал перерабатывающего производства, получив соответствующую оценку на НС, производит изменения и пересмотр процессов перекачки ГК/НГКС, ведет анализ других сценариев на ЦД, меняет план и проводит дообучение НС, если это необходимо.

Существенное расширение возможностей использования НС достигается в результате интеграции в модели ЦД имитационно-аналитических моделей и НС различных узлов перерабатывающего производства, объединенных в рамках единой технологии.

5. Разработана системно-аналитическая методика актуализации основных ТЭП и мониторинга реализации проектов эффективного развития ЕСГ, основывающаяся на сборе новых исходных данных, в соответствии с разработанными шаблонами и загрузки в специальные ППП.

Специальные ППП позволяют выполнять расчет управленческих эффектов, под которыми понимается совокупность последствий от принятия организационно-управленческих решений в виде разницы между ТЭП вариантов распределения потоков газа в ГТС с учетом и без учета набора управленческих решений.

ГЛАВА 6. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА ПАКЕТОВ ПРОГРАММ ПРИНЯТИЯ СИСТЕМНО-АНАЛИТИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ЭФФЕКТИВНОМУ РАЗВИТИЮ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

6.1. Программный комплекс анализа и долгосрочной стратегии эффективного развития топливно-энергетического комплекса

Программный комплекс анализа долгосрочной стратегии эффективности развития ТЭК (см. Рисунок 6.1) программно реализует разработанную методологию принятия решений по организации поставок ПГ в ЕСГ (см. главу 5) и нейросетевые методы прогнозирования эффективного потребления ПГ (см. главу 3).

В соответствии с методами системного анализа разработанный программный комплекс имеет иерархическую структуру «сверху-вниз» (см. Рисунок 6.1).

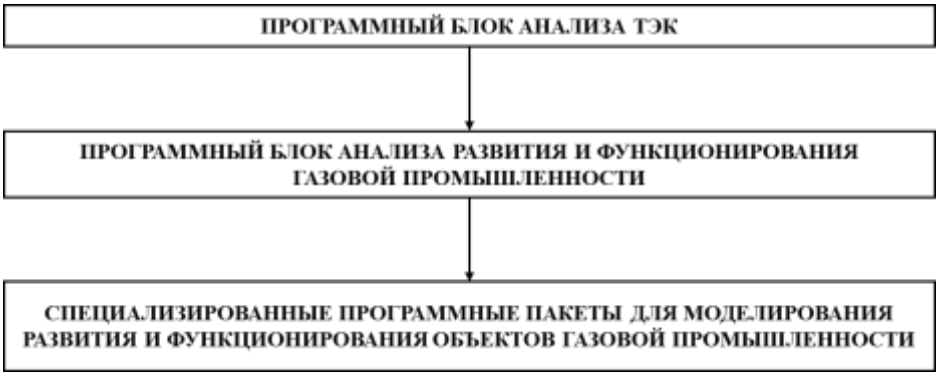


Рисунок 6.1 – Общая архитектура программного комплекса анализа долгосрочной стратегии развития ТЭК

На верхнем уровне иерархии (см. главу 1) рассматриваются модели источников энергии, всего ТЭК, включающего предприятия по добыче, транспорту, потреблению и переработке различных видов ТЭР: нефть и нефтепродукты, газ, уголь, электроэнергия, торф и нетрадиционные источники энергии (см. Рисунок 6.2).

Все программные реализации делятся на коммерческие комплексы, которые приобретаются на постоянной или временной основе, а также комплексы программ собственных разработок [146]. При этом управляющая надстройка является результатом данной диссертационной работы.

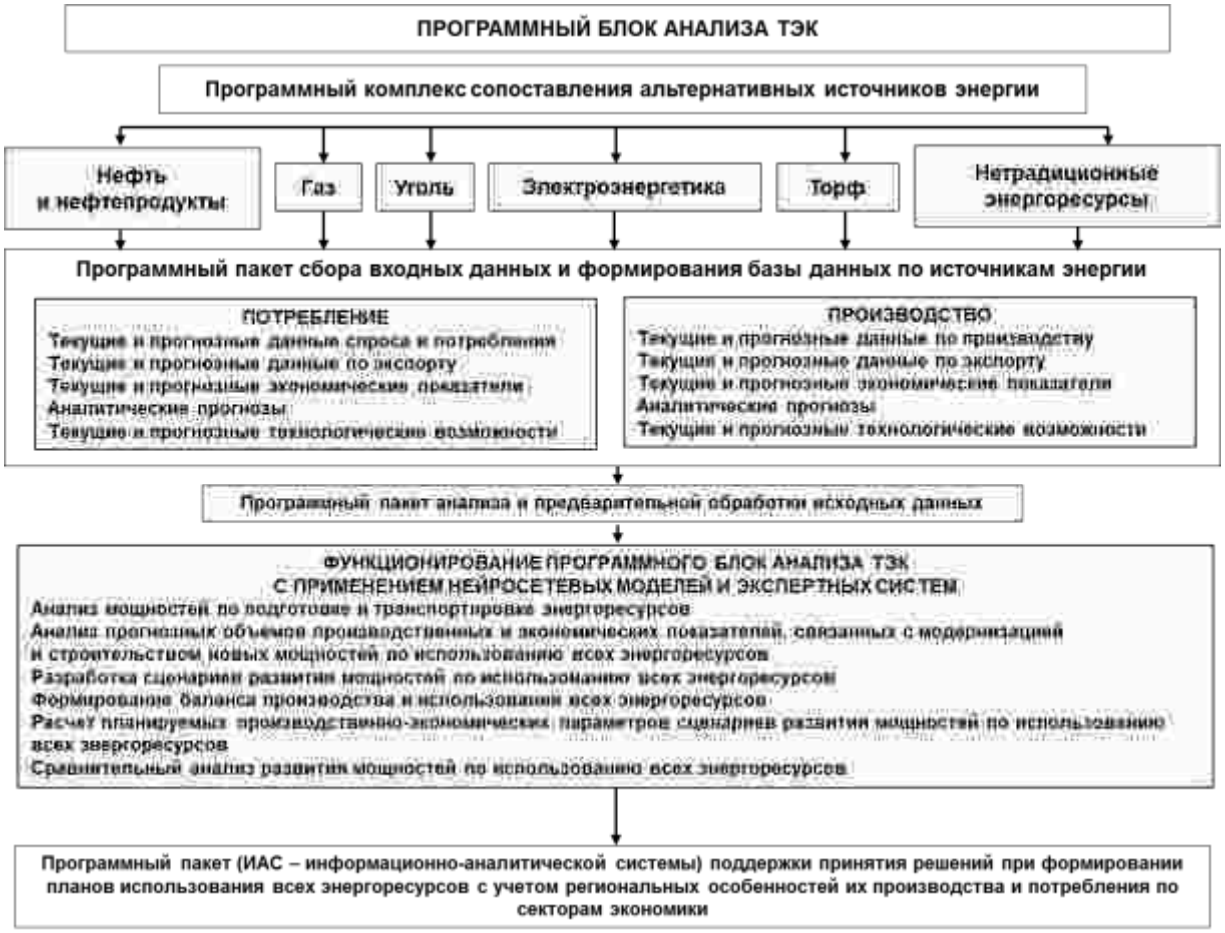


Рисунок 6.2 – Структура комплекса программ анализа эффективности развития ТЭК на основе выбора эффективных альтернативных источников ТЭР по секторам экономики и с учетом особенностей регионов

Для реализации ПП использованы: языки программирования C#, JavaScript, TypeScript, Python, а также стандартные программные средства: фреймворки для Web-разработки: Vue.js, React.js, Nest.js.

Как пример, использования коммерческого ПП можно отметить ANYLOGIC для оценки эластичности спроса через агентное моделирование поведения участников рынка (см. главу 2).

Для сбора исходных данных невозможно обойтись поиском данных в интернете. Как правило, данных о текущих и перспективных объемах производства, потребления, стоимости и т.д. энергоресурсов в открытом доступе не существует. Поэтому блок сбора входных данных и формирования базы данных по источникам энергии является самым трудоемким, требующим постоянного анализа объективности собираемой информации, ее корректировки и адаптации к целям решаемых задач. В качестве коммерческих баз данных, которые были использованы при выполнении конкретных практических задач целесообразно выделить: KNEX, PG, Eclipse European Gas Constellation short-term, Eclipse PromptPlus add-on to Xplore (EAP) Eclipse Xplore (EAP), LNG Navigator, Map Data Viewer-Electric Power (Web), Market Data CSV Subscription Fee, Market Data-AG-Products: Arab Gulf FOB, Market Data-CJ-Products: C&F Japan, Market Data-Crude Oil-RI-International, Market Data-CS-Products: Singapore, Market Data-EG-Natural Gas: Europe, Market Data-Refined Producns-EB-Bulk-Europe, Market Data-Refined Products-PS-South China (PS-Oil Products: South China), Market Data-UG-Products: US Gulf Coast Spot-Includes UZ, Oilgram Price Report Basic Service, PolymerScan Basic Service, Enerdata (Global Energy&CO2Data, World LNG Database;Key Energy News), LNG Service and Tool (Wood Mackenzie Limited).

Необходимо отметить, что все собранные данные, в большинстве случаев являются «сырыми». Поэтому был разработан ПП анализа и предварительной обработки исходных данных. Данный ПП реализован на основе применения теории больших чисел, математических методов определения выбросов на основе анализа специфики конкретных рядов данных, метода поиска и обработки аномалий во временных рядах, на основе применения современных методов машинного обучения (метод опорных векторов, ИНС, случайный лес и другие), что в итоге позволяет выбраковывать недостоверные данные и проводить адекватные сглаживания больших числовых рядов [31].

ПП анализа и оптимизации решений по эффективному развитию и функционированию объектов ТЭК, разработан как с использованием программных блоков, так и приобретенных коммерческих ПП. Задачи, выполнения, которых

обеспечивает ПП, используются также в специальных экспертных системах, работающих в диалоге со специалистами-экспертами. Предусматривается, что специалисты-эксперты делятся на группы по своим областям знаний и каждая из этих экспертных групп выставляет оценки, соответствующие уровню их значимости и затем проводятся расчеты и ранжирование полученных показателей по всем производителям и потребителям ТЭР. В результате генерируется многомерная матрица принятия решений, где осями являются источники ТЭР, регионы производства и потребления ТЭР, сектора экономики производства и потребления ТЭР, стоимость доставки ТЭР от производителя к потребителю, время реализации проектов ТЭК. На Рисунке 6.3 представлена архитектура ПП оптимизации эффективности развития ТЭК.

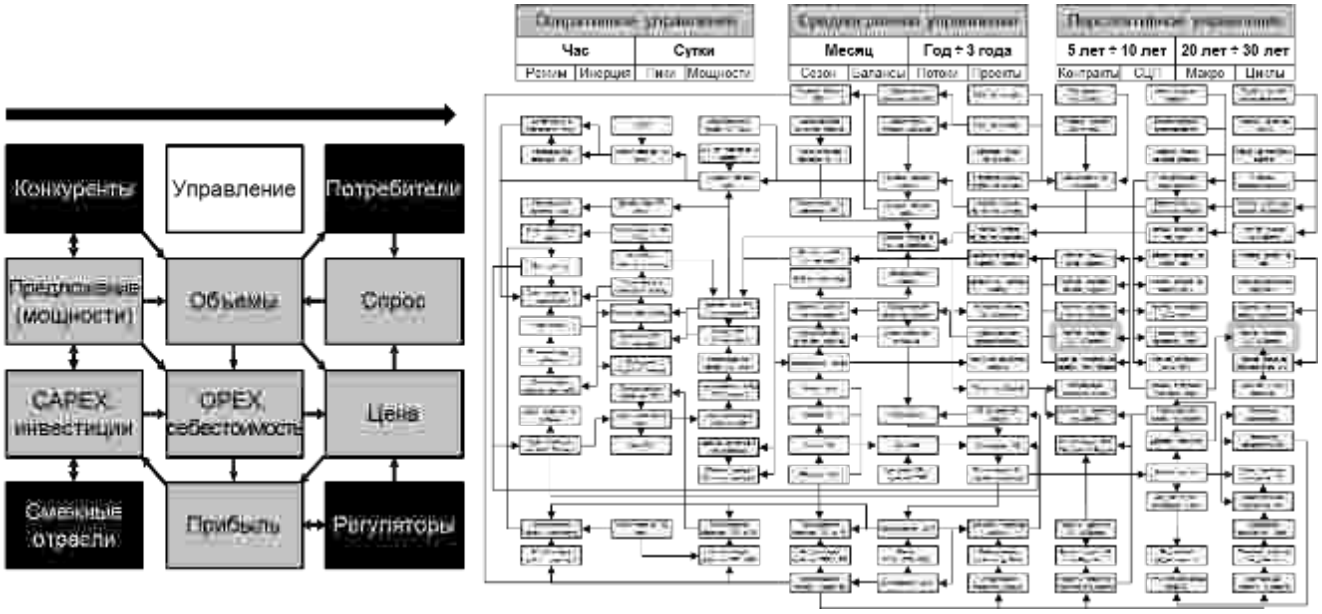


Рисунок 6.3 – Архитектура ПП оптимизации эффективности развития ТЭК

В ПП (см. Рисунок 6.3) одновременно используются методы анализа «от рынка» и «от производства»; транспорт рассматривается, как в качестве балансирующего, так и лимитирующего средства с точки зрения поставок.

Весь программный комплекс (см. Рисунок 6.1) осуществляет моделирование внешнего рынка, внутреннего спроса в разрезе субъектов Российской Федерации; выполняет расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат. Общий

результат – это показатели экономической эффективности не только ТЭК, но и показатели общественной эффективности и влияния на смежные отрасли промышленности.

Программный комплекс рассчитывает суточные, месячные и годовые данные с общим горизонтом планирования до 2100 года с учетом неопределенности. Как пример, функционирования программного комплекса анализа эффективного развития ТЭК на Рисунке 6.4 представлены результаты расчета опционов, где в качестве реакции ТЭК на падение спроса на ТЭР рассматривается снижение импорта, собственного производства, цен или сдвиг реализации проектов. Кривые на Рисунке 6.4 отображают влияние каждого решения на стоимость бизнеса.

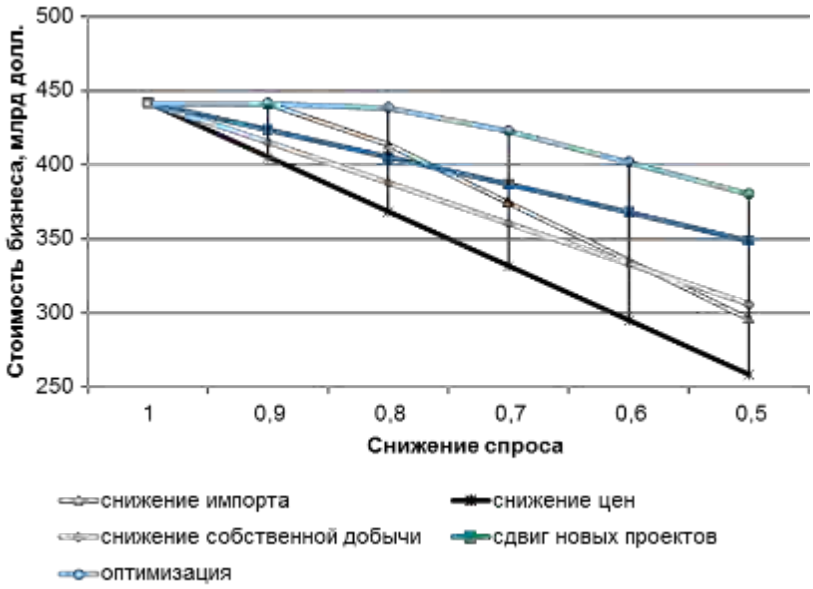


Рисунок 6.4 – Результат стохастической портфельной оптимизации

Проводить оптимизацию по всему собранному количеству данных не представляется возможным. Поэтому на основе применения экспертных систем проводится разработка сценариев реализации различных проектов развития ТЭК. И уже после этого проводится оптимизация по каждому сценарию, анализ и сравнение сценариев развития ТЭК между собой.

Данный программный комплекс позволяет выбрать наиболее подходящие для практической реализации сценарии эффективного развития и

функционирования ТЭК. Функционирование программного комплекса основано на принципах «ситуационной комнаты» с применением экспертных систем и отвечает специалистам на вопрос «что если?». В связи с необходимостью обработки огромных массивов данных для решения задач оптимизации используются ИНС-модели различного класса. Но главенствующая роль принадлежит квалифицированным экспертам, которые предлагают итоговые рекомендации. Следует отметить, что помимо прямых расчетов на математических моделях, в том числе с применением ИНС, экспертам приходится учитывать следующие дополнительные факторы: расширение размеров ЕСГ; глобализация энергетических рынков; угроза дисбаланса между спросом и предложением энергоносителей; волатильность мировых цен на энергоресурсы; диспропорции в мировой энергетической инфраструктуре по причине концентрации ресурсной базы углеводородов в районах, удаленных от основных центров потребления; необходимость снижения выбросов вредных веществ и повышение экологической безопасности окружающей среды; риски природных и техногенных катастроф и аварий в ЕСГ, в том числе по причине террористических актов.

Таким образом, эксперты формируют портфель наиболее предпочтительных сценариев развития и функционирования ЕСГ (как правило, их не более трех). Данные результаты являются основой для создания стратегии развития всей ЕСГ.

6.2. Специализированный пакет программ анализа и эффективности развития единой системы газоснабжения

ЕСГ является важнейшей функционально-организационной производственной подсистемой ТЭК. На Рисунке 6.5 представлена архитектура ПП анализа эффективности развития и функционирования ЕСГ.



Рисунок 6.5 – Архитектура ПП анализа эффективности развития и функционирования ЕСГ

Одним из основных назначений разработанного ПП (см. Рисунок 6.6) является реализация операций сбора, обработки и анализа больших массивов данных, а также расчет обобщенных экономических показателей эффективности ЕСГ. На Рисунке 6.6 представлена архитектура программного блока оценки экономических показателей поставок газа (приходной части баланса).

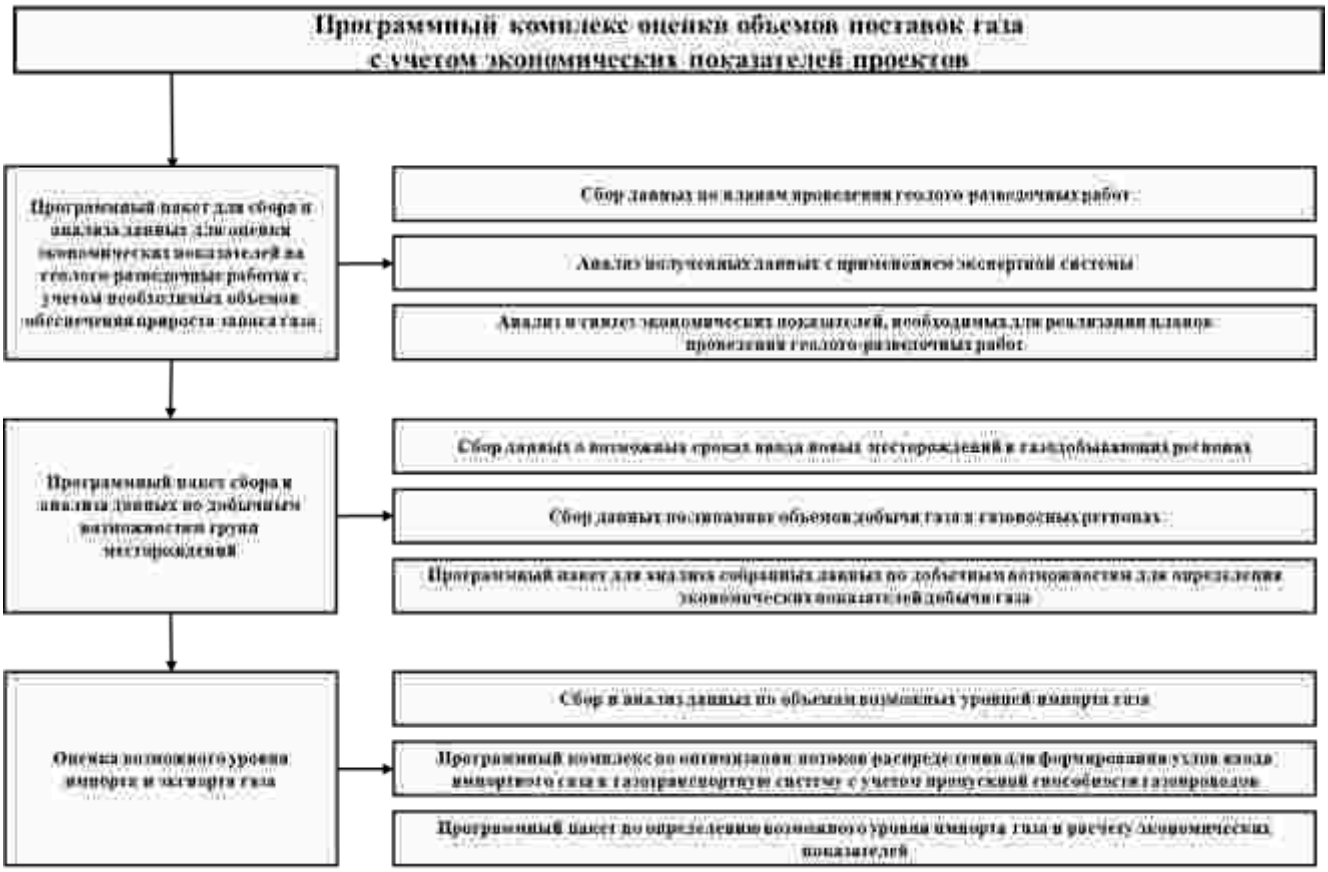


Рисунок 6.6 –Архитектура программного блока оценки экономических показателей поставок газа

Результатом работы данного программного блока являются обработанные адекватные данные по объемам геологоразведки, добычи и импорта газа, а также соответствующие им экономические показатели [79, 92].

Следующий программный блок предназначен для расчета объемных и экономических показателей расходной части баланса газа (см. Рисунок 6.7). Программный блок использует различные методы прогнозирования, в том числе методы ИИ, системы экспертных оценок и т.д. Результатом работы данного программного инструментария является динамика объемных и экономических показателей потребления газа за рассматриваемый период времени [76].



Рисунок 6.7 –Архитектура программного блока расчета объемных и экономических показателей расходной части баланса газа в ЕСГ

Аналогичным образом организована архитектура программного блока расчета объемных и экономических показателей эффективности развития и функционирования объектов использования газа (см. Рисунок 6.8). Особенное внимание при разработке данного программного блока уделено разработке программных пакетов оптимизации режимов покрытия неравномерности потребления газа. Программный блок выбирает оптимальные для рассматриваемых сценариев источников ТЭР покрытия неравномерности, в том числе пиковых нагрузок в ЕСГ. Важной функцией программного блока является возможность определить целесообразность использования газа не только из ПХГ или газгольдера, но и непосредственно из трубопровода. При этом программный блок позволяет рассчитать динамику запаса газа в газопроводе и строить временной график оптимального отбора. При расчетах используются стохастические, регрессионные модели и ИНС-модели (см. главу 4).

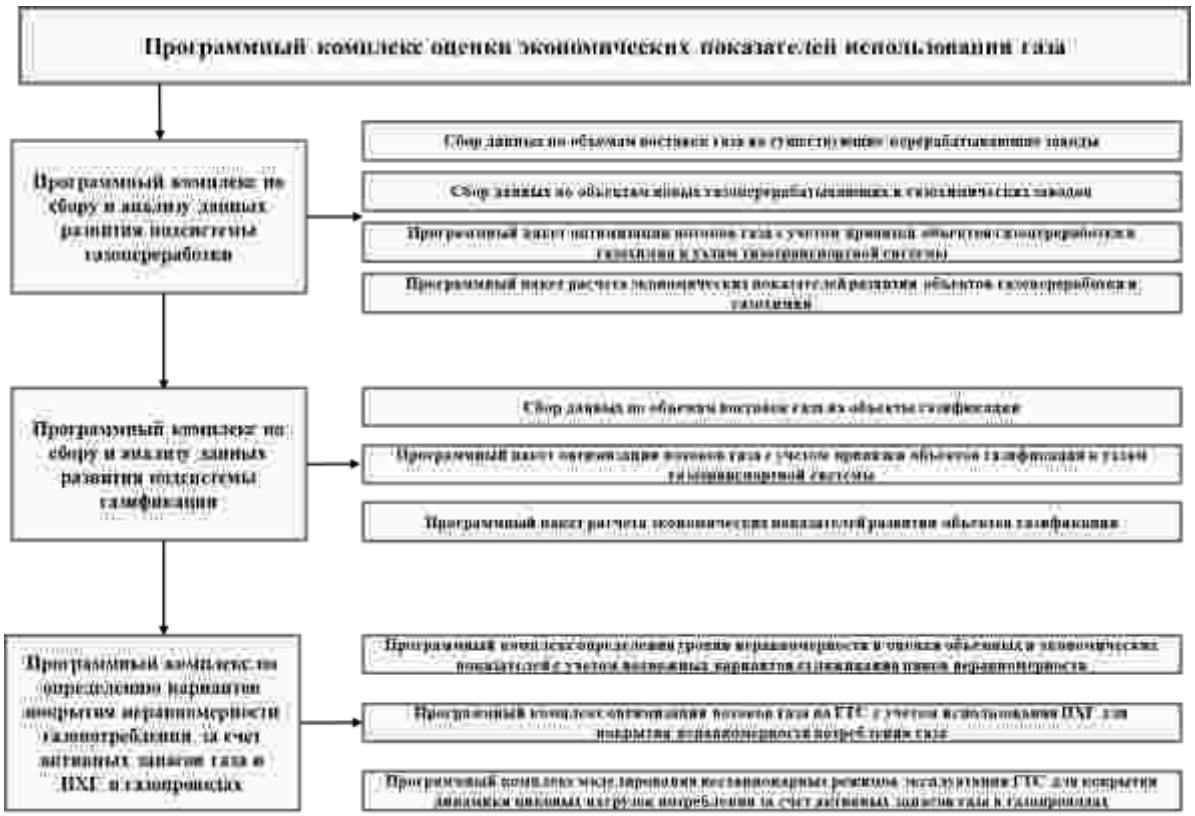


Рисунок 6.8 –Архитектура программного блока расчета экономических показателей использования газа в ЕСГ

Разработанный программный блок позволяет на детализированном уровне получить исходные данные, необходимые для проведения этапа инжиниринга всей ЕСГ. Прежде всего, целесообразно синхронизировать и определить оптимальные сроки и объемы совместного развития и функционирования объектов ЕСГ. Для этого требуется рассчитать материально-энергетические балансы и транспортные потоки газа в ЕСГ. Программный блок для расчета балансов и синхронизации динамики потребления и добычи (+ импорт) газа в ЕСГ использует интеллектуально-вычислительные методы анализа и оптимизации ГТС с применением ИНС (см. главу 4).

Приходная и расходная части балансов газа определяют ограничения сверху в узлах ГТС для последующего решения транспортной задачи, с использованием топологической модели ГТС в виде гидравлического графа. В соответствии с текущими ограничениями в узлах гидравлического графа на максимальную пропускную способность отдельных дуг графа ГТС, а также на возможные объемы

инвестиций по всем сценариям развития, проводятся расчеты оптимальных перспективных потоков газа в ГТС (см. Рисунок 6.9).

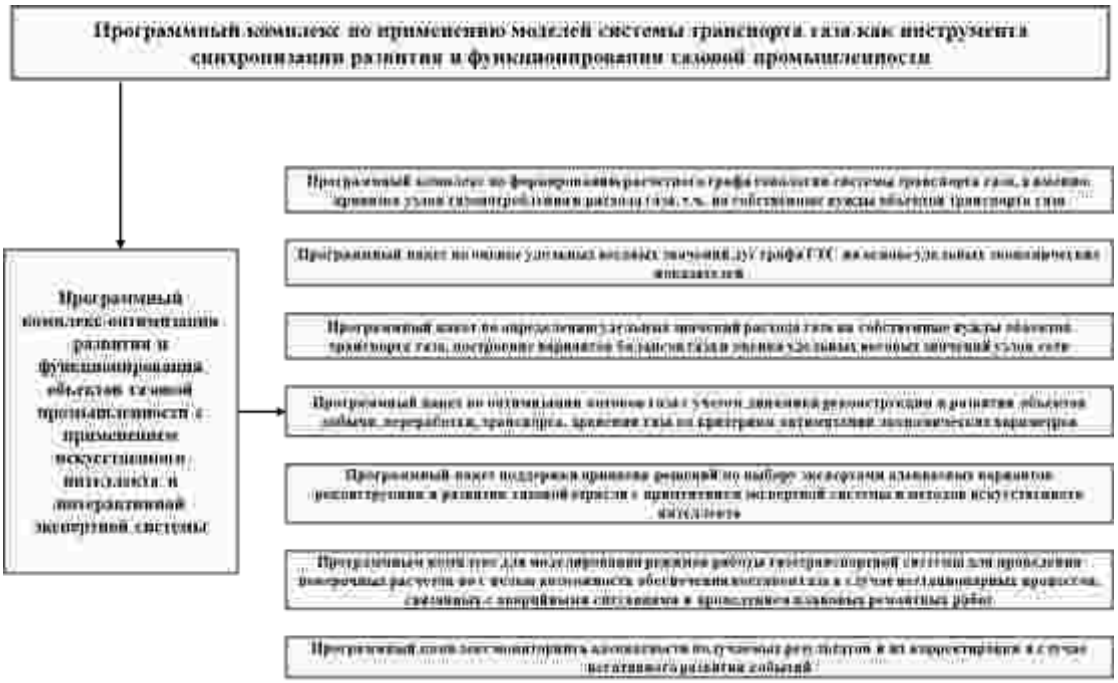


Рисунок 6.9 –Архитектура программного блока синхронизации развития и функционирования ЕСГ

Расчеты проводятся для всей ГТС с учетом неравномерности газопотребления. Критерии оптимизации: либо минимум эквивалентной ТТР, либо максимум ЧДД при условии максимального удовлетворения потребителей газом.

В разработанном программном блоке особое внимание уделено: «Программному пакету моделирования режимов работы ГТС для проведения поверочных расчетов с целью возможности обеспечения поставок газа в случае нестационарных процессов, вызванными аварийными ситуациями в ГТС и проведением плановых ремонтных работ» и «Программному пакету мониторинга адекватности получаемых результатов и их корректировки в случае негативного развития событий». Следует отметить, что программа мониторинга с использованием ИНС-модели и экспертные системы определяют отклонения от планов развития и функционирования объектов ЕСГ.

Корректировка планов развития ЕСГ необходима, прежде всего, при несбалансированном объеме поставок и потребления газа. Причины, обуславливающие необходимость мониторинга и корректировки: технико-технологические, финансово-экономические, политические и нормативно-правовые, природно-климатические и др. Такой анализ выполняет специалист-эксперт, а программа позволяет проводить расчет по принципу ситуационной комнаты и отвечает на вопросы «Что если?».

Корректировка стратегии развития ЕСГ осуществляется на уровне балансов газа при изменении сроков или технико-экономических характеристик крупных основополагающих проектов в добыче, потреблении и транспорте газа в ЕСГ.

6.3. Специализированные пакеты программ анализа функционирования и развития основных объектов единой системы газоснабжения

На Рисунке 6.10 представлена архитектура специализированных ПП анализа развития и функционирования объектов ЕСГ. Первая программа «Способ оптимального управления крупномасштабными трубопроводными системами энергетики с применением технологии искусственного интеллекта» применяется для анализа трубопроводных систем энергетики и позволяет определять оптимальные управляющие воздействия в крупномасштабных трубопроводных системам (КТС). В частности, программа может быть применена для анализа крупномасштабных ГТС.

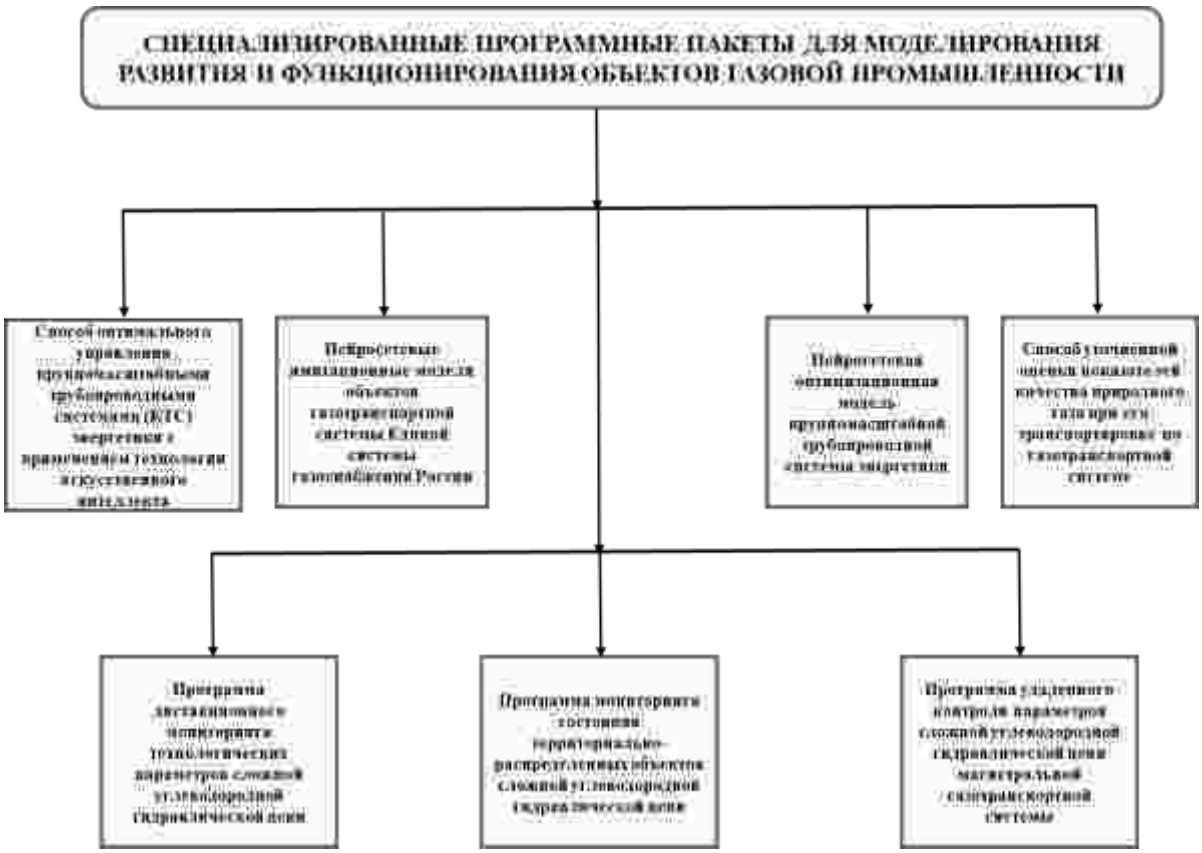


Рисунок 6.10 – Архитектура специализированных ПП анализа развития и функционирования объектов ЕСГ

Существующие методы и программы не учитывают гидравлическую составляющую при моделировании режима работы КТС. Как следствие, указанный недостаток приводит к невозможности создания достаточно точных способов управления и, следовательно, существенной погрешности при управлении технологическими процессами. В частности, отсутствует эффективный способ управления КТС, позволяющий учитывать физические процессы транспорта продукта.

Основным техническим результатом, который позволяет получить указанный ПП (см. Рисунок 6.10), является повышение эффективности управления КТС энергетики, в том числе расчет оптимального распределения потоков продукта по КТС согласно выбранному критерию оптимизации.

Указанный важный технический результат достигается тем, что процедура оптимального управления КТС с применением методов теории ИИ включает инжиниринг информационно-управляющей системы (ИУС) с использованием

оборудования, обеспечивающего дистанционный контроль за заданными параметрами транспорта продукта (объемы транспортировки, распределение давления по системе, управляющие воздействия на КС), моделируя в режиме реального времени процесс транспорта продукта и выполняя многовариантные расчеты режимов работы ГТС, управляя расчетами в режиме реального времени, осуществляя выбор режима работы системы на основе задания и критерия управления, а также формирование и передачу управляющих команд в автоматизированную систему диспетчерского управления для визуального контроля персонала и принимающего решение специалиста.

В настоящее время практически все КТС оснащены автоматизированными системами диспетчерского управления (АСДУ), которые работают под управлением диспетчерского персонала и обеспечивают контроль параметров процессов транспортировки продукта и дистанционное управление режимами работы трубопроводной системы и оборудования. Если оснащение АСДУ не обеспечивает контроль и управление в требуемом объеме для адекватного моделирования и оптимизации процессов транспортировки продукта, то систему дооснащают.

Разработанный ПП (см. Рисунок 6.10) предполагает создание ИУС, включающей в себя систему моделирования и оптимизации, которая основана на использовании ИНС-модели.

Параметры процессов транспортировки продукта контролируют с помощью измерительного оборудования. Результаты измерений попадают в АСДУ, откуда передаются в систему моделирования и оптимизации с применением нейронных сетей, которая представляет из себя программный комплекс. По заданному алгоритму в автоматическом режиме происходит управление расчетами и на основе заданных целевых функций выбирается наиболее эффективный сценарий с учетом плана по транспортировке продукта и других ограничивающих факторов. Найденные оптимальные варианты управляющих воздействий поступают диспетчеру, который их контролирует, корректирует, в случае необходимости, и

далее посредством АСДУ управления передаются на технологическое оборудование.

Для моделирования ГТС использована теория ГЦ. В каждой ГЦ выделяются основные составляющие: источники давления или расхода (например, КС, аккумулирующие емкости и т.д.), гидравлическая сеть (взаимосвязанные трубопроводы, воздуховоды и т.д.) и потребители. Ранее к ГЦ применялись классические методы гидравлического расчета, однако, разработанный ПП реализует «гибридные» модели – совокупность гидравлических и ИНС-моделей для каждой подсистемы КТС. Моделируемая КТС – это совокупность смежных подсистем, в качестве которых могут выступать либо активные и пассивные элементы (трубы, пункты редуцирования давления, КС или насосные станции), либо фрагменты трубопроводной системы из нескольких таких элементов. Каждая подсистема оборудована измерительными устройствами диспетчерского управления. Данные, поступающие с датчиков, установленных на объектах системы, передаются в базу данных системы диспетчерского управления, где подвергаются обработке и далее используются для проведения многовариантных расчетов.

Нейросетевая модель создается отдельно для каждой подсистемы КТС (если подсистемы – элементы, то для каждого типа объектов (КС, ЛУ и т.д.). На первом этапе производится сбор информации, поступающей с оборудования и измерительных приборов. Параметры режимов работы поступают с датчиков в режиме реального времени. Размерность задачи может быть понижена с помощью агрегации некоторых элементов (объединение потребителей между двумя соседними КС, модель КС в целом, а не отдельных цехов и т.д.).

ПП решает задачу оптимального потокораспределения продукта по КТС в целом. ИУС с системой моделирования формируют на основе ИНС-модели КТС, являющейся объединением ИНС-моделей ее подсистем, рассчитывающей параметры автоматизированной системы управления технологическим процессом, и ИУС диспетчерского управления, создают базу данных с заданными значениями параметров в виде предельных значений контролируемых режимно-

технологических параметров. Данные измерений поступают в автоматизированную систему управления технологическим процессом, в которой достоверную информацию о данных измерения из ИУС диспетчерского управления передают в систему моделирования, которая в режиме реального времени осуществляет оптимизационные расчеты с использованием полученной достоверной информации о данных измерения посредством математической модели, которая определяет режим работы с учетом заданного критерия управления трубопроводной системой, позволяет с высокой степенью детализации и точности определять изменение режима работы КТС большой размерности, в том числе распределения потоков, давлений и температур транспортируемого продукта, параметров производственных мощностей, вследствие изменения управлений или внешних условий, позволяет для КТС большой размерности определять оптимальные управляющие воздействия, обеспечивающие минимизацию (максимизацию) заданного критерия при обеспечении необходимых поставок потребителям и выполнении технологических ограничений, в том числе по давлениям, объемам и температурам транспортируемого флюида, а также параметрам производственных мощностей.

Построение объединенной нейросетевой модели КТС обеспечивается следующими операциями: входной слой состоит из нейронов, на которые подаются указанные ранее значения расхода, давления и степени сжатия; входной слой соединен с входными слоями нейросетей для давлений в стыковых узлах, и тождественно для остальных параметров; выходной слой агрегирует данные выходных слоев моделей подсистем.

Для решения задач оптимизации применяются стандартные программы на основе градиентных методов, позволяющие использовать автоматическую дифференцируемость целевых функций. Качество получаемых оптимальных управленческих решений зависит от применяемого оптимизационного пакета.

6.4. Программа имитационного нейросетевого моделирования объектов газотранспортной системы

Программа реализует процедуру обучения ИНС-моделей объектов ГТС, входящей в ЕСГ РФ. Программа применяется для разработки ИНС-моделей объектов ГТС, которые являются основой для формирования имитационных и оптимизационных ИНС-моделей крупномасштабных ГТС. Разработанная модель дает возможность решить следующие важные инженерно-технические задачи в ГТС:

– определить достаточность производственных мощностей для удовлетворения спроса на газ при различных вариантах реализации штатных и пиковых режимов работы ЕСГ,

– определить минимум потребления ТЭР (топливного газа и электроэнергии) на КС в стационарных и переходных режимах,

– рассчитать возможность сглаживания неравномерности потребления за счет запаса газа в ГТС и др.

При решении указанных инженерно-технических задач определяются управляющие воздействия, минимизирующие некоторую целевую функцию. Для штатных режимов эксплуатации целевой функцией является минимум потребления ТЭР на выполнение работы по транспортировке газа. При пиковых режимах работы ЕСГ в зимние периоды повышенного спроса на газ и при летних пиках вопросы оптимизации потребления ТЭР становятся менее актуальными, а на первое место выходит задача минимизация дефицита поставок газа потребителям (или выполнение плановых объемов закачки газа в ПХГ в летний период). Модели, используемые для решения этой задачи, должны отражать нестационарность режимов ГТС, которые проявляются в изменении объема газа, аккумулированного в трубопроводах ГТС.

Необходимо введение в модель ГТС режимных характеристик, в первую очередь значений давлений, что дает возможность пользоваться гидравлическими

соотношениями при моделировании элементов ГТС и учитывает нестационарность процесса транспортировки газа [55, 56, 123].

В программе реализованы модели ГТС с учетом режимно-технологических параметров, основанные на методах ИИ. При этом элементы модели, которые несущественны при решении задач уровня ГТС в целом, предлагается агрегировать. Это упрощение позволяет минимизировать время расчета, что является немаловажным фактором при практическом использовании программы.

Моделирование проводится путем расчета последовательности квазистационарных состояний. Отличие от классического стационарного режима состоит в учете изменения объема газа, аккумулированного в трубопроводах ГТС, необходимого для моделирования нестационарности режима транспортировки в процессе смены рассматриваемых состояний.

В программе каждый участок ГТС рассматривается как коридор МГ с несколькими КС. Моделирование режимов работы коридора МГ происходит с помощью ИНС, которая состоит из нескольких слоев: входного слоя, внутренних слоев и выходного слоя. В качестве функции активации для каждого нейрона применен гиперболический тангенс tath: $\mathrm{tath}(x) = \frac{2}{1+e^{-2x}} - 1$, обеспечивающий дифференцируемость полученной ИНС-модели сети, что является одним из важных факторов решения задачи оптимизации. Для каждого рассматриваемого участка ГТС построена глубокая полносвязная ИНС, имеющая 3 внутренних слоя и до 256 нейронов в каждом слое.

Для обучения ИНС данные были получены в результате проведения многовариантных расчетов с помощью программного комплекса моделирования стационарных режимов транспортировки газа, в котором реализованы методы и алгоритмы оптимизации режимов транспорта газа на основе классических моделей течения газа для различных возможных условий эксплуатации участка ГТС.

Полученные данные разделяются на обучающую и тестовую выборки. На тестовой выборке определено качество работы ИНС.

Входными данными ИНС-модели являются параметры гидравлического расчета участка ГТС (давление на входе и выходе участка, степень сжатия на КС,

коэффициент эффективности и коэффициент нестационарности), выходными – режимно-технологические параметры работы участка (расход газа через линейный участок, запас газа, объем топливного газа).

Таким образом, ИНС-модели участков ГТС представляют собой «суррогатные» модели в виде аппроксимационных зависимостей режимно-технологических параметров работы элементов ГТС от параметров гидравлического расчета, построенные на основании предварительно проведенных оптимизационных расчетов режимов транспорта газа. При построении ИНС-модели участка ГТС удается добиться хорошей точности расчета, сравнимой с результатами гидравлического расчета.

6.5. Программа нейросетевого моделирования и оптимизации крупномасштабной трубопроводной системы

Программа предназначена для компьютерного моделирования и оптимизации технологических режимов функционирования крупномасштабных ГТС ЕСГ РФ.

В программе реализованы операции формирования расчетной ИНС-модели ГТС на основе ИНС-моделей отдельных объектов ГТС; функции автоматизированного дифференцирования ИНС (модели ГТС ЕСГ РФ); операции поиска оптимального режима работы крупномасштабной ГТС; функции визуализации процедур и результатов расчетов.

Для проведения оптимизационных расчетов, при построении ИНС-моделей, варьировались в допустимом диапазоне параметры гидравлического расчета ГТС (давления на входе и выходе участка, различные объемы транспортируемого газа, степени сжатия на КС, коэффициенты эффективности, коэффициенты нестационарности). Для каждого набора данных определяется квазиоптимальный режим работы коридора по критерию минимума энергозатрат на транспорт газа [71, 140].

Управляющими переменными для каждого режима являются параметры работы КС (в том числе схемы включения ГПА и число оборотов нагнетателей).

Для проведения оптимизационных расчетов при формировании обучающей выборки необходимо учитывать изменение топологии участков при изменении гидравлического режима транспорта газа. Операция синтеза ИНС-моделей ГТС в целом.

Общая ИНС-модель ГТС формируется на основе балансовых уравнений и метода узловых потенциалов ГЦ. Расчетный алгоритм балансирования потоков газа в ГЦ на основе метода потенциалов позволяет определить значения давления газа в узлах гидравлического графа ГТС. За счет большого количества параметров ИНС достигается достаточная точность аппроксимаций гидравлических характеристик участков ГТС. Для решения задачи оптимизации ГТС необходимо знать структуру ГТС, значения давления на входах и выходах ГТС, среднесуточные попутные притоки от ПХГ и месторождений, объем импортируемого газа, среднесуточные объемы потребления газа внутренними потребителями и объемы поставок газа за рубеж.

При компьютерном моделировании ГТС необходимо учитывать следующие ограничения в работе крупных объектов и подсистем ЕСГ: объем подачи газа в ГТС от основных и попутных месторождений газа, объем подачи газа в ГТС от ПХГ, объем импорта газа из сопредельных государств, потребляемую мощность КС, допустимые значения давления газа в узловых точках ГТС, объемы подачи газа по некоторым направлениям поставки. Необходимо отметить, что при решении этой задачи оптимизации ГТС важно учитывать изменение запаса газа в ГТС (см. рисунок 6.11).

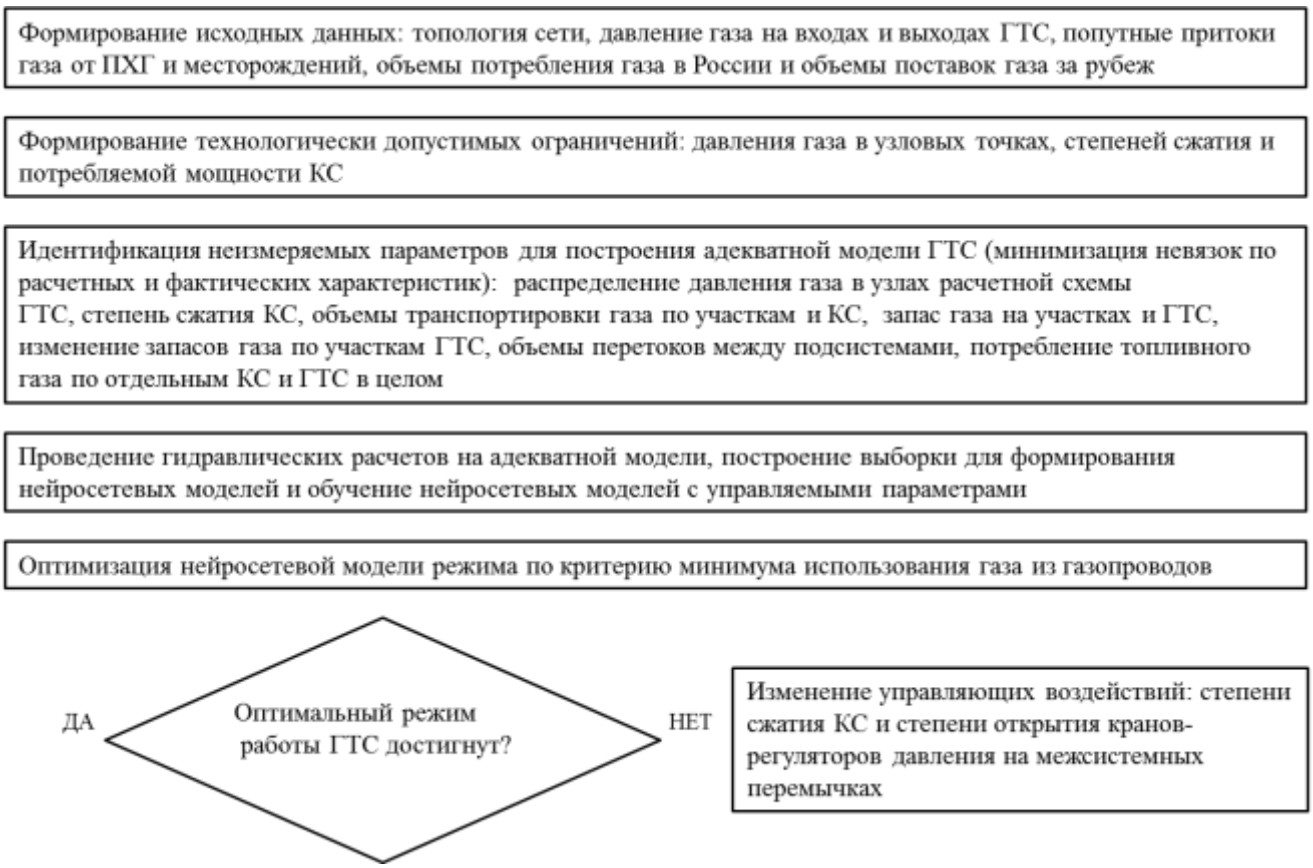


Рисунок 6.11 – Блок-схема алгоритма расчета квазиоптимального режима работы ГТС с применением нейросетевых моделей

Вычислительные эксперименты с применением разработанной программы выполнены для крупного фрагмента ГТС, который имеет сложную многоконтурную структуру, большое число КС и многониточных коридоров газопроводов с разными уровнями разрешенного рабочего давления и перетоками газа между коридорами. В рассматриваемую ГТС входит более 45 тысяч километров МГ и 80 КС. Для построения ИНС-модели ГТС использовано около 20 миллионов параметров.

На полученной ИНС-модели проведены вычислительные эксперименты, в которых имитировались экстремальные поставки газа, при резком похолодании в третьей декаде февраля 2021 года. В этот период в результате резкого роста газопотребления спрос не мог быть полностью удовлетворен за счет поступления газа в ГТС за счет добычи, отбора из ПХГ и импорта, и для газоснабжения использован газ, аккумулированный в трубопроводах ГТС.

Ограничениями выступали технологически допустимые значения давления газа в узловых точках, степеней сжатия и потребляемой мощности КС. В местах поступления газа заданы ограничения на расчетные величины расхода газа, соответствующие замеренным значениям. Управляющими воздействиями служили степени сжатия КС, степени открытия кранов-регуляторов давления на межсистемных перемычках. В качестве критерия оптимизации выбран минимум использования газа, аккумулированного в газопроводах ГТС. К множеству расчетных характеристик режима, по которым осуществлялось сравнение расчетного режима с фактическим, относятся: распределение давления газа во всех узлах расчетной схемы ГТС; степени сжатия всех КС; объемы транспортировки газа по участкам ГТС и через каждую КС; объемы перетоков газа между подсистемами; запас газа в отдельных участках и ГТС в целом; изменение запасов газа по участкам ГТС; потребление топливного газа по отдельным КС и ГТС в целом.

6.6. Комплекс программ дистанционного мониторинга состояния территориально-распределенных объектов сложной углеводородной гидравлической цепи

В разработанный комплекс программ входят три программы для ЭВМ, предназначенные для выполнения различных функциональных задач:

– программа дистанционного мониторинга технологических параметров сложной углеводородной ГЦ;

– программа мониторинга состояния территориально – распределенных объектов сложной углеводородной ГЦ;

– программа удаленного контроля параметров сложной углеводородной ГЦ магистральной газотранспортной системы.

Программы предназначены для применения в газораспределительных организациях и обеспечивают повышение безопасности и надежности работы оборудования.

Архитектуры программы дистанционного мониторинга технологических параметров сложной углеводородной ГЦ состоит из отдельных взаимосвязанных программных блоков, выполняющих определенные функции (см. Рисунок 6.12).

Блок дистанционного сбора параметров работы территориально-распределенного оборудования газораспределительных систем производит опрос первичных датчиков работы оборудования, передачу данных по каналам сотовой связи, оценку работоспособности датчиков, фильтрацию и формирование базы данных исправности датчиков и параметров работы территориально-распределенного оборудования газораспределительных систем.

Блок обработки данных производит моделирование процессов в ГЦ в реальном времени, формирует модельные оценки основных параметров газораспределительных сетей.

Блок оценки расхождения измеренных данных с моделью производит анализ причин расхождения и выработку корректирующих параметров для адаптации в реальном времени модели протекающих процессов в ГЦ.

Программа функционирует в трех режимах работы ГЦ – базовом, нештатном и аварийном.

В базовом режиме при работе территориально-распределенного оборудования газораспределительных систем в штатном режиме опрос первичных датчиков работы оборудования и передача данных по каналам сотовой связи производится с дискретностью от 5 до 60 минут, устанавливаемой диспетчерским пунктом газораспределительной организации.

В режиме проявления нештатных ситуаций на ГТС аппаратный комплекс опроса данных на территориально-распределенных объектах фиксирует выход одного или нескольких технологических параметров на установленные пределы, формирует сигнал предупреждения и передает по каналам сотовой связи в программу дистанционного мониторинга технологических параметров сложной углеводородной ГЦ, установленную на сервере газораспределительной организации. Дискретность передачи данных по каналам сотовой связи устанавливается в пределах 1 минуты.

В аварийном режиме передача данных проводится непрерывно в реальном времени для оперативной оценки работы и состояния территориально-распределенного оборудования ГТС.

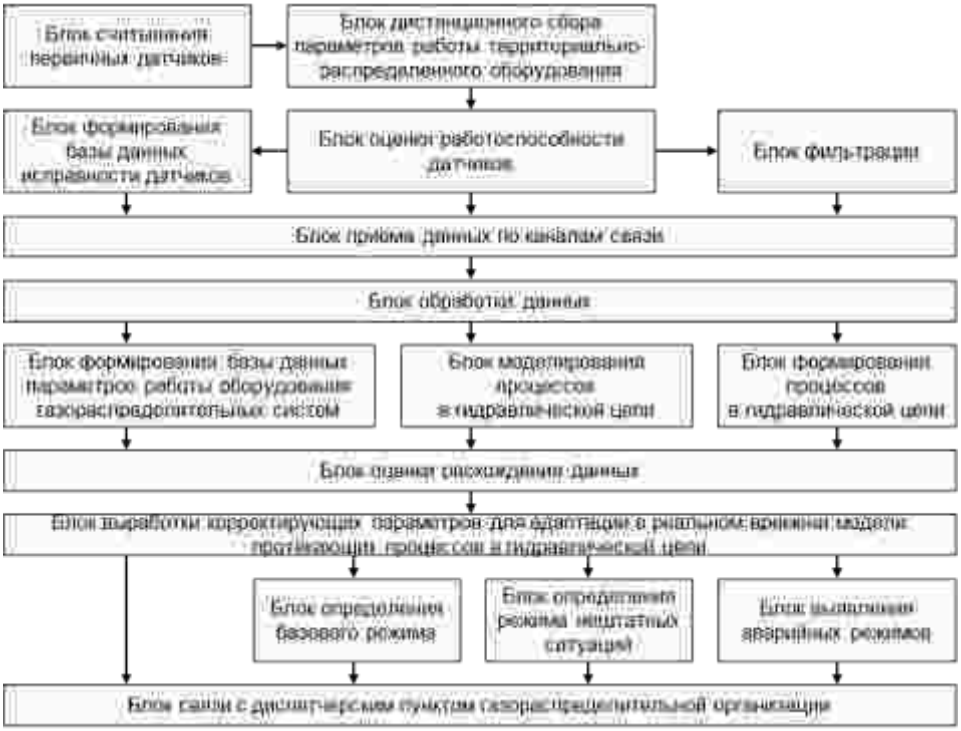


Рисунок 6.12 – Архитектура программы дистанционного мониторинга технологических параметров сложной газотранспортной системы

Программа реализована на языке программирования C/C++ для установки на серверах газораспределительных организаций.

Программа мониторинга состояния территориально – распределенных объектов сложной углеводородной ГЦ предназначена для контроля технологических параметров на территориально распределенных объектах сложной углеводородной ГЦ. Программа состоит из следующих четырех блоков.

Блок мониторинга параметров работы территориально – распределенных объектов ГТС проводит оценку диапазонов изменения технологических параметров и формирование динамического цифрового портрета оборудования для штатных и аварийных режимов работы.

Блок контроля формирует БД работы территориально – распределенных объектов ГТС, протекающих процессов в сложной углеводородной ГЦ в реальном масштабе времени.

Блок оценки работы оборудования и выработки предупреждающих сигналов проводит динамическую оценку параметров и состояния оборудования с применением построенных динамических цифровых портретов работы оборудования в штатных и аварийных режимах работы. Блок генерирует предупреждающие сигналы и передает их в диспетчерскую службу газораспределительной организации.

Программа реализована на языке программирования C/C++ для установки на серверах газораспределительных организаций ГТС.

Программа удаленного контроля параметров сложной углеводородной ГЦ магистральной газотранспортной обрабатывает данные территориально-удаленных объектов для контроля параметров сложной углеводородной ГЦ при транспортировке и распределении газовых потоков.

Программа в реальном времени выполняет операцию масштабирования и первичной выборки данных для контроля в реальном времени параметров сложной углеводородной ГЦ с формированием базы данных.

Программа осуществляет динамический контроль параметров сложной углеводородной ГЦ и оценку рассогласования измерений в реальном масштабе и параметров модели для контроля технического состояния трубопроводной сети и газового оборудования.

Программный блок превентивного контроля состояния оборудования обеспечивает выработку и передачу в диспетчерский пункт газораспределительной организации предупреждающих сигналов для принятия оперативных управляющих решений для предотвращения развития нештатной или аварийной ситуации. Программа реализована на языке программирования C/C++.

6.7. Выводы

1. Разработан программный комплекс анализа и долгосрочной стратегии эффективного развития ТЭК, программно реализующий разработанную методологию принятия решений по организации поставок ПГ в ЕСГ и нейросетевые методы прогнозирования эффективного потребления ПГ, имеющий сложную иерархическую структуру. ПП анализа и оптимизации решений по эффективному развитию и функционированию объектов ТЭК, разработан как с использованием программных блоков, так и приобретенных коммерческих ПП.

2. Разработан специализированный ПП анализа эффективного развития и функционирования ЕСГ, основным назначением которого является реализация операций сбора, обработки и анализа больших массивов данных, а также расчет обобщенных экономических показателей эффективности ЕСГ.

В результате применения разработанного ПП проводится постоянный мониторинг реализации планов, и при накоплении значительных отклонений от выбранного варианта развития ЕСГ проводится их актуализация. Критический уровень отклонений, при котором появляется необходимость корректировки планов развития ЕСГ, определяется, исходя из первоначальной достоверности прогнозов по основополагающим проектам добычи, потребления и транспорта газа в ЕСГ. Таким образом, в разработанном программном блоке корректировка планов развития и функционирования фактических объектов ЕСГ является расширенным анализом чувствительности получаемых решений.

3. Разработаны специализированные ПП анализа развития и функционирования объектов ЕСГ. Разработанные ПП использованы для планирования режимов ГТС с использованием нелинейных критериев (критерий минимума энергетических или стоимостных затрат ТЭР на нужды транспорта).

ПП позволяют также сбалансировать ГТС и подобрать оптимальный режим работы ГТС. ПП могут быть использованы при разработке ИУС с использованием системы моделирования и оптимизации на основе ИНС, которые позволят интеллектуализировать управление потоками газа в КТС с автоматизацией

процесса принятия решения по выбору параметров работы КТС в режиме реального времени, обеспечив поставки ТЭР потребителям и оптимальное решение с приемлемой точностью.

4. Создана программа нейросетевого имитационного моделирования объектов ГТС для разработки ИНС-моделей объектов ГТС. Программа реализует газодинамические модели разнотипных объектов ГТС, операции генерирования обучающих ИНС выборок с использованием газодинамических моделей, операции обучения ИНС, аппроксимирующих режимно-технологические параметры работы объектов ГТС, операции оценки качества моделей и управления моделями.

5. Реализована программа нейросетевого моделирования и оптимизации КТС, которая используется при разработке бизнес-процессов управления функционированием и развитием крупных ГТС. Разработанная ИНС-модель может использоваться, при создании на ее основе, методики анализа эффективности эксплуатации ГТС.

6. Разработан комплекс программ дистанционного мониторинга состояния территориально-распределенных объектов сложной углеводородной гидравлической цепи.

Программа дистанционного мониторинга технологических параметров сложной углеводородной ГЦ предназначена для работы в сложном многоуровневом программно-аппаратном комплексе дистанционного мониторинга состояния территориально-распределенных объектов сложной углеводородной ГЦ. Программа мониторинга состояния территориально – распределенных объектов сложной углеводородной гидравлической цепи осуществляет операции мониторинга параметров работы территориально распределенных объектов ЕСГ, обработку данных в реальном времени, контроль за процессами в сложной углеводородной ГЦ, оценку работы оборудования, выработку предупреждающих сигналов и передачу данных в диспетчерскую службу газоснабжающей организации. Еще одна программа из данного комплекса предназначена для удаленного контроля параметров сложной углеводородной ГЦ при трубопроводном транспорте ПГ.

ГЛАВА 7. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ МЕТОДОЛОГИИ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОМУ РАЗВИТИЮ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Методы и интеллектуально-вычислительные инструменты принятия решений по эффективному развитию ЕСГ обеспечили практическое решение следующих важнейших отраслевых инженерно-технологических, организационно-управленческих и технико-экономических задач для предприятий ПАО «Газпром»:

– выбор оптимальных управленческих решений по эффективности организации поставок ПГ и других ТЭР;

– организации вывода из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей;

– организация размещения узлов контроля теплотворной способности ПГ;

– организация энергоресурсоэффективной раздельной транспортировки этансодержащего газа;

– формирование перспективного пикового баланса газа по ЕСГ России на десятилетний период;

– оценка потенциала системной эффективности инновационных проектов;

– разработка комплексного инструментария стохастической портфельной оптимизации долгосрочной стратегии развития ЕСГ.

7.1. Практическое применение методологии принятия управленческих решений по организации энергоресурсоэффективных поставок природного газа

Организация оптимальной диверсификации рынка сбыта ПГ на основе расширения географии присутствия ПАО «Газпром» является одной из актуальных задач его эффективного развития.

Оптимальные управленческие решения о способах организации поставки ПГ потребителям принимаются на основе сопоставления экономической эффективности различных вариантов с учетом возможного преобразования ПГ как в другие формы, так и замещения ПГ другими видами ТЭР или сырья. Для графической интерпретации поиска оптимального управленческого решения предложено использовать специальную номограмму в осях «расстояние транспортировки» – «объем транспортировки» (см. Рисунок 7.1), которая позволяет определять наиболее эффективный способ организации поставки ПГ или других видов ТЭР потребителям ЕСГ для заданного расстояния и объема потребления, а также выполнять попарное сопоставление эффективности поставок ТЭР между собой.

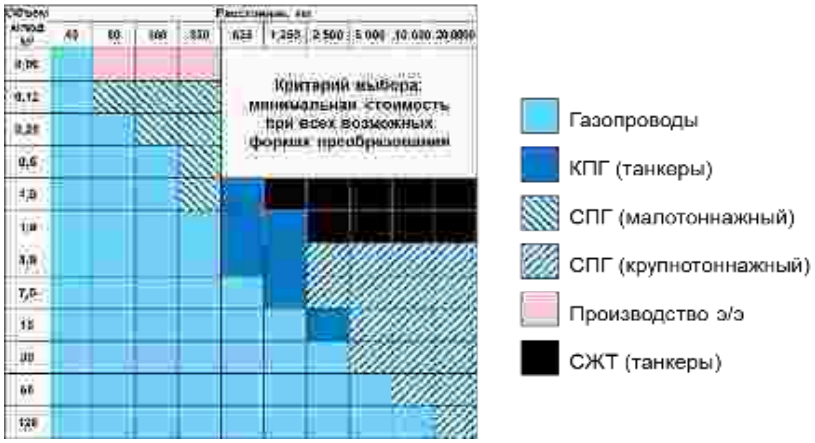


Рисунок 7.1 – Специальная номограмма выбора управленческих решений по эффективной организации поставок ПГ и других видов ТЭР

Предложенная номограмма постоянно актуализируется с учетом изменений макроэкономических, стоимостных, технологических и иных параметров. В настоящее время при формировании номограммы учитываются следующие формы поставляемого ПГ и различных ТЭР: сетевой ПГ, СПГ, КПГ, АПГ, метанол, диметиловый эфир, СЖТ, СУГ, электроэнергия; а также принимаются во внимание следующие внешние факторы:

– технологические возможности потребителей использовать газ с учетом различных форм его преобразования/замещения (наличие и доступность технологий использования ПГ, наличие и возможность создания у потребителя принимающих устройств, производственная мощность принимающих устройств у потребителя);

– емкость рынка газа с учетом различных форм его преобразования/замещения (совокупный спрос);

– покупательная способность потребителей использовать газ с учетом различных форм его преобразования/замещения (платежеспособный спрос).

Выбор способа организации транспортировки газа до потребителей основывается на применении следующих оригинальных предпосылках, сформулированных в диссертационном исследовании:

– оценка потенциального влияния внешней среды на динамику отраслевых показателей и взаимовлияния подсистем ТЭК;

– оценка использования ПГ с учетом экономической целесообразности по отношению к другим видам ТЭР.

7.2. Методика и результаты организации вывода из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей

Важным практическим примером применения методики принятия системно-аналитических решений является разработанная автором диссертации Программа по выводу из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей (2019 г.), целью которой является рациональное использование основных производственных фондов в транспорте газа с учетом долгосрочных прогнозных потоков по ГТС ЕСГ РФ. Формирование баланса газа для ЕСГ РФ осуществляется в соответствии с макроэкономическим сценарием, учитывающим следующие долгосрочные факторы, оказывающие влияние на ГТС ЕСГ РФ:

– изменение объемов внутреннего потребления ПГ с учетом развития газификации и использованием в смежных отраслях (переработка газа, газохимия и др.);

– диверсификация объемов и переориентация направлений экспорта газа;

– сокращение добычи ПГ на базовых месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР) и снижение объемов транспортировки газа по существующей ГТС Центрального коридора;

– формирование основного транспортного потока с нарастающим объемом от месторождений полуострова Ямал и прилегающих территорий, а также потока в направлении экспортного газопровода «Сила Сибири 2»;

– изменение назначения и роли сложившихся газотранспортных коридоров, их взаимодействия и взаимоувязки между собой; необходимость структурного преобразования отдельных зон ГТС под новые условия;

– изменение режимов функционирования и развитие ПХГ;

– влияние морального и физического износа существующего оборудования объектов транспорта газа на обеспечение целостности магистральных газопроводов;

– необходимость обеспечения маневренности и надежности ГТС в условиях неопределенности потоков газа (особенно в долгосрочной перспективе).

При разработке Программы по выводу из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей предложено сформировать два сценария вывода поставок газа месторождений Ямала, Гыдана и прилегающего шельфа Карского моря:

– весь объем газа направляется по системе газопроводов Северного коридора по маршруту Бованенково-Ухта;

– основной объем газа направляется по маршруту Бованенково-Ухта; часть объемов направляется по маршруту Бованенково-Ямбург и далее по системе газопроводов Центрального коридора.

Перспективная загрузка Северного и Центрального газотранспортных коридоров определена с учетом технической возможности резервирования существующих мощностей под раздельное непрерывное транспортирование этансодержащего газа до потенциальных точек подключения к пунктам

переработки газа (выведение нитки с этансодержащим газом из единого гидравлического режима).

На основе анализа годовых потоков определен пиковый режим транспорта в направлении потребителей (пиковые зимние сутки) и ПХГ (пиковые летние сутки). При оценке избыточных мощностей использовано максимальное значение из полученных для каждого участка ГТС. Выполнено компьютерное моделирование стресс-сценариев распределения пиковых суточных потоков по ГТС для оценки максимально возможной потребности в газотранспортных мощностях Центрального коридора с последующим определением инвариантного объема избыточных мощностей, остающегося невостребованным при реализации любого стресс-сценария.

Факторами риска являются аварийные ситуации на ГТС; несоблюдение контрактных условий странами-транзитерами; политические риски стран-транзитеров, приводящие к прерыванию поставок газа по существующим газопроводам. Предложено рассматривать стресс-сценарий остановки поставок газа по газопроводу «Турецкий поток».

Под избыточными мощностями понимаются мощности, фактически не задействованные в транспортировке газа, но имеющие статус объектов, находящихся в эксплуатации, по которым осуществляются операционные расходы. При принятии управленческих решений целевым показателем являются оптимальные удельные затраты на транспортировку газа с учетом риска ошибочного вывода из эксплуатации мощностей (риск невыполнения плановых объемов ТТР).

Риск ошибочного вывода из эксплуатации газотранспортных мощностей Центрального коридора ГТС ЕСГ обусловлен факторами с высокой степенью неопределенности. В Таблице 7.1 представлена экспертная оценка сроков и вероятностей реализации угроз/возможностей под влиянием факторов неопределенности, приводящих к высокой загрузке Центрального коридора ГТС ЕСГ и риску ошибочного вывода мощностей.

Таблица 7.1 – Оценка вероятности реализации сценария высокой загрузки Центрального коридора ГТС ЕСГ

Риски / возможности	до 2028 г.		2028-2030 гг.		2030-2035 гг.	
	Качественная оценка	Балльная оценка	Качественная оценка	Балльная оценка	Качественная оценка	Балльная оценка
Высокий спрос на внутреннем рынке, высокие поставки НПГ	низкая	0,25	средняя	0,50	средняя	0,50
Значимые объемы поставок российского газа на экспорт в страны Европы (пиковые)	средняя	0,50	средняя	0,50	средняя	0,50
Отсутствие (задержка / отказ) поставок по экспортному газопроводу Турецкий поток	средняя	0,50	низкая	0,25	низкая	0,25
Переброска части ямальского газа на вход КС Ямбургская	Точно нет	0,00	Точно нет	0,00	средняя	0,50
Итоговая бальная оценка	–	1,75	–	1,50	–	2,00

При разработке Программы выполнен сопоставительный анализ эффективности различных вариантов вывода из эксплуатации газотранспортных мощностей с загрузкой МГТС на уровне 70 %, 50 % и 30 % от проектной технически-возможной производительности (ТВП), а также рассмотрены два варианта вывода из эксплуатации ЛЧ и КС (см. Рисунок 7.2): вывод ниток вместе с выводом максимально возможного числа КЦ, при котором обеспечивается ТВП не ниже требуемого значения и снижаются затраты на содержание мощностей; вывод ниток только с соответствующими КЦ.



Рисунок 7.2 – Иконографическая модель программы вывода из эксплуатации избыточных мощностей

По результатам компьютерного решения задачи анализа и оптимизации построены столбчатые диаграммы (см. рисунки 7.3, 7.5 и 7.6) годовых эксплуатационных затрат; (см. рисунки 7.4, 7.6 и 7.8) – суммарных эксплуатационных и ликвидационных затрат на горизонте 20 лет с учетом дисконтирования при загрузке 70 %, 50 % и 30 % соответственно.

Проведенное исследование показало, что рекомендованным вариантом по минимуму затрат на транспортировку газа является вывод из эксплуатации только избыточных мощностей КС с сохранением в эксплуатации ЛЧ.

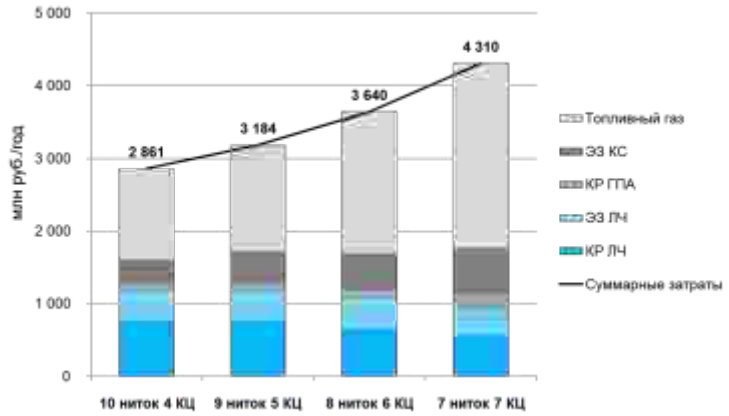


Рисунок 7.3 – Столбчатая диаграмма годовых эксплуатационных затрат при загрузке системы на 70 %

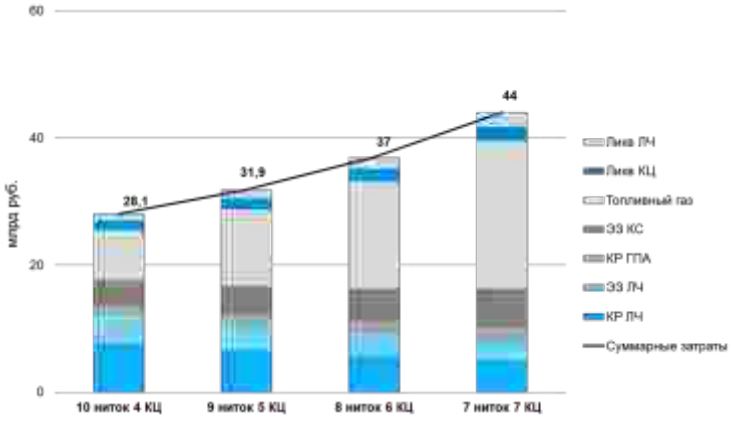


Рисунок 7.4 – Столбчатая диаграмма суммарных дисконтированных эксплуатационных и ликвидационных затрат на горизонте 20 лет при загрузке системы на 70 %

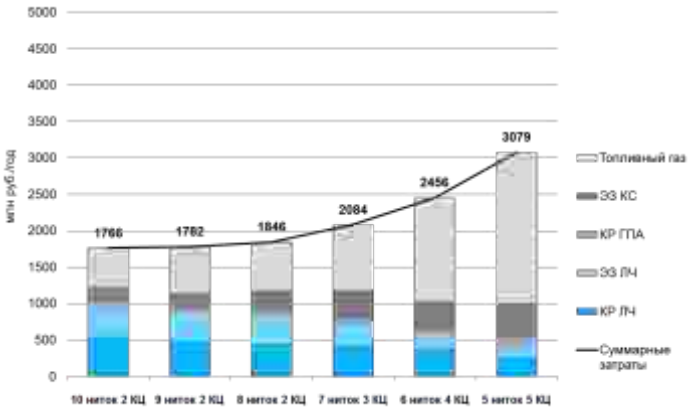


Рисунок 7.5 – Столбчатая диаграмма годовых эксплуатационных затрат при загрузке системы на 50 %

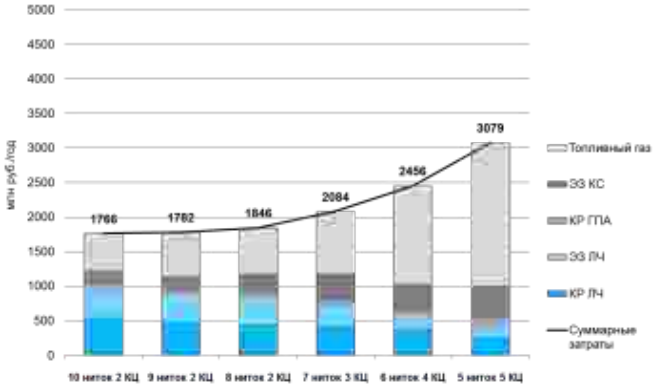


Рисунок 7.6 – Столбчатая диаграмма суммарных дисконтированных эксплуатационных и ликвидационных затрат на горизонте 20 лет при загрузке системы на 50 %

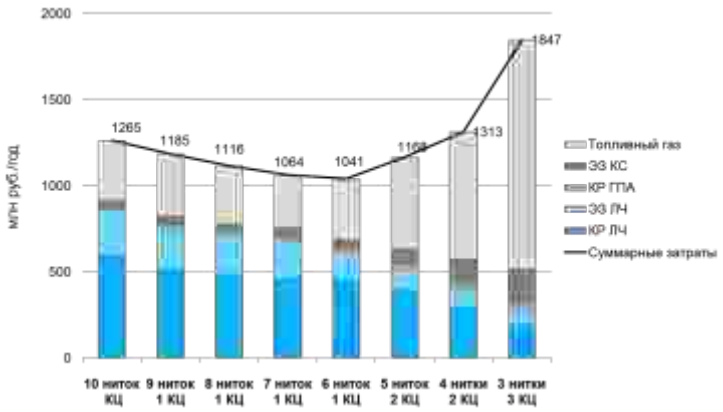


Рисунок 7.7 – Столбчатая диаграмма годовых эксплуатационных затрат при загрузке системы на 30 %

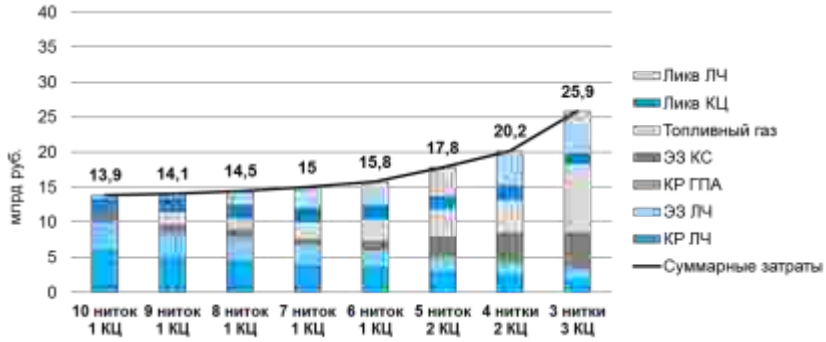


Рисунок 7.8 – Столбчатая диаграмма суммарных дисконтированных эксплуатационных и ликвидационных затрат на горизонте 20 лет при загрузке системы на 30 %

7.3. Организация раздельной транспортировки этансодержащего газа

Актуальность задачи организации отдельной нитки газопровода для транспортировки газа с повышенным содержанием C_{2+} до мест переработки обусловлена наличием значимых запасов этана, пропана, бутана и их высокой добавленной стоимостью. На основе инструментов, изложенных в диссертационной работе (см. главу 5), выполнен расчет потоков газа с учетом динамики его смешения в агрегированных узлах ГТС (патент № RU 2733969 C1 «Способ уточненной оценки показателей качества природного газа при его транспортировке по газотранспортной системе») (см. приложение А). Проведена оценка ресурсной базы по действующим и вновь вводимым месторождениям этансодержащего газа до 2035 года. Учтены только месторождения ПАО «Газпром», так как они соответствуют условию обеспечения стабильности поставок по объемам и ценам на долгосрочный период. По месторождениям выполнена прогнозная оценка добычи этансодержащего газа до 2050 года.

На основе системного анализа организационно-технических возможностей раздельного внутрипромыслового сбора, подготовки и транспортировки этансодержащего газа разработаны рекомендации по использованию существующих и строительству новых трубопроводных мощностей в ЕСГ.

Рассмотрены следующие варианты расположения газохимического комплекса (ГХК):

– вблизи Центрального газотранспортного коридора для поставок товарной продукции на территории Российской Федерации;

– в районе, прилегающем к морскому порту, для поставок товарной продукции на экспорт.

Расположение ГХК вблизи Центрального коридора ГТС ЕСГ

Раздельная транспортировка C_{2+} требует выделения отдельной нитки газопровода. Базовые объемы поставок C_{2+} в ГТС приняты равными 30 млрд куб. м/год и 60 млрд куб. м/год, что кратно производительности газопровода диаметром 1 420 мм на проектное рабочее давление 76 атм. Исходя из производительности определены оптимальные точки входа этансодержащего газа в ГТС ЕСГ РФ, объем, состав и сроки подачи сухого и этансодержащего газа. Выполнен расчет капитальных вложений в объекты добычи газа при раздельном внутрипромысловом транспорте этансодержащего газа.

Рассмотрены различные точки вывода этансодержащего газа по Северному и Центральному коридорам (места потенциального размещения ГХК). Поскольку для транспортировки этансодержащего газа предусматривается выделение в отдельную эксплуатацию целой нитки, то необходимо провести расчеты функционирования ГТС ЕГС без учета выделенной нитки с целью определения возможности выполнения перспективных и пиковых балансов. Для этого разработаны сценарии и сформированы годовые и пиковые балансы и потоки газа по ЕСГ. Проведен анализ загрузки ГТС по Северному и Центральному коридорам. Определены технические решения по выделению отдельных ниток для транспортировки этансодержащего газа с учетом остановок на планово-предупредительные ремонты до точек вывода. Предложенные технические решения, необходимые для обеспечения раздельной транспортировки этансодержащего газа, синхронизированы с Программой по выводу из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей [52].

На основе предложенных организационно-технических решений выполнен расчет капитальных вложений в объекты добычи и транспорта газа при раздельных поставках в ГТС этансодержащего газа, его стоимость на объектах добычи, стоимость его транспортировки и цен на этансодержащий газ.

На основе анализа существующих мощностей по переработке этансодержащего газа и компонентов C_{2+}, а также факторов спроса на продукцию переработки определена рыночная ниша в Российской Федерации и за рубежом. Под предполагаемую номенклатуру и объемы продукции определены варианты конфигурации перерабатывающего производства и выполнена оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат по вариантам переработки.

Расчет капитальных и эксплуатационных затрат проведен по объектам-аналогам с учетом их географического расположения и конфигурации. В свою очередь это позволило перейти к расчету показателей экономической эффективности вариантов переработки этансодержащего газа.

На завершающем этапе проведен анализ чувствительности показателей экономической эффективности к изменениям капитальных и эксплуатационных затрат, цене этансодержащего газа и объемам реализации продукции переработки, а также степени извлечения этана из этансодержащего газа. В результате сделанные ранее выводы, основывающиеся на детерминированных оценках, дополнены ожидаемыми диапазонами показателей экономической эффективности.

Сделан вывод о целесообразности размещения ГХК в Приволжском федеральном округе в Республике Татарстан вблизи КС Центрального коридора при поставках продукции на внутренний рынок.

Расположение ГХК в районе города Усть-Луга

Вариант поставок этансодержащего газа в порт в районе г. Усть-Луга рассмотрен при поставках продукции в дальнее зарубежье. Проектом предусмотрена транспортировка этансодержащего газа от месторождений СРТО через газокомпрессорную станцию (ГКС-1) Новоуренгойская в направлении КС Ухта, КС Грязовец и далее с использованием системы магистральных газопроводов в направлении КС Славянская (см. Рисунок 7.9).

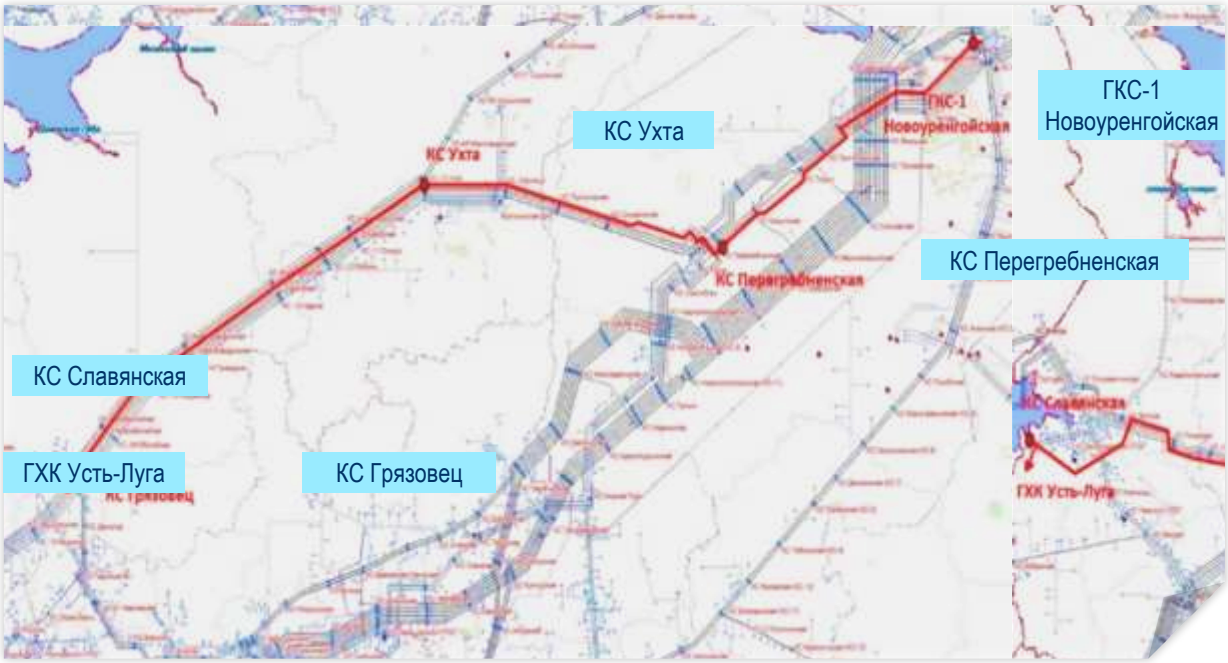


Рисунок 7.9 – Схема транспортировки этансодержащего газа до ГХК в Усть-Луге

Реализация варианта требует значительных объемов работ по реконструкции объектов добычи и транспорта газа. В системе сбора и подготовки газа на месторождениях СРТО для транспорта этансодержащего газа необходима реконструкция дожимной компрессорной станции, техническое перевооружение межцеховых технологических коммуникаций установки комплексной подготовки газа (УКПГ) для разделения потоков сеноманского и валанжинского газа на объединенных газоконденсатных промыслах, а также выделение II и III технологических ниток межпромысловых коллекторов доставки этансодержащего газа на ГКС-1 Новоуренгойская.

Одной из проблем является организация ремонтных работ на выделенных для транспортировки газа C_{2+} газопроводах. Учитывая, что транспорт этансодержащего газа по выделенным газопроводам должен обеспечивать непрерывную и стабильную работу единственного потребителя, вывод в ремонт либо авария на газопроводе на участке КС Ухта – Усть-Луга влечет за собой остановку производства на предприятии. Таким образом, целесообразно синхронизировать графики планово-технического обслуживания и ремонта оборудования завода с

планами ремонтных работ на газопроводах. При этом ввиду большой дальности транспортировки подобная синхронизация в полном объеме может быть затруднительной, что приведет к дополнительным периодам простоя завода во время ремонтных работ. Для случаев аварийных остановок предусмотрена возможность задействовать на ряде участков газотранспортные мощности «сухого» газа.

7.4. Методика и результаты формирования перспективного баланса газа по единой системе газоснабжения России на десятилетний период, соответствующего холодной пятидневке

При поставках газа потребителям возникают периоды наибольших запросов на объемы ПГ, так называемые пиковые балансы. Практически использована методика (см. главу 5) заблаговременного принятия организационно-управленческих решений, позволяющих наиболее эффективно пройти период пикового потребления газа. Целью формирования пикового баланса является разработка стратегии обеспечения надежного газоснабжения потребителей и выполнения контрактных обязательств в условиях пикового спроса на газ.

Расходная часть пикового баланса рассчитывается исходя из требуемого уровня обеспечения надежности газоснабжения. В соответствии со СНиП 41-1-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» и СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» проектирование объектов ведется исходя из холодной пятидневки с уровнем обеспеченности 92 % (для целей проектирования устойчивости металлических конструкций используется уровень обеспеченности 98 %). Для пикового баланса предлагается использовать уровень надежности газоснабжения 92 %, поскольку превышение этого уровня не будет обеспечено теплогенерующими устройствами со стороны потребителя. Этому уровню надежности энергообеспечения соответствует средняя по ЕСГ РФ температура не ниже -26ºС. За период метеонаблюдений с 1948 года температура ниже -26ºС в центральной зоне ЕСГ РФ наблюдалась 5 раз (см. Рисунок 7.10). Следует отметить, что повышение уровня надежности поставок газа приводит к резкому

(нелинейному) увеличению требуемых суточных объемов резервирования газа (см. Рисунок 7.11). Величина пикового потребления газа определяется на основе анализа спроса в целом в зоне ЕСГ РФ с последующей декомпозицией по субъектам РФ.

В перспективном пиковом балансе не учитываются объекты, находящиеся в зоне ЕСГ, но не связанные технологически с ГТС ЕСГ РФ (например, проект Ямал СПГ). В то же время в пиковом балансе полностью учитывается потребление газа до ГТС в зоне ЕСГ РФ, ПХГ и потребление Республики Беларусь, объекты добычи, потребления и хранения газа Республики Крым и г. Севастополь, Абовянское ПХГ и потребление Республики Армения.

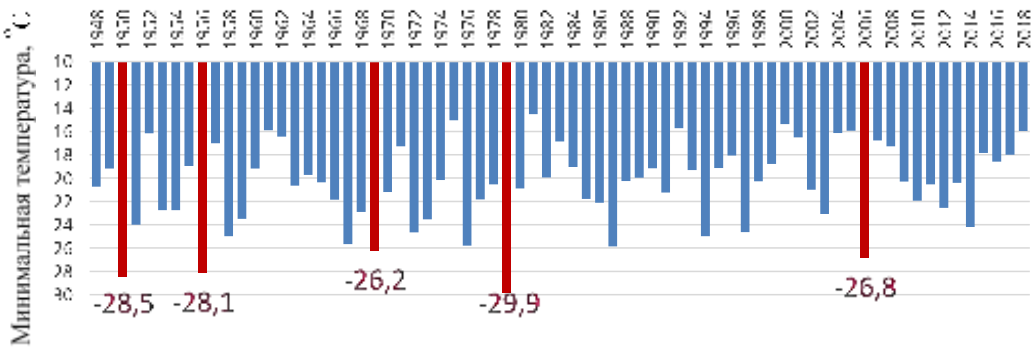


Рисунок 7.10 – Столбчатая диаграмма минимальной температуры в центральной зоне ЕСГ РФ

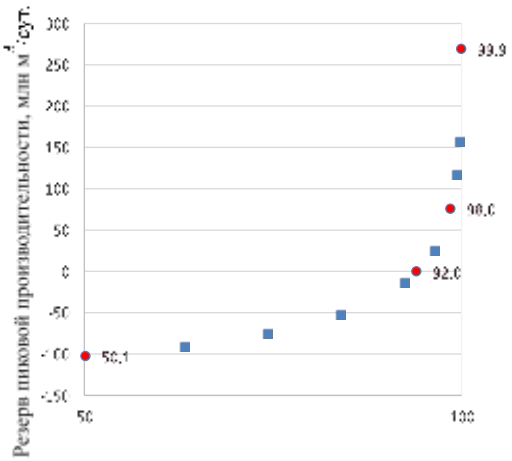


Рисунок 7.11 – График изменения расчетного пикового спроса на газ в зоне ЕСГ РФ в зависимости от уровня надежности газоснабжения

В качестве продолжительности периода пикового спроса принимается холодная пятидневка. Расчет отопительных нагрузок производится для пяти дней подряд с минимальной за сезон температурой. Следовательно, при определении способов покрытия пиковой неравномерности должна учитываться физически допустимая динамика поступления газа от возможных источников (добыча, хранилища газа, запасы газа в трубопроводе). Поэтому, например, при расчете пикового баланса на одни сутки некорректно рассматривать некоторые статьи его приходной части, так как газ просто не успевает поступить за одни сутки от объектов добычи или ПХГ до центров потребления. В этот период работает запас газа в трубе, который может давать различный потенциал в зависимости от продолжительности его использования.

Перевод потребителей на резервные виды топлива осуществляется, если потребности покупателей обеспечены на пять и менее суток или если отбор из ГТС ЕСГ превышает 50 млн куб. м/сут. [130]. В то же время на основе статистических данных получено что фактический средний уровень ежесуточного пикового отбора газа из системы за холодную пятидневку составил около 43 млн куб. м/сут.

Следует отметить, что помимо годовых балансов рассчитываются помесячные и пиковые балансы, поскольку узким местом может оказаться любой из них. Например, наличие резерва в пиковом балансе не гарантирует достаточности ресурсов для обеспечения помесячных балансов и потоков газа. Таким образом, при рассмотрении холодной пятидневки следует учитывать вероятность наступления холодной зимы, которая влияет на пиковую производительность ПХГ. При разработке пикового баланса на 1 февраля каждого года рассчитывается уровень пикового отбора из ПХГ, соответствующего холодной зиме. В помесячном пиковом балансе учитывается стандартная зима, так как месяцы динамически связаны между собой.

При наличии различных вариантов покрытия пикового баланса решение принимается на основании экономических критериев при безусловном выполнении годового и помесячных балансов газа. На основании перспективных

годовых балансов определяются потребности в развитии добычных и транспортных мощностей.

Для целей снижения сезонной неравномерности наиболее эффективным инструментом является развитие ПХГ в России. Для целей покрытия пикового спроса целесообразно развитие соляных («пиковых») ПХГ. Кроме того, основным отличием используемых ранее подходов по формированию пикового баланса является метод, предложенный автором, который позволяет учесть динамику запаса газа в ГТС. Ранжирование объектов пикового баланса по экономической эффективности позволяет получить укрупненную оценку удельных затрат в пиковую производительность (см. Рисунок 7.12).

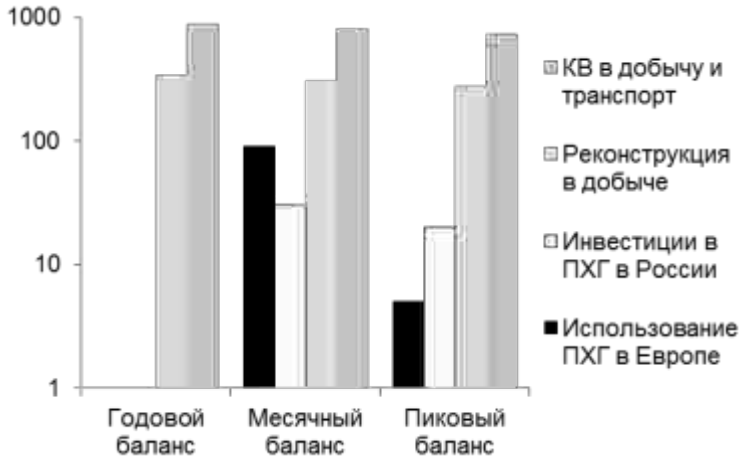


Рисунок 7.12 – Столбчатая диаграмма удельных затрат, млн руб./млн куб. м/сут. в пересчете на один год

По результатам проведенных расчетов и их анализа предлагаются в качестве организационно-управленческих решений рекомендации по повышению надежности газоснабжения в пиковые периоды.

7.5. Методика и результаты оценки потенциала системной эффективности инновационных проектов развития газотранспортной системы

На базе разработанного метода оценки и оптимизации системной эффективности от реализации совокупности инновационных проектов по

различным направлениям деятельности газового бизнеса сформирован метод, позволяющий по разнице значений текущего удельного показателя и потенциала лучших практик масштабировать эффект через перспективную динамику развития компании и отрасли (см. Рисунок 7.13).

Результатом является оценка потенциала системной эффективности с учетом и без учета инноваций. Ранжирование инноваций выполнено по всем возможным компонентам, субъектам Российской Федерации и направлениям деятельности с точки зрения применения для газовой отрасли. На Рисунке 7.14 представлен пример сопоставления в виде тепловой диаграммы, на которой виден максимальный и минимальный эффекты.

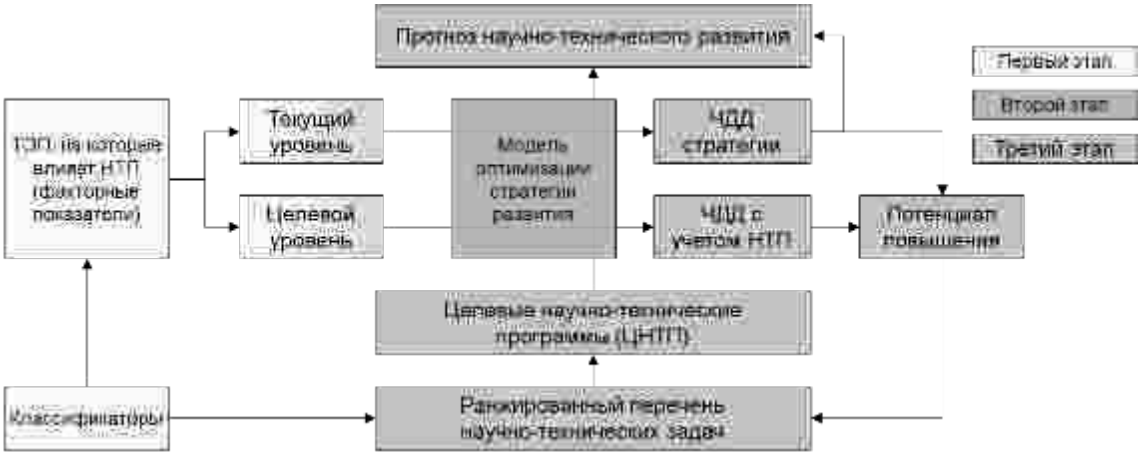


Рисунок 7.13 – Оценка потенциала системной эффективности инноваций, методология

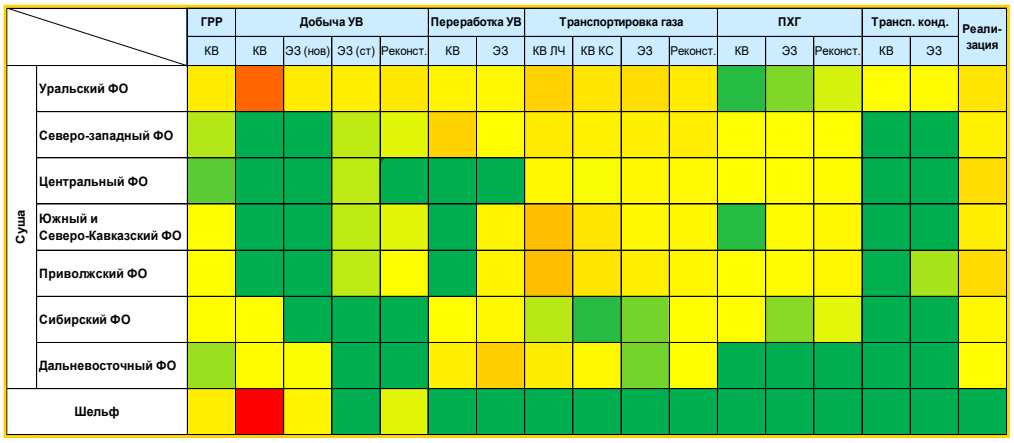


Рисунок 7.14 – Тепловая диаграмма оценки потенциала системной эффективности инновационных проектов

7.6. Методика уточненной оценки показателей качества природного при его транспортировке по газотранспортной системе

Изобретение (см. приложение А) относится к области трубопроводного транспорта газа и направлено на совершенствование информационного обеспечения большой газотранспортной системы. Может быть применено к другим распределенным сетевым системам трубопроводов.

Предлагаемый способ относится к совокупным измерениям [133, 184]. Сущность способа заключается в следующем: ГТС транспортируют многокомпонентный флюид – ПГ, – поступающий из газовых и газоконденсатных месторождений, газоперерабатывающих заводов, подземных хранилищ, нефтяных месторождений (попутный газ) и др. В число компонент флюида входят метан, другие углеводороды – гомологи метана – этан, пропан, бутан и др., а также водяные пары, углекислый газ, гелий и др. Газы из разных источников отличаются по компонентному составу. В процессе транспортировки они смешиваются.

При оперативном управлении ЕСГ РФ требуется знать показатели качества: компонентный состав газа, его плотность, относительную плотность, число Воббе, теплотворную способность, температуры точки росы по воде и углеводородам – на каждом объекте системы, прежде всего, у крупных потребителей и в пунктах экспорта.

Основой предлагаемого изобретения является способ (информационная технология) уточненного определения показателей качества на каждом объекте ГТС (газопроводе) путем обработки всей совокупности измерений на замерных пунктах ГТС.

Компонентный состав газа характеризуется концентрациями компонент $r_{ij},\ (i,j)\in E$. Здесь и далее $G(V,E)$ граф, описывающий структуру трубопроводной системы, V – множество его вершин (узлов) x_k, E – множество дуг (i,k) граф [(i,k) –дуга, соединяющая узлы $(x_i,x_k);\ x_i,x_k\in V$]. В настоящем документе предполагается, что величины $r_{ij},\ (i,j)\in E$ являются массовыми концентрациями.

Каждый замер считается случайной величиной, являющейся суммой истинного (детерминированного, но неизвестного) значения показателя качества и случайной ошибки [27], например, ($r_{ij} = r_{ij}^* + \delta r_{ij},\ (i,j) \in E^*$, где $E^*,\ r_{ij}^*,\ \delta r_{ij}$ – множество пунктов замера, замеренные концентрации и ошибка замера соответственно). Результаты совокупных измерений являются набором случайных величин, по которым строятся точечные оценки показателя (показателей) качества. Оценка производится методом максимального правдоподобия. В соответствии с теорией ошибок ошибка замера считается нормально распределенной величиной $\delta r_{ij} \in N\left(0, \sigma_{ij}^2\right),\ (i,j) \in E^*$, среднеквадратическое отклонение которой σ_{ij} определяется классом точности измерительного прибора [27, 28]. Метод максимального правдоподобия приводит к задаче минимизации функции правдоподобия, которая представляет собой сумму квадратов, $\sum_{(i,j)\in E^*}\left(\left(r_{ij}^* q_{ij} - r_{ij} q_{ij}\right)\Big/ q_{ij}\sigma_{ij}\right)^2 \to min$ с ограничениями в виде равенств и неравенств. Ограничения в виде равенств следуют из условий материального баланса. Для концентраций каждой из компонент двухкомпонентного флюида они имеют вид: $\sum_{x_j \in \Gamma(x_k)} r_{kj} q_{kj} - \sum_{x_i \in \Gamma^{-1}(x_k)} r_{ik} q_{ik} = 0,\ x_k \in V_{joint}$. Соответственно ограничения в виде неравенств для концентраций каждой из компонент двухкомпонентного флюида определяются соотношениями: $\min\limits_{x_i \in \Gamma^{-1}(x_k)} r_{ik} \le \min\limits_{x_j \in \Gamma(x_k)} r_{kj} \le \max\limits_{x_j \in \Gamma(x_k)} r_{kj} \le \max\limits_{x_i \in \Gamma^{-1}(x_k)} r_{ik},\ x_k \in V_{joint}$ (V_{joint} – множество стыковых узлов графа $G(V,E)$, $\Gamma(x_k)$ – множество вершин, в которые заходят дуги, исходящие из x_k, $\Gamma^{-1}(x_k)$ – множество вершин, из которых исходят дуги, заходящие в x_k, q_{ik} – расход флюида по дуге (i,k)).

Ограничения в виде неравенств следуют из того факта, что при течении газа в трубопроводе процесс смешения компонент в каждом узле неравновесный. Неравновесность процессов смешения природных газов при течении по большим трубопроводным системам выражается в том, что в узлах стыка трубопроводов концентрации компонент (а также другие показатели качества) по выходящим

трубопроводам могут быть и, как показывает опыт, бывают различными. Неравенства, ограничивающие концентрации в узлах смешения, объясняются следующим физическим эффектом: при нескольких входящих в стыковой узел и нескольких исходящих из стыкового узла трубопроводах максимальная концентрация по выходящим линиям не может превышать максимальную концентрацию по входящим линиям, а минимальная концентрация по выходящим линиям не может быть меньше минимальной концентрации по входящим линиям.

Степень неравновесности – степень близости компонентного состава флюида в выходных линиях к полному смешению – зависит от многих факторов, прежде всего, скоростей течения и локальной структуры трубопроводной системы в узле смешения [53].

Таким образом, описанные соотношения определяют задачу нелинейного программирования, решение которой позволит получить искомые концентрации компонентов смеси газов. Вычислительная сложность задачи зависит от структуры ГТС и исходных данных. В некоторых случаях задача может быть решена с помощью стандартных программно-вычислительных комплексов, но в основном ее решение потребовало разработки специального алгоритмического и программного обеспечения.

Для оценки таких показателей качества ПГ как плотность, теплотворная способность, температуры точки росы по воде и углеводородам используется те же математические модели с заменой обозначений: вместо концентраций компонент следует поставить соответствующий показатель качества. Основное достоинство предлагаемого способа состоит в том, что одномоментные значения всех совокупных измерений показателя (показателей) качества ПГ учитываются во взаимосвязи.

Предлагаемый способ обладает следующими преимуществами:

– пригоден при любом составе метрологического обеспечения ГТС;

– позволяет оценить эффективность модернизации системы метрологического обеспечения;

– позволяет выявить те фрагменты ГТС, где учет взаимосвязанности замеров не приводит к уточнению оценок (из-за недостаточности количества приборов на фрагменте);

– одинаково пригоден для задач, связанных с расчетом любого показателя качества ПГ (плотности, концентраций, теплотворной способности, температур точки росы по воде и углеводородам);

– допускает обобщение: переход от единовременных совокупных измерений к предыстории изменения показателя;

– может быть (при соответствующей доработке) использован для решения задач компаундирования нефтей.

Метод оптимального размещения систем контроля теплотворной способности транспортируемого газа в ЕСГ

Предложенная методика и инструмент анализа эффективности развития ЕСГ практически применены для разработки Программы размещения узлов контроля теплотворной способности ПГ, целью которой является оптимальное размещение аналитического и измерительного оборудования на ГТС с учетом достоверного определения теплотворной способности ПГ [85]. При ее разработке использованы следующие предложенные в диссертационной работе предпосылки:

– формирование потоков газа по ГТС на системном уровне;

– формирование товарных потоков газа с учетом динамики смешения в узлах ГТС;

– технико-экономическая оптимизация размещения узлов контроля теплотворной способности.

Актуальность этой практической задачи определения и управления теплотворной способностью газа связана с падением добычи на месторождениях НПТР. Месторождения региона являются источником всего этансодержащего газа в стране (наибольшая доля приходится на Уренгойское НГКМ) и находятся на стадии падающей добычи с периодом эксплуатации свыше 20 лет. Прирост добычи газа в период до 2035 г. в целом по НТПР будет обеспечен исключительно вводом в разработку ачимовских лицензионных участков Уренгойского месторождения с

увеличением доли высококалорийного газа в общем объеме поступления в ГТС [54].

Алгоритм управления калорийностью ПГ, подразумевающий автоматический поиск управляющих воздействий без участия эксперта, состоит из следующих основных этапов:

– расчет базовых потоков по критерию минимума ТТР, энергозатрат, тарифа на транспортировку и т.п.; расчет калорийности газа в узлах расчетной сети на основе полученных потоков;

– построение гидравлического потокового графа (ГПГ) и коррекция потоков путем одновременного решения потоковой задачи и задачи расчета калорийности газа для достижения заданных ограничений по калорийности на выходных узлах ГПГ.

Задача коррекции потоков газа с учетом ограничений по калорийности в выделенных элементах ГТС представляет собой задачу невыпуклого нелинейного программирования. Нелинейными ограничениями являются уравнения, содержащие произведение потока газа по дуге ГПГ (x_{ij}) и калорийности газа в узле (ε_i), из которого выходит поток по дуге.

Решение, полученное на первом этапе, может не удовлетворять ограничениям по калорийности на выходных узлах потокового графа. Для его корректировки используется итеративная процедура:

– многократное решение линеаризованной задачи (по переменным x_{ij} и ε_i), корректирующее потоки газа на сети;

– определение калорийности газа в узлах на основе алгоритма полного смешения калорийности газа в узлах сети.

Критерием оптимальности для этой задачи является минимум базовых потоков (например, минимум ТТР при выполнении ограничений по калорийности на выходных узлах потокового графа) и отклонений найденного решения от замеров состава газа и калорийности в узлах-входах и узлах, оборудованных устройствами контроля теплотворной способности природного газа (УОТСПГ), с учетом весовых коэффициентов ранжирования приоритетов по узлам.

При расчете калорийности газа на элементах ГТС предполагается выполнение условия полного смешения состава и калорийности газа в узле ГПГ. Калорийность газа в узле ГПГ равна взвешенной по объемам калорийности газа входящих в узел ГПГ дуг и калорийности газа, поступающего в узел ГПГ (в случае если это узел-источник). Калорийность газа на дугах, выходящих из узла ГПГ, полагается равной калорийности газа в узле. Калорийность газа на всей дуге считается неизменной.

Теоретическое решение этой задачи определения калорийности показало наличие значительных расхождений измеренных и рассчитанных значений, которые связаны, в первую очередь, с неидеальностью смешения газа в узлах потоковой схемы. Учитывая, что для каждого узла ГПГ существует неопределенность, связанная с нарушением предположения полного смешения потока газа в узле ГПГ, после каждой точки смешения (узла потокового графа, где существуют более одного входного потока) выходной поток имеет неопределенность по калорийности, которая не будет уменьшаться в следующем узле графа. Превышение данной неопределенностью критического значения, как правило, равного допустимому отклонению калорийности, является критерием установки в этом узле ГПГ прибора учета теплотворной способности газа.

Таким образом, от задачи математического определения теплотворной способности газа в каждой точке ГТС приходят к задаче оптимального размещений приборов контроля для достижения в каждом узле ГТС заданной точности.

Требование к точности измерений теплотворной способности ПГ следует из требований федерального законодательства, в котором данный показатель является существенным при расчете цены на газ, поставляемый потребителям. Вместе с тем для целей определения теплотворной способности больше подходит калориметрический метод, позволяющий исключить неопределенности при переходе от определения компонентного состава и точки росы к теплотворной способности.

Анализ теплотворной способности природного газа (ТСПГ), поступающего в ГТС ЕСГ РФ показал, что текущая и прогнозируемая теплотворная способность

превышает «базовую» на всем протяжении прогноза. Данный факт может объясняться тем, что прогноз ТСПГ выполнен на «чистом» газе, тогда как на практике в поставляемом газе могут оказаться пары воды и метанола, попадающие в него по технологическим причинам.

Общее количество точек поставки газа потребителям составляет более 4 200 шт. Крупные промышленные потребители, как правило, имеют собственные узлы определения теплоты сгорания ПГ, позволяющие осуществлять контроль накопленной энергии ПГ (интегрирование). В этих случаях согласно требованиям контрактов/договоров поставки необходима установка индивидуальных УОТСПГ на ГРС, позволяющих непрерывно контролировать поток энергии ПГ. Напротив, большей части коммерческих и коммунально-бытовых потребителей может быть фиксировано присвоено значение ТСПГ кустовым методом.

Для определения ТСПГ могут быть использованы установленные средства измерений. В случае возникновения значительных отклонений в «кустовом» методе определения ТСПГ фиксированным присваиванием будут сформированы рекомендации по расширению существующих средств измерения или установки УОТСПГ. Размещение УОТСПГ должно обеспечивать достоверный контроль теплотворной способности ПГ у каждого потребителя, то есть до ГРС.

Формирование модели организации размещения УОТСПГ строится в соответствии с иерархией диспетчерского управления ЕСГ, принятой в ПАО «Газпром». Такая методика позволяет «спускаясь» по детализации пройти от оценки целесообразности реализации проекта до детальной реализации, позволяющей определить теплотворную способность газа для каждого потребителя в реальном режиме времени. Фактически построение иерархической модели позволяет перейти от определения потоков газа к определению потоков энергии по участкам ГТС.

Моделирование потоков энергии по ГТС можно разделить на следующие уровни в соответствии с иерархией диспетчерского управления:

– уровень моделирования потоков позволяет охватить всю ЕСГ, оценить материальные потоки газа, спрогнозировать загрузку газотранспортных коридоров

и, как следствие, определить потоки энергии; позволяет сформировать «кустовой» метод определения ТСПГ по ГТС с использованием фиксированного присваивания на местах размещения УОТСПГ;

– уровень моделирования квазистационарного режима позволяет определить ТСПГ в «кустовом» методе с учетом времени, то есть фактически описать распространение потока энергии по ГТС во времени с использованием метода присваивания с учетом скорости распространения потока энергии;

– уровень моделирования режимов является наиболее детальным уровнем рассмотрения задачи; что позволяет учесть специфику потребителей с выделением в особо «острых» местах и предоставления достоверной и оперативной информации на основе «кустового» метода прочим потребителям.

Изменение состава газа возможно в точках поступления в ГТС. Более никаких изменений с поступившим газом не происходит, поэтому необходимо контролировать теплотворную способность поступающего газа в местах подключения месторождений или ПХГ. Данные узлы ГТС должны быть оснащены УОТСПГ, способными контролировать теплотворную способность ПГ в непрерывном режиме в обязательном порядке, то есть формировать данные о потоке энергии ПГ в данных точках.

Поскольку газ различных месторождений и газодобывающих регионов отличается по компонентному составу и имеет различную теплотворную способность, то оснащение УОТСПГ необходимо в местах слияния товарных потоков газа (именно слияния, так как «ниже» по потоку после точки слияния все потребители получат газ одной и той же теплотворной способности).

Такая методика позволяет определить «кусты»; определение ТСПГ на узле слияния потоков позволяет обеспечить необходимой информацией всех потребителей, находящихся «ниже» по потоку. Данный метод называется методом присваивания, т.е. присваивает ПГ, переданный через пункт контроля, оборудованный только средствами измерений объема (количества) газа, значения теплоты сгорания, определенного в другой точке. В соответствии с «кустовым» методом все потребители «куста» получают газ с одним и тем же ТСПГ.

Еще одним критерием оснащения УОТСПГ являются временные отклонения измеренных значений теплотворной способности газа (часовых или среднесуточных) от среднемесячных значений заявленной теплоты сгорания более чем на 0,5 %. В этом случае оказывается, что «кустовой» метод с фиксированным присваиванием работает с большими отклонениями и не учитывает факторов, приводящих к возникновению неопределенности измерений. Таким образом, можно сформулировать основные критерии организации «кустового» принципа:

– измерение ТСПГ необходимо проводить в местах поступления газа: точки подключения месторождений, ПХГ, поступления импортного газа; УОТСПГ должны обеспечивать измерение по каждой нитке магистрального газопровода в непрерывном режиме;

– при смешивании товарных потоков газа в ГТС;

– дополнительные места установки УОТСПГ необходимо определить по принципу отклонения значения ТСПГ, поступающего от средств измерения, от заявленной ТСПГ за выбранный период; пороговое значение определяется с учетом неопределенности измерений ТСПГ.

На основании предложенных критериев выполнен расчет количества УОТСПГ. Для выполнения расчета использована агрегированная схема ЕСГ, на которой определены основные точки размещения УОТСПГ для определения крупных «кустов» со сходными показателями ТСПГ (см. Рисунок 7.15).

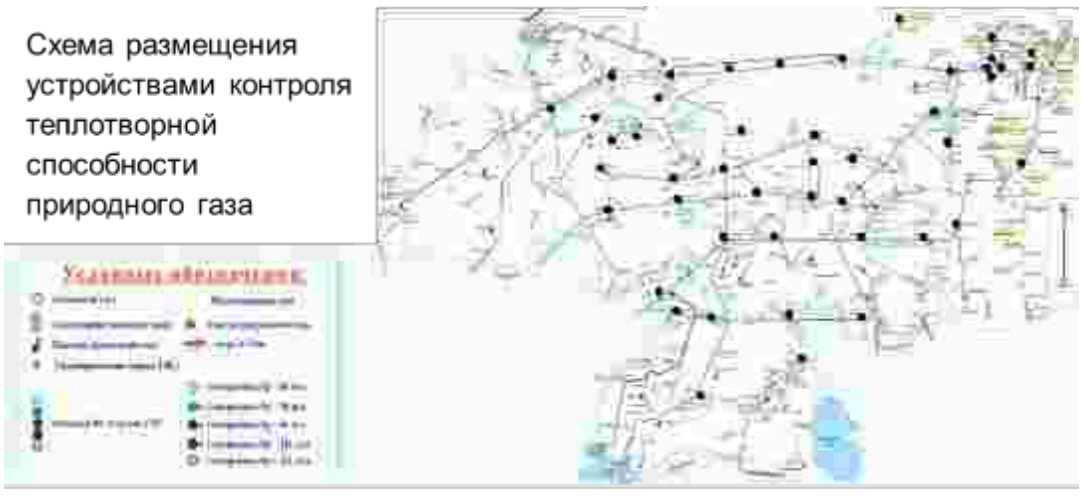


Рисунок 7.15 – Принципиальная схема размещения УОТСПГ

Крупные промышленные потребители газа часто имеют подключение от нескольких ниток магистральных газопроводов, иногда расположенных в разных газотранспортных коридорах, что затрудняет применение для них кустового метода определения теплотворной способности газа.

Предложены сценарии размещения УОТСПГ: оснащение всех ГРС; оснащение ГРС крупных потребителей и оснащение более мелких ГРС по кустовому принципу; оснащение ГРС по кустовому принципу с учетом динамики изменения теплотворной способности газа.

Для всех газотранспортных обществ проведен анализ технологических схем и выработано разделение ГРС на «кусты» контроля с выделением мест установки НКС и блок-боксов, что позволило оптимизировать размещение УОТСПГ и соблюсти требования точности определения ТСПГ.

7.7 Внедрение результатов работы

Результаты исследований, внедренных в производственную и научно-исследовательскую деятельность ПАО «Газпром», отмечены премиями ПАО «Газпром» в области науки и техники (в состав разработчиков входил автор диссертационной работы) (см. приложение Б).

Разработка и внедрение Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона, 2008 г.

Разработана методология, реализующая новые подходы к созданию стратегических программ развития газовой промышленности и обеспечивающая учет интересов государства, производителей ПГ и его потребителей на долгосрочную перспективу. Система газоснабжения оптимизирована по маршрутам газопроводов, срокам ввода добычных и транспортных мощностей, потребностям рынка газа, срокам ввода перерабатывающих мощностей и потребностей рынка в продуктах газопереработки и газохимии.

Выполнение разработанной программы позволяет обеспечить достижение оптимальных показателей как коммерческой эффективности для участников реализации программы, так и бюджетной и социальной эффективности для государства и общества в целом. Методология создания стратегических программ была также использована при разработке Генеральной схемы развития газовой отрасли России на период до 2030 г. и может быть использована в других отраслевых или региональных программах.

Экономическая эффективность: экономический эффект от внедрения составляет 106,1 млрд. руб.

Личный вклад соискателя:

–научное руководство разработкой ряда разделов методологии создания стратегических программ развития газовой отрасли;

– разработка модели ГТС, позволяющей формировать баланс и синхронизировать динамику потребления и добычи;

– разработка концептуальных предложений по созданию перерабатывающих мощностей в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Разработка модели и автоматизированной системы для решения технико-экономических задач диспетчерского управления и формирования тарифов на услуги по транспортировке газа на основе ПВК «Газоператор», 2013 г.

Работа посвящена решению задач в области диспетчерского управления и тарификации процессов газоснабжения. Разработаны эффективные вычислительные алгоритмы для детального расчета потоков газа по сложным разветвленным ГТС на основе балансов газа газотранспортных обществ. Создана уникальная автоматизированная система для решения специализированных задач диспетчерского управления и формирования тарифов на услуги по транспортировке газа с учетом функционирования всей ГТС ЕСГ. Система базируется на ряде взаимосвязанных через единые базу данных и объектную модель описаний ГТС ЕСГ программных компонент с единой средой функционирования и визуализации.

Система обеспечивает повышенное быстродействие и надежность идентификационных и оптимизационных расчетов сложных ГТС, взаимосвязь данных технологических и экономических расчетов, конфиденциальность используемой и получаемой при расчетах информации.

Разработка превосходит отечественные и зарубежные функциональные аналоги по масштабности и сложности исследуемых ГТС, набору решаемых задач, оперативности расчета. Внедрение автоматизированной системы позволило улучшить информационно-аналитическое обеспечение деятельности ПАО «Газпром», повысить обоснованность и оперативность принимаемых в области управления ЕСГ решений.

Экономический эффект от разработанной системы в части подготовки исходных данных для формирования тарифов оценивается в 3,6 млрд руб. в год.

Личный вклад соискателя:

– изучение использования математического моделирования при расчете потоков газа по ГТС в европейских компаниях (Verbundnetz Gas AG, E.ON Ruhrgas AG, Gascade, Gasunie, GRT Gas, Eni S.p.A. и др.), анализ и систематизация полученной информации, подготовка рекомендаций для использования математического моделирования потоков газа в ЕСГ России;

– разработка принципиальной концепции построения ПВК№

– разработка научно-методических рекомендаций для использования математического моделирования в диспетчерском управлении ЕСГ России.

– разработка стратегии внедрения ПВК в системе управления ПАО «Газпром»;

– разработка структуры ПВК и технологии его функционирования;

– постановка задач адаптации математических моделей ПВК для расчета потоковых схем ГТС большой размерности.

Единая экономико-математическая модель формирования балансов и потоков газа по ЕСГ России с делением общего потока газа по направлениям поставок и расчета экономических показателей ПАО «Газпром» при среднесрочном планировании, 2016 г.

Разработана математическая модель, использующая алгоритм деления объемов потоков газа и расчета ТТР по направлениям поставки. Модель реализована в виде оптимизационной задачи большой размерности (порядка 40 000 переменных) с использованием методов теории графов и позволяет проводить расчеты в рамках различных системных задач, связанных с транспортировкой газа по МГТС ПАО «Газпром». В рамках модели формируется план транспорта газа на среднесрочный период планирования по экономическому критерию. На основе модели создана и зарегистрирована программа с применением современных средств разработки программного обеспечения.

Экономический эффект от внедрения модели складывается из двух составляющих:

– периодический эффект получается за счет выделения в общем потоке газа объемов поставок от зон входа в ЕСГ до зон выхода (субъектов и границ РФ), которое используется для расчета средневзвешенных расстояний транспортировки газа, для обоснования первой ставки двухставочного тарифа за транспортировку газа независимыми производителями по системе магистральных газопроводов ПАО «Газпром»;

– разовый эффект от поставок дополнительного объема газа (10 млн куб. м) из собственных ресурсов ПАО «Газпром» на экспорт в страны дальнего зарубежья.

Общий экономический эффект от применения модели состоит из суммы периодического (1 113 млн руб.) и разового эффекта (39,3 млн руб.) и составляет 1 152,3 млн руб.

Личный вклад соискателя:

– организационное и научное руководство группой исследователей и разработчиков ООО «НИИгазэкономика»;

– инициирование выполнения работы,

– участие в определении целей, предмета и объекта исследования, оценке и обсуждении полученных результатов;

– разработка основных теоретических принципов построения единой модели балансов газа, а также различных подходов к формированию методики деления общего потока газа и расчету ТТР по направлениям поставки.

Разработка и внедрение инновационного программно-аналитического инструментария для оценки, формирования и эффективного управления проектами и портфелями проектов геологоразведочных работ на лицензионных участках Группы Газпром, 2020 г.

Усовершенствована методика оценки экономической эффективности отдельных проектов геологоразведочных работ (ГРР) компаний Группы Газпром путем учета неопределенности объема запасов и ресурсов, геологического риска. Проведена адаптация методологии «освоенного объема» к решению задачи прогнозирования затрат на ГРР. Формализована и решена новая задача статической (краткосрочной) и динамической (средне- и долгосрочной) оптимизации портфеля ГРР, позволяющая выбрать лучший (по экономическим и ряду других критериев) вариант проведения ГРР с учетом заданных ограничений (затраты, приросты, перенос лицензионных обязательств и др.). Формализована и решена новая задача многокритериальной оптимизации портфелей проектов ГРР.

Создана новая единая концепция оценки, формирования и эффективного управления проектами и портфелями проектов ГРР на лицензионных участках Группы Газпром, позволившая впервые разработать методические рекомендации по оценке экономической эффективности Программы развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» и программный продукт «Система управления проектами и портфелем проектов ГРР».

Экономический эффект разработки проявляется в снижении бюджета затрат, используемого для достижения установленных ПАО «Газпром» показателей по обеспечению приростов, выполнению лицензионных обязательств и экономических эффектов.

Фактический экономический эффект от внедрения в 2019 г. – 10,4 млрд руб. Интегральный экономический эффект за 2019-2021г. – 45,5 млрд руб.

Личный вклад соискателя:

– научное руководство работы по созданию и внедрению инновационного программно-аналитического обеспечения для оценки, формирования и эффективного управления проектами и портфелями проектов ГРР на лицензионных участках Группы Газпром;

– разработка концептуальных методов в части формирования портфелей ГРР, оценке рисков и построения моделей динамической оптимизации, использующей методы математического программирования для определения оптимальной последовательности проведения ГРР;

– развитие существующих методик оценки экономической эффективности портфелей ГРР, с учетом специфики их применения в ПАО «Газпром».

Цифровой двойник» геолого-технологической модели: продуктивные пласты — скважины — газосборная сеть — пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения, 2024 г.

«Цифровой двойник» геолого-технологической модели – цифровая система, являющаяся программно-техническим комплексом, включающим в себя ИИ, средства моделирования физико-технологических процессов, вычисления, планирования и прогнозирования. Система предназначена для поиска оптимального способа разработки месторождения (в том числе многопластового), с целью повышения ТЭП и управления рисками негативного воздействия технологических процессов на продуктивный пласт и оборудование.

Основным программным модулем цифрового двойника является модуль газожидкостного потока, который позволяет оперативно в автоматическом режиме (до нескольких часов) на основании результатов многопоточных параллельных вычислений с использованием актуальных данных газодинамических исследований и информации со средств телеметрии, формировать оптимальные режимы работы скважин как в плановом режиме, так и при остановке любого элемента технологического комплекса. В ЦД реализована возможность своевременного обнаружения отклонений параметров работы скважин и газосборной сети от заданных режимов работы оборудования с определением

причин данных отклонений посредством использования рекуррентных нейронных сетей.

Внедренная технология защищена патентом на изобретение РФ № 2798646 «Способ управления добычей газа многопластового месторождения и система для его осуществления».

Период окупаемости общего объема инвестиций в проект по созданию ЦД составляет 3 года. Прибыль от внедрения разработанных технико-технологических решений составит 1 437,3 млн руб. до 2045 года.

Применение разработанных и апробированных решений ЦД в дочерних обществах ПАО «Газпром» позволит существенно сократить затраты на создание аналогичных программно-технических комплексов и повысить эффективность производственно-хозяйственной деятельности Группы Газпром.

Личный вклад соискателя:

– руководство созданием модуля оценки экономической эффективности разработки месторождения в рамках «Цифрового двойника» геолого-технологической модели: продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения»;

– координация работы по формированию методических подходов по реализации модуля оценки экономической эффективности;

– формирование предложений по разработке структуры, содержания и дизайна модуля оценки экономической эффективности;

– анализ результатов расчетов показателей себестоимости и экономической эффективности по реализации вариантов изменения технологических процессов на Южно-Русском месторождении, предлагаемых «Цифровым двойником».

Математическая модель «Экспресс-модель формирования прогноза добычи газа и конденсата по месторождениям ПАО «Газпром» с прогнозом развития производственных мощностей и оценкой потребности в КВ», 2025 г.

Математическая модель предназначена для хранения справочной информации, визуализации и редактирования данных по материальным балансам и капитальным вложениям на месторождениях ПАО «Газпром», а также решения

задач по расчету измененных материальных балансов. Модель используется для формирования прогноза добычи газа и конденсата по месторождениям ПАО «Газпром», исходных данных;

Личный вклад соискателя:

– руководство работами по созданию математической модели;

– формирование требований к функциональности и архитектуре модели;

– обоснование упрощенного алгоритма расчета прогноза добычи углеводородов в рамках единой оптимизационной модели;

– создание концепции пользовательского интерфейса математической модели.

Математическая модель «Экспресс-модель формирования прогнозов товарно-сырьевых балансов (объемы сырьевых потоков и товарной продукции) перерабатывающих и промысловых объектов и объектов производства СПГ с прогнозом развития производственных мощностей и оценкой потребности в КВ», 2025 г.

Математическая модель предназначена для хранения справочной информации, визуализации и редактирования данных по материальным балансам и капитальным вложениям на объектах переработки ПАО «Газпром», а также решения задач по расчету измененных материальных балансов. Модель используется для формирования прогнозов товарно-сырьевых балансов (объемы сырьевых потоков и товарной продукции) перерабатывающих объектов и объектов производства СПГ; формирования прогнозов развития производственных мощностей по объектам добычи, транспорта газа, переработки углеводородов и производства СПГ с оценкой потребности в КВ.

Личный вклад соискателя:

– руководство работами по созданию математической модели;

– формирование требований к функциональности и архитектуре модели;

– формирование постановки задачи расчета прогноза товарно-сырьевых балансов перерабатывающих предприятий и объектов производства СПГ с учетом

развития производственных мощностей в рамках единой оптимизационной модели;

– создание концепции пользовательского интерфейса математической модели.

7.8. Выводы

Показана применимость разработанной методологии и методических подходов на примерах реальных отраслевых программ высокого уровня.

Совокупность разработанной методологии и методических подходов составляет основу разработанного автором оптимизационного инструментария с возможностями стохастической портфельной оптимизации долгосрочной стратегии.

Представлены основные результаты внедрения исследований диссертационной работы в ПАО «Газпром».

1. Практическое применение методологии принятия управленческих решений по выбору эффективной организации поставок ПГ осуществлено для организации оптимальной диверсификации рынка сбыта ПГ на основе расширения географии присутствия ПАО «Газпром». Для графической интерпретации поиска оптимального управленческого решения предложено использовать специальную номограмму в осях «расстояние транспортировки» – «объем транспортировки», которая позволяет определять наиболее эффективный способ организации поставки ПГ или других видов ТЭР потребителям ЕСГ для заданного расстояния и объема потребления, а также выполнять попарное сопоставление эффективности поставок ТЭР между собой.

Предложенная методика расчета экономической эффективности различных способов поставки ПГ до потребителей с учетом возможности его преобразования в другие формы и замещения другими видами ТЭР или сырья на основе формирования денежных потоков, которые содержат капитальные вложения (с учетом НДС), эксплуатационные затраты, амортизационные отчисления, налоги и сборы и др. Системный анализ организации рассматриваемых способов

транспортировки газа с учетом возможных форм его преобразования/замещения выполняют по критерию максимума ЧДД и/или максимума ВНД при условии достижения корпоративных требований к доходности инвестиций.

В качестве решения реальной практической задачи представлена разработка технико-экономического обоснования инвестиций в газификацию субъектов Российской Федерации (в частности, отдельных районов Новгородской и Кировской областей) [105]. В задачах газификации находят применение методы оценки эластичности спроса на основе применения методов агентного моделирования поведения участников рынка [106].

Подготовлены рекомендации для принятия управленческих решений о целесообразности инвестиций в объекты газификации, предусматривающие строительство газораспределительных трубопроводов и газорегуляторных (редуцирующих) пунктов (газорегуляторный пункт блочный (ГРПБ) или газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ)). При организации сетевой газификации учитываются все населенные пункты, расположенные вдоль трасс перспективных газопроводов ЕСГ. При организации способа автономной газификации определяется местоположение комплекса по производству СПГ; систем приема, хранения и регазификации СПГ; а также маршруты поставок автомобильным транспортом. Для каждого варианта выполняется оценка суммарных дисконтированных затрат и цен реализации газа потребителям; формируется заключение о форме поставки газа потребителям (сетевой газ и/или СПГ) с учетом совокупного и платежеспособного спроса.

2. Практически применена методика, разработанная автором диссертации, принятия системно-аналитических решений по выводу из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей, внедряющая рациональное использование основных производственных фондов в транспорте газа с учетом долгосрочных прогнозных потоков по ГТС ЕСГ РФ.

Изменение макроэкономических условий влияет на направления и объемы поставок ПГ, загрузку газотранспортных мощностей. Практически применена разработанная автором методика оптимизации затрат по ГТС при условии

обеспечения перспективного спроса на ПГ состоящая из следующих основных этапов, базируется на следующих подходах, сформулированных в диссертационном исследовании:

– формирование потоков газа по ГТС на системном уровне в годовом и пиковом разрезах;

– компьютерный анализ и оптимизация гидравлических режимов на основе потоков газа по ГТС;

– проверка обеспечения поставок газа при пиковых режимах газопотребления с учетом изменения запасов газа в газопроводах.

3. Организация раздельной транспортировки этансодержащего газа с повышенным содержанием C_{2+} до мест переработки обусловлена наличием значимых запасов этана, пропана, бутана и др. их высокой добавленной стоимостью. Выполнен практический расчет потоков газа с учетом динамики его смешения в агрегированных узлах ГТС (см. приложение А). Проведена оценка ресурсной базы по действующим и вновь вводимым месторождениям этансодержащего газа, выполнена прогнозная оценка добычи этансодержащего газа. Разработаны рекомендации по использованию существующих и строительству новых трубопроводных мощностей в ЕСГ. В результате исследования сделан вывод о целесообразности размещения ГХК в Приволжском федеральном округе в Республике Татарстан вблизи КС Центрального коридора при поставках продукции на внутренний рынок.

4. Практически использована методика формирования перспективного пикового баланса газа по ЕСГ России на десятилетний период для заблаговременного принятия организационно-управленческих решений. Разработана стратегия обеспечения надежного газоснабжения потребителей и выполнения контрактных обязательств в условиях пикового спроса на газ.

На основании изложенной методики ежегодно последовательно проводятся расчеты пиковых балансов по различным статьям: пиковые объемы поставок газа потребителям Российской Федерации в зоне ЕСГ; объемы поставок газа в дальнее зарубежье; объемы поставок газа в ближнее зарубежье; затраты на собственные

нужды и технологические потери; объемы поставок газа для производства СПГ, закачка в пласт; пиковые объемы добычи газа Группой Газпром; пиковая добыча газа зависимыми компаниями; пиковая добыча газа независимыми и нефтяными компаниями; объемы импорта газа; оценка расчетной даты холодной пятидневки; пиковая производительность ПХГ в зоне ЕСГ РФ; пиковая производительность ПХГ стран СНГ; пиковая производительность европейских ПХГ; оценка резерва или дефицита мощностей пикового баланса.

5. Сформирован метод, позволяющий по разнице значений текущего удельного показателя и потенциала лучших практик масштабировать эффект через перспективную динамику развития компании и отрасли.

В результате системного анализа определены ключевые инновационные проекты ПАО «Газпром». Для каждого инновационного проекта изучен потенциал мировых лучших практик, выполнено его сопоставление с текущим уровнем развития в компании. Инновационный проект виртуально применялся с помощью разработанного системного инструмента для отрасли в целом. При этом масштабирование выполнялось с учетом возможностей по финансированию работ. Результатом является оценка потенциала системной эффективности с учетом и без учета инноваций. Ранжирование инноваций выполнено по всем возможным компонентам, субъектам Российской Федерации и направлениям деятельности с точки зрения применения для газовой отрасли.

6. Предложен способ уточненной оценки показателей качества ПГ при его транспортировке по газотранспортной системе. Основное достоинство предлагаемого способа состоит в том, что одномоментные значения всех совокупных измерений показателя (показателей) качества ПГ (плотности, концентраций, теплотворной способности, температуры точки росы по воде и углеводородам) учитываются во взаимосвязи. Оценка делается научно обоснованным методом по совокупным измерениям взаимосвязанных величин.

Предложена методика организации размещения узлов контроля теплотворной способности транспортируемого газа и инструмент анализа

эффективности развития ЕСГ, которые практически применены для разработки Программы размещения узлов контроля теплотворной способности ПГ.

По результатам экономико-математического моделирования к реализации рекомендован сценарий оснащения ГРС крупных потребителей и оснащения более мелких ГРС по «кустовому» принципу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

1. Дана характеристика, определены основные свойства и режимы функционирования ЕСГ как комплексной производственной организационно-экономической системы.

2. Разработана **методология оценки эффективного спроса на ПГ**, **включающая** методы системно-аналитической оценки потенциала эффективного потребления ПГ в ЕСГ РФ на основе демографических показателей энергетической зрелости; вероятностно-статистический метод прогнозирования спроса на ПГ для различных категорий потребителей; метод прогнозирования перспективного энергопотребления для различных регионов и имитационный агентно-ориентированный метод оценки спроса на ПГ.

3. Обоснованы основные научные предпосылки применения методов теории ИИ для прогнозирования развития эффективного потребления ПГ в ЕСГ, проведен системный анализ специфики применения ИНС для прогнозирования развития газового рынка. Предложены методологические основы разработки различных видов ИНС-моделей для прогнозирования эффективного потребления ПГ в различных регионах и отдельных странах. Выполнен системный анализ эффективности применения различных видов ИНС-моделей прогнозирования газопотребления (ИНС-модели прямого распространения, рекуррентные ИНС-модели, сверточные ИНС, авторегрессионные рекуррентные модели).

4. Предложен комбинированный метод компьютерного анализа функционирования газоперерабатывающих производств с применением цифровых двойников и ИНС.

Разработана математическая постановка задач анализа и оптимизации эффективности газотранспортной системы ЕСГ с использованием комплексной обучаемой ИНС-модели сложной газотранспортной системы. Разработаны интеллектуально-вычислительные методы оптимизации крупной газотранспортной системы с использованием комплекса ИНС-моделей; реализован

номограммно-аналитический метод выбора экономически эффективных новых маршрутов поставки различных видов производных от ПГ энергоресурсов.

5. Разработан фасетно-иерархический метод автоматизированного составления материально-энергетических балансов сложных химико-энерготехнологических систем переработки ПГ.

6. Предложены методологические основы принятия решений по выбору рациональных инвестиционных и инновационных проектов эффективного развития ЕСГ в условиях неопределенности, включающие методы оценки экономической эффективности инвестиционных проектов поставок ПГ трубопроводными системами по новым направлениям, метод выбора рационального комплексного портфеля инвестиционных проектов экономически эффективного развития ЕСГ в целом.

7. Предложен системно-аналитический метод оптимизации основных технико-экономических показателей и мониторинга реализации проектов эффективного развития ЕСГ.

8. Предложена методология разработки архитектуры и режимов функционирования комплекса программ принятия системно-аналитических решений по эффективному развитию ЕСГ. Разработаны программный комплекс анализа и долгосрочной стратегии эффективного развития ТЭК; специализированный пакет программ анализа и эффективности развития ЕСГ; специализированные пакеты программ анализа функционирования и развития основных объектов ЕСГ; программа имитационного ИНС-моделирования объектов газотранспортной системы; программа нейросетевого моделирования и оптимизации крупномасштабной трубопроводной системы; комплекс программ мониторинга состояния территориально-распределенных объектов сложной углеводородной гидравлической цепи.

9. Основные результаты научных исследований практически использованы при разработке ряда нормативных документов по обоснованию требуемых показателей эффективности и методики планирования выполнения основных заданий ряда важнейших документов: Генеральная схема развития газовой отрасли

до 2035 года, Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона; Модели и автоматизированная система для решения технико-экономических задач диспетчерского управления и формирования тарифов на услуги по транспортировке газа; Предложения по раздельной транспортировке газа в зависимости от степени содержания C_{2+} и возможной его переработки в точках, приближенных к целевым потребителям (2017 год); Программа по выводу из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей (2019 год); разработка и внедрение инновационного программно-аналитического инструментария для оценки, формирования и эффективного управления проектами и портфелями проектов геологоразведочных работ на лицензионных участках Группы Газпром (2020 год); формирование пикового баланса газа по ЕСГ России на десятилетний период с учетом возможности использования запасов газа в трубопроводных системах (2024 год).

10. Практическая реализация результатов основных научных исследований соискателя обеспечила экономический эффект 1 437 млн рублей (см. приложение Б). Изложенные основные научно-практические результаты научно-квалификационной работы обосновывают успешное решение актуальной научной проблемы разработки методологии и интеллектуально-вычислительных инструментов принятия системно-аналитических решений по энергоресурсоэффективному развитию ЕСГ, что имеет важное значение для повышения эффективности и конкурентоспособности экономики РФ при реализации технологического суверенитета и обеспечения технологического лидерства.

Основные направления дальнейших научных исследований соискателя

Развитие научных исследований соискателя будет направлено на успешное решение следующих основных научных задач, которые продолжают основные научные и практические результаты, полученные в настоящей научно-квалификационной работе.

1. Использование методов теории ИИ, включающей теорию глубоких НС, алгоритмы компьютерного зрения, теорию нейросетей, теорию гиперсетей и теорию нечетких множеств, для решения задач предиктивного управления энергоресурсоэффективностью ГТС в условиях неопределенности и больших массивов данных.

2. Применение теории ИНС-моделей и методов системного анализа для разработки новых модифицированных интеллектуально-вычислительных алгоритмов кластерного анализа больших массивов данных, алгоритмов распознавания образов и методов теории графов для решения задач анализа эффективности объектов ЕСГ.

3. Разработка природовдохновленных алгоритмов (метаэвристик) для решения неформализованных задач автоматизированного проектирования энергоресурсоэффективных экологически безопасных систем, оптимизации надежности ГТС, оптимизации стратегии технического обслуживания и ремонтов объектов ГТС.

4. Разработка новых интеллектуально-вычислительных алгоритмов распознавания образов для решения задач планирования эффективного развития ЕСГ, включая выявление новых экономически и экологически эффективных маршрутов транспорта.

5. Модификация интеллектуально-вычислительных методов анализа неравномерности газовых потоков для повышения точности принятия решений по обеспечению безопасности и надежности объектов ЕСГ.

6. Разработка интеллектуальных систем поддержки принятия системно-аналитических решений по управлению эффективностью объектов ТЭК и ЕСГ, разработки экспертных систем логистического управления сложными цепями поставок ЕСГ.

СПИСОК АББРЕВИАТУР

АОМ – агентно-ориентированный метод

АПГ – адсорбционный природный газ,

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления

АХПГ – адсорбционные хранилища природного газа

БД – база данных

БЯМ – большая языковая модель

ВВП – внутренний валовый продукт

ВНД – внутренняя норма доходности

ГИИ – генеративный искусственный интеллект

ГК – газовый конденсат

ГКС – газокомпрессорная станция

ГПГ – гидравлический потоковый граф

ГРР – геологоразведочные работы

ГРС – газораспределительная станция

ГСН – газ собственных нужд

ГТС – газотранспортная система

ГПА – газоперекачивающий агрегат

ГРП – газорегуляторный пункт

ГРПБ – газорегуляторный пункт блочный

ГРПШ – газорегуляторный пункт шкафной

ГХК – газохимический комплекс

ГЦ – гидравлическая цепь

ЕСГ – единая система газоснабжения

ИИ – искусственный интеллект

ИНС – искусственная нейронная сеть

ИРЧП – индекс развития человеческого потенциала

ИС – интеллектуальная система

ИУС – информационно-управляющая система

КПГ – компримированный природный газ

КС – компрессорная станция

КТС – крупномасштабные трубопроводные системы

КЦ – компрессорный цех

ЛЧ – линейная часть

МГ – магистральный газопровод

МГТС – магистральная газотранспортная система

НГКС – нефтегазоконденсатная смесь

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых

НДС – налог на добавленную стоимость

НИОКР – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы

НИР – научно-исследовательские работы

НПТР – Надым-Пур-Тазовский регион

НС – нейронная сеть

НСИ – нормативно-справочная информация

ПВК – прикладный вычислительный комплекс

ПГ – природный газ

ПО – программное обеспечение

ПП – пакет программ

ППП – пакет прикладных программ

ПХГ – подземное хранилище газа

РП – резервуарный парк

СВА – Северо-восточная Азия

СЖТ – синтетическое жидкое топливо

СПГ – сжиженный природный газ

СПХР – систем приема, хранения и регазификации

СРТО – северные районы Тюменской области

СУГ – сжиженный углеводородный газ

ТБО – твердые бытовые отходы

ТВП – технически-возможная производительность

ТТР – товарно-транспортная работа

ТСПГ – теплотворная способность природного газа

ТЭК – топливно-энергетический комплекс

ТЭП – технико-экономические показатели

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

УОТСПГ – устройства контроля теплотворной способности природного газа

ХТП – химико-технологические процессы

ХТС – химико-технологические системы

ХЭТС – химико-энерготехнологические системы

ЦД – цифровой двойник

ЦДС – цепь создания добавочной стоимости

ЦП – цепь поставок

ЧДД – чистый дисконтированный доход

CDD – градусо-дни кондиционирования

EBITDA – разница между выручкой от реализации газа и операционными расходами без учета амортизационных отчислений

FOB – Free on Board

HDD – градусо-дни отопления

MAE (Mean Absolute Error) – средняя абсолютная ошибка

VAR – модели векторной авторегрессии

VECM – модели коинтеграции и исправления ошибок

ГЛОССАРИЙ ОСНОВНЫХ ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ

Авторегрессионные рекуррентные модели – модели, позволяющие декомпозировать задачу прогнозирования газового рынка на несколько подзадач, каждая из которых направлена на прогнозирование одного шага во времени, при этом результат прогнозирования используется для прогнозирования следующего момента времени.

Алгоритм – набор процедур и инструкций, описывающих порядок действия для достижения требуемых результатов, в том числе результатов по оптимальному управлению, анализу и оптимизации ТЭК.

Анализ газовой промышленности – инженерно-техническая операция исследования структуры газовой промышленности, расчета характеристик, показателей свойств и качества функционирования газовой промышленности, определения влияния параметров газовой промышленности на ее характеристики и режимы эксплуатации.

Анализ ресурсоемкости объекта – анализ структурных, абсолютных, относительных и удельных показателей, характеризующих расход ресурсов на стадиях жизненного цикла объекта с целью выявления факторов экономии ресурсов.

Архитектура – фундаментальная организация системы, реализованная в ее компонентах, их взаимосвязях друг с другом и с окружающей средой, и руководящие правила проектирования и развития системы.

Архитектура данных – описание структуры и взаимодействия основных типов и источников данных, логических активов данных, физических активов данных и ресурсов управления данными организации.

Баланс газа – балансировка между приходной и расходной частями Приходную часть баланса газа формируют собственная добыча энергоресурсов и их импорт; расходную часть – потребление по секторам экономики и экспорт. Системы хранения относятся к приходной (отбор из хранилища) и расходной (закачка в хранилище) частям баланса. Расходная часть баланса формируется на

основе прогноза спроса на ТЭР, который зависит от большого числа факторов. Исходными данным для прогнозирования являются ретроспективное потреблении ТЭР, макроэкономические показатели, действующие отраслевые и федеральные программы. Приходная часть баланса формируется на основе прогноза возможных объемов производства ТЭР с учетом конкурентоспособности каждого из рассматриваемых энергоресурсов.

Визуализация – использование компьютерной графики и обработки изображений для представления моделей или характеристик процессов или объектов для поддержки человеческого понимания.

Данные – интерпретируемое представление информации в соответствующей форме, удобной для передачи, интерпретации и обработки.

Декомпозиция – процедура представления сложной системы в виде совокупности подсистем, состоящих из простых элементов.

Достоверность – обоснованность, доказательность и бесспорность знания; применительно к результатам эксперимента достоверным считается эксперимент, результаты которого теоретически корректны и не вызывают сомнений.

Единое информационное пространство (ЕИП) – совокупность баз и банков данных, технологий их ведения и использования, информационно-телекоммуникационных систем и сетей, функционирующих на основе единых принципов и по общим правилам, обеспечивающим информационное взаимодействие организаций и пользователей, а также удовлетворение их информационных потребностей.

Запас газа в газопроводе (аккумулирующая способность газопровода) – это количество газа, заключенного в трубопроводе. Этот запас учитывают в технологических цепочках газоснабжения потребителей, например, при проведении ремонтных работ, технологических переключений и смене режима работы газотранспортной системы во время изменения или внезапного увеличения газопотребления.

Задача (в области инжиниринга) – требуемое, рекомендуемое или допустимое действие, призванное внести вклад в достижение одного или нескольких результатов процесса или деятельности.

Иерархичность – упорядоченное множество элементов в соответствии с подчинением элементов низшего уровня элементам высшего уровня.

Имитационное моделирование – воспроизведение поведения исследуемой системы на основе результатов анализа наиболее существенных взаимосвязей между ее элементами.

Индустрия 4.0 – концепция, которая предназначена для создания правил цифрового описания для технического объекта и изменения его состояния на протяжении всего его жизненного цикла в виде модели эталонной архитектуры Индустрии 4.0 "RAMI4.0". Цель этой модели – представить технический объект и все аспекты, относящиеся к нему, от его разработки, производства и использования вплоть до его утилизации. Компонент Индустрии 4.0 обеспечивает цифровое описание объекта, что позволяет виртуально представлять этот объект.

Инженерное дело – профессиональная деятельность, связанная с применением систематического, строгого, количественного подхода для создания и применения информации о физических объектах, системах, процессах и их взаимодействии в целях создания новых сущностей.

Инжиниринг – инженерно-консультационная деятельность, содержанием которой является решение инженерных задач, связанных с созданием или совершенствованием продукции, систем и процессов. Предметом инжиниринга является не продукция, не проектирование и не производство продукции, а интеллектуальный процесс решения творческих (инженерных) задач, связанных с проектированием и организацией процессов производства продукции.

Интеллектуальный анализ данных (извлечение знаний из данных) – вычислительный процесс, который выявляет закономерности и тенденции посредством анализа количественных данных в разных разрезах и с различных точек зрения; проводит их категоризацию и сводит воедино потенциальные взаимосвязи и воздействия процесса прогнозирования данных.

Информация (в области инжиниринга) – документированные и логически организованные знания, данные и сведения, отображающие явления и законы природы, общества и мышления, получаемые и применяемые в области инжиниринга. В области инжиниринга важное значение имеет и представление информации, как меры уменьшения неопределенности в отношении свойств и состояния сущности, представляющей интерес для субъекта.

Информационная модель – модель, в которой сведения о процессе представлены в виде совокупности наборов данных и отношений между ними.

Информационная система – совокупность содержащейся в базах данных информации и обеспечивающих ее обработку информационных технологий и технических средств.

Информационное моделирование процесса – комплексный анализ и синтез информации о процессе путем формирования, ведения, использования и управления его информационной моделью на всем его жизненном цикле, в том числе на отдельных фазах, стадиях и этапах.

Искусственный интеллект – это комплекс инструментов, позволяющих решать задачи уровня человеческого интеллекта (такие как восприятие, обучение, рассуждение, решение проблем и принятие решений), реализованных компьютерными системами. Это направление исследований в области компьютерных наук, которая разрабатывает и изучает методы и программное обеспечение, позволяющие ЭВМ воспринимать окружающую среду и использовать обучение и интеллект для выполнения действий, которые максимально увеличивают шансы на достижение поставленных целей.

Качество – совокупность характеристик объекта, относящихся к его способности удовлетворить установленные и предполагаемые потребности.

Качество функционирования ТЭК – совокупность свойств, определяющих техническое состояние и степень пригодности данной системы к выполнению заданных целей функционирования.

Конструкционные параметры ТЭК – совокупность геометрических размеров конструкций аппаратов, входящих в ТЭК.

Критерий эффективности – некоторый обобщенный показатель, оценивающий степень приспособленности ТЭК к достижению требуемой результативности и выполнению поставленных целей функционирования и уровень использования различных ресурсов при функционировании системы.

Критерии эффективности необходимы для определения оптимальных параметров процессов и технологических режимов функционирования газовой промышленности, для сравнительной оценки альтернативных вариантов при решении задач разработки структуры, задач реконструкции и проектирования объектов газовой промышленности, для сравнительной оценки качества различных алгоритмов управления их функционирования.

Линейная регрессионная модель – модель, устанавливающая линейные взаимосвязи между исходными данными и прогнозируемыми параметрами.

Математическое моделирование – метод изучения свойств некоторых реальных систем с применением вычислительных экспериментов с математическими моделями.

Математическая модель – совокупность математических соотношений, уравнений, неравенств и т.п., описывающих основные закономерности, присущие изучаемому процессу, объекту или системе.

Математическое моделирование ТЭК – метод изучения структуры и свойств некоторых реальных ТЭК на основе проведения вычислительных экспериментов на математических моделях этих ТЭК с использованием различных математических вычислительных методов и информационно-коммуникационных инструментов. Решение задач анализа и оптимизации ТЭК, а также задач синтеза оптимальных энергоресурсоэффективных ТЭК возможно лишь при наличии математических моделей ТЭК, которые в формализованном виде отображают не только физико-химическую сущность входящих в систему ТЭК, но и особенности структуры технологических взаимосвязей между отдельными объектами ТЭК, которые имеют каждый в отдельности разные, а иногда и противоречивые цели функционирования.

Модели ГТС (первый класс) – модели отдельных магистральных газопроводов, которые описываются нелинейными дифференциальными уравнениями в частных производных и позволяют исследовать различные технологические ситуации на газопроводах.

Модели ГТС (второй класс) – модели крупных ГТС (на уровне газотранспортных обществ ПАО «Газпром»), как правило, состоящих из нескольких коридоров параллельно уложенных ниток магистральных газопроводов, в том числе закольцованных, с многоцеховыми КС и межсистемными перетоками газа. Методы синтеза таких систем предложены в теории гидравлических цепей,

Модели ГТС (третий класс) – модели верхнего уровня, предназначенные для поддержки принятия решений по управлению ЕСГ России в целом.

Множественность – принцип системного подхода, позволяющий использовать множество кибернетических, физических и математических моделей для описания отдельных элементов и системы в целом.

Наука о данных – извлечение практических знаний из данных посредством исследования или создания и проверки гипотез.

Нейросетевые модели – программные модели, созданные на основе структуры и принципов работы биологического мозга. Они состоят из искусственных нейронов, которые связаны между собой и могут передавать сигналы, что позволяет нейросети обучаться на данных и решать различные задачи.

Нейросетевое прогнозирование спроса на газ – прогнозирование газопотребления с применением нескольких альтернативных архитектур нейронных сетей, с помощью которых осуществляется формирование кодера и декодера. К их числу можно отнести следующие виды архитектур сетей: прямого распространения, многослойный персептрон, рекуррентные нейронные сети, сверточные нейронные сети, гибридные модели, использующие различные сочетания нейронных сетей.

Нейронные сети прямого распространения (многослойный персептрон) –распространенный и теоретически исследованный класс нейронных сетей.

Нейросети данного типа имеют один или несколько скрытых слоев, как правило, с функцией активации нейронов типа ReLU (Rectified Linear Unit).

Нечеткая логика – раздел математики, являющийся обобщением классической логики и теории множеств, базирующийся на понятии нечеткого множества (объекта с функцией принадлежности элемента к множеству)

Обработка информации – получение одних информационных объектов из других информационных объектов путем выполнения некоторых алгоритмов. Обработка является одной из основных операций, выполняемых над информацией, и главным средством увеличения объема и разнообразия информации.

Обучающая выборка – это конечный набор входных сигналов, по которым происходит обучение нейронной сети. Цель – подобрать такую комбинацию весовых коэффициентов искусственных нейронов, которая преобразует входной сигнал в корректный выходной.

Оптимальное управление ГТС – выбор эффективных параметров активных элементов газопроводов (степень сжатия на ГПА компрессорных станций, мощность АВО, положение запорно-регулирующей арматуры).

Оптимизация – целенаправленная деятельность, обеспечивающая получение наилучших в определенном смысле результатов при соответствующих условиях и ограничениях.

Подсистема – часть системы, выделенная по определенному признаку, обладающая некоторой самостоятельностью и допускающая разложения на элементы в рамках данного рассмотрения.

Подсистемы газовой промышленности – потребление газа; минерально-сырьевая база; добыча газа; импорт газа; хранение газа; переработка газа; газораспределение; транспорт газа.

Подсистема «газораспределение» – объекты поставок газа в детализации по территориальному признаку, обеспечивает синхронизацию сроков и объемов строительства объектов газораспределения и газопотребления с изменением баланса мощностей в добыче, транспортировке и потреблении природного газа.

Подсистема «добыча газа» – объекты добычи газа с указанием оценки добычных возможностей в детализации по территориальному признаку с учетом технически возможной производительность участков газотранспортной системы (ГТС).

Подсистема «импорт газа» – точки входа зарубежного газа с указанием объемов импорта газа – минимальный, базовый и максимальный. При оценке минимальных объемов импорта газа учитываются риски снижения поставок в связи с истощением сырьевой базы в стране-экспортере, геополитические риски и риски перенаправления газа в другие страны, а также возможности увеличения импорта газа по различным направлениям. При оценке базового объема импорта газа учитываются законтрактованные поставки, а также добычные возможности страны-экспортера. При оценке максимального объема импорта газа учитываются перспективные межстрановые соглашения и ввод в эксплуатацию новых месторождений в странах-экспортерах газа.

Подсистема «минерально-сырьевая база» – месторождения природных газов и указанием объемов ресурсов и запасов газа, который используется при формировании приходной части баланса газа и накладывает ограничения на добычные возможности.

Подсистема «переработка газа» – объекты переработки газа с учетом химического состава добываемого газа и номенклатуры выпускаемой продукции – СУГ, метанол, моторные топлива, полиолефины, синтетическое жидкое топливо (СЖТ) и др.

Подсистема «потребление газа» – подсистема «потребление газа» является внешней средой для газовой отрасли и включает потребителей сетевого газа, компримированного природного газа (КПГ), сжиженного природного газа (СПГ), сжиженного углеводородного газа (СУГ), адсорбционного природного газа (АПГ), а также различных продуктов газопереработки.

Подсистема «транспорт газа» – сеть магистральных газопроводов, связывающая между собой все прочие рассмотренные подсистемы газовой отрасли. Функционирование подсистемы учитывает изменение схемы потоков газа

и его состава, факторы отбора и закачки газа в ПХГ, возможности покрытия пиковой неравномерности из запасов газа.

Подсистема «хранение газа» – объекты хранения газа для обеспечения надежных поставок энергоресурса потребителям с учетом существующей и перспективной неравномерности газопотребления, долгосрочного резервирования газа. Существуют возможные способы выравнивания сезонной и пиковой неравномерности потребления– подземные хранилища газа, малотоннажное и среднетоннажное производство СПГ и системы приема, хранения и регазификации (СПХР), АХПГ, газгольдеры (хранилища сжиженного углеводородного газа (СУГ)).

Показатель энергетической эффективности – абсолютная, удельная или относительная величина потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса.

Показатель энергосбережения – качественная и/или количественная характеристика проектируемых или реализуемых мер по энергосбережению.

Предварительная обработка входных данных – стандартная процедура, имеющая цель ускорить и повысить качество обучения нейронной сети. Данная процедура в некоторой мере является обязательным преобразованием входных данных нейросети, в рамках которой проводится, как минимум, два этапа: смещение среднего – для каждого входа нейронной сети вычисляется среднее арифметическое соответствующего временного ряда и далее данный ряд преобразуется, вычитанием из всех его членов полученного среднего значения; масштабирование (нормализация) – для каждого рассматриваемого временного ряда, подаваемого на вход нейросети, вычисляется его дисперсия, после чего каждое значение данного ряда делится на корень из полученной дисперсии (среднеквадратическое отклонение).

Продукция – конечный результат деятельности, направленной на создание материальных объектов, предназначенных для применения в качестве средства удовлетворения потребностей или требований.

Прогнозирование спроса на газ в зависимости от категорий потребителей – базовые (базовый спрос на газ со стороны существующих потребителей); законтрактованные (увеличение потребления газа существующими потребителями и спрос со стороны новых потребителей, с которыми подписаны контракты на поставку); возможные (потребители, находящиеся на стадии заключения договоров на поставку газа); потенциальные (потребители, проекты которых находятся на стадии визуализации).

Прогнозирование энергопотребления на основе региональных критериев подобия – определение прогнозных показателей энергопотребления на основе численность населения (N); ожидаемая продолжительность жизни при рождении; детская смертность в возрасте до 5 лет на 1000 рожденных; доля городского населения; средний возраст населения .

Разработка стратегии развития газовой промышленности – прогноз спроса на газ; оценка состояния и перспектив развития минерально-сырьевой базы; прогноз динамики добычных возможностей; прогноз экспорта, импорта и транзита газа; прогноз развития и реконструкции объектов добычи, транспорта, подземного хранения и переработки газа; прогноз развития системы газоснабжения; оценка надежности, промышленной и экологической безопасности функционирования объектов газовой промышленности; формирование инвестиционной, нормативной и законодательной баз для успешной реализации проектов развития газовой отрасли.

Рациональное использование ресурсов – достижение максимальной эффективности использования ресурсов в хозяйстве при существующем уровне развития техники и технологии с одновременным снижением негативного воздействия на окружающую среду.

Рекуррентные нейронные сети – разновидность искусственных нейронных сетей, которые позволяют учесть временные связи между элементами последовательности. Это дает возможность обрабатывать входные данные и составлять прогнозы как последовательности элементов, взаимосвязанных во времени.

Ресурсоемкость продукции – показатели материалоемкости и энергоемкости при изготовлении, ремонте и утилизации продукции. Ресурсоемкость определяет показатели ресурсопотребления и ресурсосбережения, включающие конструктивно-технологические свойства продукции (в том числе показатели, обусловливающие фактическое потребление материальных и энергетических ресурсов на стадии изготовления продукции).

Ресурсосберегающая технология – технология, при которой потребление всех типов ресурсов сведено к рациональному (минимальному) уровню.

Ресурсосбережение – организационная, экономическая, техническая, научная, практическая и информационная деятельность, методы, процессы, комплекс организационно–технических мер и мероприятий, сопровождающих все стадии жизненного цикла объектов и направленных на рациональное использование и экономное расходование ресурсов.

Ресурсы – используемые и потенциальные источники удовлетворения потребностей общества. Укрупненно можно подразделить все ресурсы на материальные и энергетические (первичные и вторичные), интеллектуальные, трудовые, информационные, финансовые, временные, традиционные и нетрадиционные. К ресурсам относят: работников, инфраструктуру, производственную среду, информацию, поставщиков и партнеров, природные и финансовые ресурсы; материальные ресурсы, такие как усовершенствованные производственные и вспомогательные средства; нематериальные ресурсы, такие как интеллектуальная собственность; ресурсы и механизмы, содействующие инновационным постоянным улучшениям.

Сверточные нейронные сети – нейронные, использующиеся в задачах компьютерного зрения для распознавания изображений. Они извлекают локальные шаблоны, которые инвариантны к их пространственному положению. Использование сверточных нейронных сетей в задачах прогнозирования временных рядов предусматривает формирование причинно-следственных слоев сети – таких, которые предусматривают использование исторической информации для выполнения прогнозов.

Синтез инвестиционных проектов газовой промышленности – совокупность управленческих решений, направленных на обеспечение эффективных и надежных поставок природного газа потребителям. В основе программы лежит сценарный подход к развитию мощностей. На входе определяются управляющие параметры, включая спрос на газ и сроки реализации проектов, а также информационные потоки между бизнес-процессами. Результатом синтеза является баланс газа, распределение потоков газа по системе, оценка потребности в инвестициях и затратах на эксплуатацию объектов, эффективность совокупности управленческих решений.

Синтез моделей сложных ГТС – трехэтапная вычислительная процедура, основанная на применении методов системного анализа: этап 1 – декомпозиция сложной ГТС на участки (подсистемы) и построение их суррогатных гидравлических имитационных нейросетевых моделей; этап 2 –построение на основе суррогатных моделей общей имитационной нейросетевой суррогатной модели сложной ГТС; этап 3 – синтез нейросетевой суррогатной модели сложной ГТС и решение на ее основе оптимизационной задачи.

Синтез ТЭК – инженерно-техническая операция создания принципов, выбора типов и способа функционирования ТЭК, разработки структуры ТЭК, определения параметров и характеристик, входящих в систему ТЭК, совокупность которых обеспечивает требуемые цели функционирования ТЭК

Системность – принцип изучения свойств объекта как сложной системы в целом.

Системный анализ – междисциплинарная область исследования, изучающая совокупность методов и инструментов исследования и разработки сложных объектов, в том числе и методов принятия научно обоснованных решений при рассмотрении всего жизненного цикла проектирования, создания и управления технических, технологических, экономических и социальных систем.

Системный подход – методология научного познания, в основе которой лежит рассмотрение объекта как сложной системы, представляющей собой целостный комплекс взаимосвязанных элементов.

Системный подход в ТЭК – методологическое направление по разработке общих принципов и стратегии, а также специальных неформализованных, или эвристических, и формализованных, или вычислительных, методов комплексного исследования свойств и методов создания разных типов и классов сложных объектов ТЭК и структур ТЭК. Системный подход предполагает, что взаимосвязь и взаимодействие объектов ТЭК, входящих в некоторую сложную систему ТЭК, обеспечивают появление в результате свойства эмерджентности у этой ТЭК принципиально новых свойств, которые не присущи ее отдельным объектам ТЭК.

Система управления базами данных (СУБД) – совокупность программных и языковых средств, обеспечивающих управление базами данных.

Структуризация – совокупность упорядоченных внутренних взаимосвязей между элементами системы. Свойства и процесс функционирования системы в целом обусловлены не только свойствами составляющих ее отдельных элементов, но и свойствами структуры этой системы.

Теория анализа и синтеза системы ТЭК – представляет собой комплексную научную дисциплину по разработке и применению методологии системного подхода, эвристических вычислительных методов и инструментов достижения показателей ускорения научно-технического прогресса в газовой промышленности при реконструкции действующих производств, представляющих собой сложные объекты ТЭК, для повышения их энергоресурсоэффективности; оптимизации технологических режимов объектов ТЭК с целью экономии удельных расходов сырья и ТЭР; разработки оптимальных технологических схем энергоресурсоэффективных экологически безопасных компьютерно-информационных моделей функционирования ТЭК

Технологические параметры объектов газовой промышленности – совокупность величин, характеризующих свойства, механизм и режимы функционирования объектов газовой промышленности, происходящих в системе.

Технологическая структура, или **технологическая топология ТЭК** – строение и форма внутренней организации системы, отражающая состав элементов ТЭК и особенности взаимосвязей между ними. Технологическую структуру, или

технологическую топологию, особенностями взаимосвязей между отдельными элементами и числом технологических потоков в системе.

Топливно–энергетические ресурсы (ТЭР) – совокупность природных и произведенных энергоносителей, запасенная энергия которых при существующем уровне развития техники и технологии доступна для использования в хозяйственной деятельности.

Управление – процесс воздействия и организации целенаправленного функционирования системы посредством вырабатываемых специальных команд либо человеком-оператором, либо специальным управляющим устройством, или регулятором.

Управление развитием объектов ТЭК – разработка критериев энергетической политики; формирование целей; определение стратегии достижения целей; разработка и реализация стратегии; оценка деятельности, мониторинг и контроль исполнения; введение корректирующих воздействий.

Управление функционированием объектов ТЭК – сбор и обработка информации о функционировании объекта; анализ, систематизация и синтез полученной информации; выявление проблем в функционировании объекта; постановка целей; выбор метода управления и его внедрение; оценка эффективности выбранного метода управления.

Утилизация – виды работ по обеспечению ресурсосбережения, при которых осуществляются переработка и/или вторичное использование отслуживших установленный срок и/или отбракованных изделий, материалов, упаковки и т.п., а также отходов.

Формирование стратегии развития ТЭК – анализ и количественная оценка внешних факторов, оказывающих влияние на развитие подсистем энергетики (например, макроэкономическое окружение); прогноз вариантов спроса на ТЭР; определение динамики производственных и добычных возможностей, то есть производственных мощностей по технологическим переделам; оценка объемов экспорта и импорта; оценка неравномерности потребления; синхронизация взаимодействия производственных мощностей и потребителей энергоресурсов с

системой транспортировки (как правило, осуществляется оптимизация работы транспортной системы путем выбора необходимого набора инвестиционных проектов для обеспечения поставок энергоресурса потребителям в полном объеме в установленные сроки); агрегирование результатов моделирования до уровня подсистемы; агрегирование результатов моделирования по подсистемам до уровня ТЭК; количественная оценка рисков реализации стратегии развития энергетики.

Целостность – один из основных принципов системного подхода, позволяющий рассматривать одновременно систему как единое целое и в то же время как подсистему для вышестоящих уровней иерархии.

Цифровые инструменты – пакеты прикладных программных (аппаратно-программных) средств, информационных систем, программных продуктов и сервисов, а также различные виды и системы управлениям базами данных, используемых для управления процессом с целью повышения его результативности за счет информационных и коммуникационных технологий сбора, обработки, передачи и представления информации, обеспечивающие инжиниринг бизнес-процессов.

Цифровая трансформация (цифровизация) – это современное направление принципиального обеспечения интенсификации, а также повышения ресурсоэнергоэффективности и экологической безопасности производств предприятий и цепей поставок в условиях «Индустрии 4.0», «Общества 5.0», цифровой экономики и круговой экономики. Компании принимают цифровизацию как инструмент преобразования их бизнес–процессов, а также инструмент стимулирования развития инноваций, реинжиниринга бизнес–процессов

Эволюционные алгоритмы – алгоритмы, которые используют и моделируют базовые положения теории биологической эволюции – процессы естественного отбора, мутации и воспроизводства.

Эксерго-экономический подход – метод оценки эффективности использования природного газа на основе энергетического баланса в виде потоков энергии и эксергии. Эксерго-экономический анализ позволяет увязать и провести

комплексную оценку термодинамических, экологических и экономических аспектов функционирования систем любого уровня сложности.

Эластичность спроса на газ – метод прогнозирования газопотребления с помощью агентного моделирования (АОМ) поведения участников рынка, которая позволяет описывать социально-экономические процессы без существенных упрощений.

Эмерджентность – это такое свойство системы, которое принципиально не сводится к сумме свойств элементов, составляющих систему, и не выводится из них.

Эффективность использования газа – максимальный из трех потенциалов – газосбережения, энергосбережения и ресурсосбережения. Потенциал газосбережения, обусловленный применением более совершенных технических решений, определяется путем сравнения альтернативных процессов, использующих природный газ; потенциал энергосбережения – альтернативных энергоносителей; потенциал ресурсосбережения – альтернативных сырьевых ресурсов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айвазян С.А. Методы эконометрики. – М. : Эконометрика, 2010. – 512 с.

2. Айвазян С.А. Эконометрика-2: продвинутый курс с приложениями в финансах : учебник / С.А. Айвазян, Д. Фантаццини. – М. : Магистр: Инфра-М, 2017. – 944 с.

3. Акерлоф Д. Spiritus. Animalis, или как человеческая психология управляет экономикой и почему это важно для мирового капитализма / Д. Акерлоф, Р. Шиллер. – М. : Альпина Бизнес Букс, 2010. – 272 с.

4. Аксютин О.Е., Недзвецкий М.Ю., Середенок В.А. [и др.]. Результаты реализации проекта «Цифрового двойник» геолого-технологической модели: продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения // Газовая промышленность. – 2026. – № 4. – С. 76–83.

5. Белинский А.В. Влияние газоснабжения и газификации на экономический рост российских регионов (эконометрический подход) // Газовая промышленность. – 2018. – № 2 (770). – С. 6–13.

6. Белинский А.В. Типологическое изучение финансового состояния газораспределительных организаций России // Нефть, газ и бизнес. – 2017. – № 7 (205). – с. 3–12.

7. Белинский А.В. Экономико-статистический анализ газораспределительного комплекса России // Финансовая аналитика: проблемы и решения. – 2017. – Т. 10. – Вып. 4, апрель. – С. 384–402.

8. Белинский А.В. Deep Reinforcement Learning в управлении крупными инженерными системами // Искусственный интеллект. – 2020.

9. Беляев Л.С., Санеев Б.Г., Филиппов С.П. [и др.]. Системные исследования проблем энергетики / под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск : Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 2000. – 558 с.

10. Большаков А.А. Вешнева И.В., Мельников Л.А. Новые методы математического моделирования динамики и управления формированием компетенций в процессе обучения в вузе. – М. : Горячая линия – Телеком, 2014. – 250 с.

11. Большаков А.А, Маркелов А.Ю. Разработка модели информационных процессов при синтезе интеллектуальной обучающей системы с учетом психофизиологических характеристик обучаемых // Вестник Астраханского

государственного технического университета. Серия: управление, вычислительная техника и информатика. – 2013. – Т. 2013. – № 1.

12. Борщев А. Практическое агентное моделирование и его место в арсенале аналитика // Exponenta PRO. – 2004. – #3–4 (7–8). – С. 38–47.

13. Бродянский В.М., Фратшер В., Михалек К. Эксергетический метод и его приложения. – М. : ЭАИ, 1988. – 288 с.

14. Бучнев О.А., Саркисян В.А. Оптимизация использования угля и газа в электроэнергетике – основа энергетической безопасности России // Российский уголь. – 2005. – № 1.

15. Веревкин А.П., Кирюшин О.В. Автоматизация технологических процессов и производств в нефтепереработке и нефтехимии. – Уфа : УГНТУ, 2005. – 71 с.

16. Веревкин А.П., Муртазин Т.М. Григорьева Ю.Л. Когнитивное моделирование процессов нефтепереработки с упрощенной процедурой адаптации динамических моделей // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 7–8. – С. 14–18.

17. Веревкин А.П., Муртазин Т.М. Искусственный интеллект в задачах моделирования, управления, диагностики технологических процессов. – М. : Инфра-Инженерия, 2023. – 232 с.

18. Вехи экономической мысли / под ред. В.М. Гальперина // Теория потребительского поведения и спроса. – СПб. : Экономическая школа, 1999. – Т. 1. – С. 380.

19. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. – М. : Дело, 2004. – С. 349–361.

20. Внутренние расчетные (оптовые) цены на газ и внутренние расчетные тарифы на услуги по транспортировке и хранению газа для организаций ПАО «Газпром» (утверждены заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» Ф.К. Садыговым от 20.05.2026 № 08-511).

21. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М. : Недра, 2002. – 880 с.

22. Гаджиев Ю.А. Неоклассические и кумулятивные теории регионального экономического роста и развития // Корпоративное управление и инновационное развитие экономики Севера. – 2008. – URL: http://koet.syktsu.ru/vestnik/index.htm.

23. Гафаров Н.А., Степанов В.С., Черных А.Г. Оценка энергетического потенциала природного газа и необходимость его учета при формировании его стоимости // Известия вузов. Нефть и газ. – 2006. – № 3. – С. 108–114.

24. Гафаров Н.А., Кисленко Н.А., Гервиц Е.С., Эксерго-экономический подход как универсальный метод анализа эффективности энергетических систем и процессов // Газовая промышленность. – 2012. – № 6. – С. 10–15.

25. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес : учебник. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Дело, 2008. – С. 23–35.

26. ГОСТ 31369-2008 «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава». – М. : Стандартинформ, 2008.

27. ГОСТ 8.009-84 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений». – М. : Стандартинформ, 2006.

28. ГОСТ 8.401-80 «Государственная система обеспечения единства измерений. Классы точности средств измерений. Общие требования». – М. : Стандартинформ, 2010.

29. Громов А.И. Сможет ли Россия обеспечить Европу газом в условиях растущего внутреннего газопотребления? // X Европейская конференция «Стратегия развития электроэнергетики» 6 июня 2006 г. – URL: http://www.ipem.ru/content/ru/Activities/reports/report_06_06_2006.html.

30. Грунь В., Блудилин И. На трубе, как на игле // Российская Федерация сегодня. – 2002. – № 16.

31. Донских А.О., Сирота А.А. Метод искусственного размножения данных в задачах машинного обучения с использованием непараметрических ядерных оценок плотности распределения вероятностей // Вестник ВГУ. – 2017 – № 3. – С. 142–155. – (Системный анализ и информационные технологии).

32. Казак А.С., Русакова В.В. Основы разработки адаптивной стратегии развития газовой отрасли. – Сарбрюкен : Palmarium Academic Publishing, 2012. – 258 с.

33. Кафаров В.В., Мешалкин В.П. Анализ и синтез химико-технологических систем. – М. : Химия, 1991. – 432 с.

34. Кафаров В.В., Мешалкин В.П., Гурьева Л.В. Оптимизация теплообменных процессов и систем. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 192 с.

35. Кириченко О.С., Кисленко Н.А., Комзолов А.А. [и др.]. Комплексная методология анализа эффективности и рисков инвестиционных проектов в газовой промышленности : монография. – М. : ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2009. – 168 с.

36. Кисленко Н.А. Выбор способа энергоснабжения потребителей России с учетом возможных форм транспортировки газа // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 3. – С. 15–23.

37. Кисленко Н.А. ООО «НИИгазэкономика» – 50 лет: наука, управление, развитие» // Кадры газовой промышленности. – 2017. – № 1. – С. 65–67.

38. Кисленко Н.А. Основные направления развития российского рынка газа // Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество». – 2018. – № 1. – С. 27–32.

39. Кисленко Н.А. Проблемы моделирования управленческих решений развития газовой промышленности // Вестник Университета (Государственный университет управления). – 2012. – № 20. – С. 102–106.

40. Кисленко Н.А. Современные экономические проблемы развития газовой отрасли (методологические аспекты) // Газовый бизнес. – 2011. – № 5. – С. 34–37.

41. Кисленко Н.А. Устойчивое развитие и максимизация прибыли. Юбилейная книга ООО «НИИгазэкономика» 50 лет. – М.: ООО «НИИгазэкономика», 2017. – С. 34–38.

42. Кисленко Н.А. Ценообразование на газ // Газовая промышленность. – 2011. – № 4. – С. 6–7.

43. Кисленко Н.А., Албул В.П., Карасевич А.М., Гришко В.В. Научно-технические вопросы газосбережения // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – (Энергосбережение.)

44. Кисленко Н.А., Албул В.П., Карасевич А.М., Гришко В.В. Экономические вопросы энергосбережения // Наука и техника в газовой промышленности». – 2004. – (Экономика, Организация и управление производством в газовой промышленности.)

45. Кисленко Н.А., Анохина О.С, Химич А.С. Критерии подобия при анализе макроэнергетических систем, Юбилейная книга ООО «НИИгазэкономика» 50 лет. – М. : ООО НИИгазэкономика», 2017. – С. 171–175.

46. Кисленко Н.А., Беззубов Ю.В., Хатьков В.Ю. [и др.]. Эффективность применения минимаксных контрактов в управлении ценовым риском инвестиционных проектов нефтегазовой компании // Страховое дело. – 2012. – № 1. – С. 42–53.

47. Кисленко Н.А., Белинский А.В., Васильев Г.И. [и др.]. Искусственный интеллект в управлении инвестиционной деятельностью: текущее состояние и перспективы развития // Газовая промышленность. – 2025. – № 8. – С. 110–123.

48. Кисленко Н.А., Белинский А.В., Казак А.С., Белинская О.И. Краткосрочное стохастическое прогнозирование динамики потоков и запасов газа в Единой системе газоснабжения России на основе рекуррентных нейронных сетей // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 9 (578), сентябрь. – С. 27–36.

49. Кисленко Н.А., Белинский А.В., Казак А.С., Белинская О.И. Об обоснованности применения, современном состоянии и некоторых перспективах развития нейросетевых моделей Единой системы газоснабжения России // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2022. – № 5 (586).

50. Кисленко Н.А., Белинский А.В., Казак А.С. Методы, алгоритмы и инструменты моделирования и оптимизации режимов работы Единой системы газоснабжения России на основе технологий искусственного интеллекта // Газовая промышленность. – 2021. – № 9 (821). – С. 88–96.

51. Кисленко Н.А., Бобров Д.А., Шевинский Я.С. Разработка автоматизированной системы эксергетического анализа сложных химико-технологических систем // Программные продукты и системы. – 1998. – № 1.

52. Кисленко Н.А., Герке В.Г., Величкин А.Е. Отраслевая библиотека схем // Газовая промышленность. – 2006. – № 1. – С. 18–19.

53. Кисленко Н.А., Казак А.С., Горлов Д.В., Постникова И.В. Задача идентификации состава газа в ГТС ЕСГ // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 3 (560), март. – С. 29–35.

54. Кисленко Н.А., Казак А.С., Горлов Д.В., Постникова И.В. Задача моделирования и оптимизации поставок газа по ЕСГ с учетом показателей качества газа // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 3 (560), март. – С. 36–41.

55. Кисленко Н.А., Казак А.С., Олейников А.В. [и др.]. Анализ и выбор математических уравнений нестационарного течения газа для машинного обучения прокси-моделей магистральных газопроводов // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2025. – № 6. – С. 32–42.

56. Кисленко Н.А., Казак А.С., Олейников А.В. [и др.]. Построение адекватных нейросетевых нестационарных неизотермических моделей линейных участков магистральных газопроводов // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2026. – № 3. – С. 24–35.

57. Кисленко Н.А., Казак А.С., Кнотько В.В., Яркина А.А. Перспективы газовой отрасли в рамках развития глобальной энергетики (аналитический обзор) //

Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2011. – № 12. – 23 с.

58. Кисленко Н.А., Казак А.С., Косова К.О. Анализ ретроспективных данных по динамике запаса газа в зависимости от балансовых показателей режимов эксплуатации ГТС // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 3 (560), март. – С. 6–14.

59. Кисленко Н.А., Казак А.С., Косова К.О. Идентификация факторов, определяющих запас газа в ГТС, на основе анализа физических законов течения газа // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 3 (560), март. – С. 15–21.

60. Кисленко Н.А., Казак А.С., Косова К.О. Регрессионный подход к прогнозу запаса газа в ГТС // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 3 (560). – С. 22–28.

61. Кисленко Н.А., Казак А.С., Кудрявцев И.Б., Кудрявцев А.А. Построение матмоделей рационального распределения коммерческих потоков // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 2. – С. 34–37.

62. Кисленко Н.А., Казак А.С., Кудрявцев А.А. Построение математических моделей рационального распределения физических потоков по системам магистрального транспорта газа // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 4. – С. 74–76.

63. Кисленко Н.А., Казак К.А., Гитман И.С., Казак А.С. Формирование приоритетов реализации проектов поставок газа потребителям на основании методов нечеткой логики // Системы управления и информационные технологии. – 2008. – № 2.2 (32). – С. 256–261.

64. Кисленко Н.А., Казак К.А., Казак А.С., Башкин В.Н. Применение экспертных систем для формирования прогнозов спроса на газ, ОАО «Нефть и бизнес», 2007 г. // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 10. – С. 67–72.

65. Кисленко Н.А., Казак К.А., Казак А.С., Кнотько В.В. Вероятностная методика оценки работоспособности датчиков // Системы управления и информационные технологии. – 2007. – № 4.2 (30). – С. 249–251.

66. Кисленко Н.А., Казак К.А., Казак А.С., Кнотько В.В. Корректировка диспетчерских данных методом частичного сглаживания // Системы управления и информационные технологии. – 2007. – № 4.1 (30). – С. 152–155.

67. Кисленко Н.А., Казак К.А., Казак А.С., Кнотько В.В. Нейросетевое прогнозирование параметров ГТС // Системы управления и информационные технологии. – 2008. – № 1 (31). – С. 56–60.

68. Кисленко Н.А., Казак К.А., Казак А.С., Кнотько В.В. Регрессионный анализ технологических характеристик ГТС // Системы управления и информационные технологии. – 2007. – № 4.1 (30). – С. 155–159.

69. Кисленко Н.А., Казак К.А., Кнотько В.В., Казак А.С. Применение авторегрессионной модели для улучшения качества прогноза // Системы управления и информационные технологии. – 2007. – № 4.2 (30). – С. 247–249.

70. Кисленко Н.А., Казак А.С., Чионов А.М. [и др.]. От простого к сложному: Иерархический поход к расчетам магистральных газопроводов как сложных систем / под общ. ред. А.С. Казака. – М. : НИИгазэкономика, 2021. – 320 с.

71. Кисленко Н.А., Карасевич А.М., Пронин Е.Н., Магдеев Р.А., Горохов А.Н. Информационное обеспечение системы мониторинга, диагностики и управления газовым хозяйством ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. – 2004. – № 1. – С. 15.

72. Кисленко Н.А. Копылова Ю.С., Маланичева Н.В. Системный подход к оценке потенциала энергосбережения на уровне отдельных стран и регионов // Вестник Университета. – 2019. – № 8. – С. 90–95.

73. Кисленко Н.А., Копылова Ю.С. Учет климатического фактора при оценке потенциала энергосбережения на уровне отдельных стран и регионов // Вестник университета. – 2019. – № 4. – С. 106–110.

74. Кисленко Н.А., Копылова Ю.С., Маланичева Н.В. Учет динамики промышленного производства при оценке потенциала энергосбережения на уровне отдельных стран и регионов // Вестник Университета. – 2019. – № 9. – С. 125–130.

75. Кисленко Н.А., Кудрявцев А.А., Постников В.Д. [и др.]. Анализ эффективного спроса на газ в рамках программ газификации // Газовая промышленность. – 2004. – № 8. – С. 22–28.

76. Кисленко Н.А., Лебедев Ю.В., Карпенко С.П. [и др.]. Имитационно-аналитический комплекс моделирования предприятий нефтепереработки как инструмент повышения точности планирования и поддержки принятия управленческих решений // Газовая промышленность. – 2025. – № S3. – С. 140–152.

77. Кисленко Н.А., Литвин Ю.В., Ахмедсафин С.К., Щекалев Р.В. Единая система управления проектами и портфелями проектов геологоразведочных работ // Газовая промышленность. – 2020. – № 1 (795). – С. 98–103.

78. Кисленко Н.А., Литвин Ю.В., Ахмедсафин С.К., Щекалев Р.В. О разработке единой системы управления проектами и портфелями проектов геологоразведочных работ // Газовая промышленность. – 2019.

79. Кисленко Н.А., Литвин Ю.В. О применении ключевых показателей эффективности в проектно-ориентированной компании нефтегазовой отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2009. – № 5. – С. 20–29.

80. Кисленко Н.А., Литвин Ю.В., Магдеев Р.А. Использование ключевых показателей эффективности в автоматизации процессов управления научными организациями нефтегазовой отрасли // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2009. – № 5. – С. 8–15.

81. Кисленко Н.А., Литвин Ю.В., Кулик В.С. [и др.]. Автоматизация построения плана проведения геологоразведочных работ с использованием методов математического программирования // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 3 (560), март. – С. 50–55.

82. Кисленко Н.А., Литвин Ю.В., Кулик В.С. [и др.]. О разработке комплекса программ поддержки принятия решения по проведению геологоразведочных работ нефтегазовой компании // Газовая промышленность. – 2021. – S2 (818). – С. 108–113.

83. Кисленко Н.А., Магдеев Р.А., Афанасьев С.А. Сопровождение реализации стратегии информатизации // Газовая промышленность. – 2008. – № 11 (624). – С. 19–20.

84. Кисленко Н.А., Магдеев Р.А., Бухарова Н.В., Литвин В.Г. Измерение и оценка нематериальных активов научных организаций энергетической отрасли // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2008. – № 12. – С. 12–20.

85. Кисленко Н.А., Прудников И.А., Васильев В.В. [и др.]. Технологические вопросы контроля теплотворной способности газа, поставляемого потребителям Единой системы газоснабжения России // Вести газовой науки. –2020. – № 1 (42). – С. 19–22.

86. Кисленко Н.А., Русакова В.В., Казак А.С. [и др.]. Анализ состояния глобальной энергетики // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2011. – № 11. – С. 27–30.

87. Кисленко Н.А., Русакова В.В., Казак А.С., Яркина А.А. Роль газовой промышленности в реализации энергетической стратегии России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2012. – № 1. – С. 4–7.

88. Кисленко Н.А., Самсонов Р.О., Казак А.С. Применение методов системного анализа для разработки стратегии развития газовой отрасли, ОАО «Нефть и бизнес», 2007 г. // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 12–18.

89. Кисленко Н.А., Самсонов Р.О., Казак К.А., Казак А.С. Анализ перспектив развития экспорта российского природного газа, ОАО «Нефть и бизнес», 2007 г. // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 1–2. – С. 9–14.

90. Кисленко Н.А., Самсонов Р.О., Казак К.А., Казак А.С. Формирование краткосрочных и долгосрочных прогнозов спроса на газ в России, ОАО «Нефть и бизнес», 2007 г. // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 3. – С. 20.

91. Кисленко Н.А., Самсонов Р.О., Кудрявцев А.А., Казак А.С. Управление рисками при разработке сценариев многовариантного развития газовой промышленности, ОАО «Нефть и бизнес», 2007 г. // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 4. – С. 8–13.

92. Кисленко Н.А., Соколова Н.А., Ляшенко В.А., Кулик В.С. Подходы к портфельной оптимизации стратегии освоения месторождений разных регионов газодобычи // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 3 (560), март. – С. 42–49.

93. Кисленко Н.А., Сторонский Н.М., Постников В.Д. Моделирование и оптимизация вариантов развития газоснабжающей системы региона с учетом сезонной неравномерности и альтернативного топливопотребления // Трубопроводные системы энергетики: модели приложения, информационные технологии. – М. : Нефть и газ, 2000. – 320 с.

94. Кисленко Н.А., Ушаков М.А., Ширяев М.В. Региональная многофакторная модель прогноза спроса на компримированный природный газ в Калининградской области // Топливный рынок. – 2011. – № 1 (55). – С. 20–24.

95. Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы (введены в действие Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 № 1).

96. Классификация основных фондов ОАО «Газпром», включаемых в амортизационные группы (утв. Приказом ОАО «Газпром» № 354 от 10.11.2009).

97. Кобелев Н.Б. Основы имитационного моделирования сложных экономических систем : учеб. пособие. – М. : Дело, 2003. – 336 с.

98. Кулик А.А. Большаков А.А. Методологические подходы к разработке интеллектуальной авиационной системы управления безопасностью полетов // Вестник астраханского государственного технического университета. – 2021. – № 3. – (Управление, вычислительная техника и информатика.)

99. Кэмерон, Колин Э.; Триведи, Правин К. Микроэконометрика: методы и их применения. – М. : Дело, 2015. – 552 с.

100. Линник, Ю.Н. Прогнозирование цен на энергоресурсы / Ю.Н. Линник, В.Ю. Линник. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью "Издательство "КноРус", 2021. – 316 с.

101. Лобанов А. Чугунов А., Риск и неопределенность в экономике // Проблемы экономики газовой промышленности. – М. : Газойл пресс, 2001.

102. МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации».

103. Мелентьев Л.А. Избранные труды. Методология системных исследований в энергетике; [Редкол.: Ю. Н. Руденко и др.]. – М.: Наука : Изд. фирма «Физ.-мат. лит.», 1995. – 300 с.

104. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике Элементы теории, направления развития. – 2-изд., перераб. и доп. – М. : Наука, 1983. – 455 с.

105. Мельников А.А., Андреев В.Е. Газовое хозяйство в свете Концепции участия ОАО «Газпром» в газификации регионов РФ // Газовая промышленность. – 2004. – № 1.

106. Метод компьютерной системно-аналитической оценки эффективности газопотребления промышленными объектами / Н.А. Кисленко // Математические методы в технологиях и науке. – 2025. – № 12–4. – С. 92–95.

107. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений (утв. временно исполняющим обязанности Председателя Правления ПАО «Газпром» С.Ф. Хомяковым 09.09.2009 №01/07-99).

108. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция) (утв. Министерством экономики РФ, Министерство финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике, № ВК 477 от 21.06.1999).

109. Методические рекомендации по планированию и калькулированию себестоимости (добычи, подземного хранения и транспорта газа) (утв. Приказом ОАО «Газпром» от 25.12.2007 № 330).

110. Мешалкин В.П. Введение в инжиниринг энергоресурсосберегающих химико-технологических систем. – М. : РХТУ им. Д.И. Менделеева, 2020. – 208 с.

111. Мешалкин В.П. Основы интенсификации и ресурсоэнергоэффективности химико-технологических систем. – Смоленск : ООО «Принт-экспресс», 2021. – 442 с.

112. Мешалкин В.П., Бобков В.И., Борисов В.В., Дли М.И. Гибридная нечеткая дифференциально-продукционная модель динамического процесса

сушки окатыша в условиях неопределенности // Доклады Российской академии наук. Химия, науки о материалах. – 2020. – Т. 494. – № 1. – С. 50–54.

113. Мешалкин В.П., Бобков В.И., Дли М.И., Федулов А.С., Шинкевич А.И. Компьютеризированная система принятия решений по оптимальному управлению энергоресурсоэффективностью химико-энерготехнологической системы переработки отходов апатит-нефелиновых руд // Теоретические основы химической технологии. – 2021. – Т. 55. – № 1. – С. 67–75.

114. Мешалкин В.П., Бобков В.И., Канищев О.А. Компьютерная полумарковская модель управления эксплуатационной надежностью сложной газоаналитической системы контроля химических загрязнений // Доклады Российской академии наук. Химия, науки о материалах. – 2021. – Т. 497. – № 1. – С. 14–21.

115. Мешалкин В.П., Бобков В.И., Шинкевич А.И. Энергоресурсоэффективные экологически безопасные химико-энерготехнологические системы. – Смоленск, 2025. – 292 с.

116. Мешалкин В.П., Бутусов О.Б., Кантюков Р.Р., Белозерский А.Ю. Локально-потенциально-морфометрический алгоритм информационно-энтропийной оценки воздействия техногенных химических загрязнений на лесные массивы // Доклады Российской академии наук. Химия, науки о материалах. – 2020. – Т. 495. – № 1. – С. 35–41.

117. Мешалкин В.П., Бутусов О.Б., Кантюков Р.Р., Чистякова Т. Б. Нечетко-интервальная модель процессов изменения лесной биомассы под воздействием техногенных химических загрязнений в условиях неопределенности // Доклады Российской академии наук. Химия, науки о материалах. – 2024. – Т. 519. – № 1. – С. 11–16.

118. Мешалкин В.П., Дли М.И., Пучков А.Ю. [и др.]. Программное обеспечение эффективных химических технологий переработки отходов апатит-нефелиновых руд // Доклады Российской академии наук. Химия, науки о материалах. – 2021. – Т. 496. – № 1. – С. 48–54.

119. Мешалкин В.П. Метод компьютерного структурно-функционального анализа газовой промышленности, как сложной подсистемы топливно-энергетического комплекса / В.П. Мешалкин, Н.А. Кисленко // Математические методы в технологиях и науке. – 2025. – № 12–2. – С. 39–43.

120. Миллер А.Б. На пути к энергетической компании / Тезисы доклада председателя правления ОАО «Газпром» Миллера А., 25.06.2004. – URL: http://www.gazprom.ru/articles/article13298.shtml.

121. Митичкин С.К., Сарданашвили С.А., Белинский А.В. Методы решения задачи выбора рациональной схемы транспорта газа по ГТС при наличии резервов пропускной способности // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2012. – № 3 (268).

122. Новая генерация: «вторая угольная волна», рынок газа и реформа теплоэнергетики // Рейтинговое агентство «Эксперт». – URL: http://www.raexpert.ru/researches/energy/teploenergetic/.

123. Панкратов С.Н., Кисленко Н.А., Дедкова В.В., Белинский А.В., Круглова Н.А. Модели имитации и планирования нестационарных режимов работы газотранспортных систем на верхнем уровне диспетчерского управления системами газоснабжения с применением методов машинного обучения // Газовая промышленность. – 2026. – № S1. – С. 72–80.

124. Подмарков В.Ю., Арзуманов Н.Р. Надежность поставок газа – одна из основных задач ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. – 2005. – № 11.

125. Подоляк В.И. Разработка и исследование моделей управления кризисами на рынках угля, газа и электроэнергии : автореферат дис. канд. техн. наук: 05.13.2010. – М., 2004.

126. Положение о системе ключевых показателей эффективности ОАО «Газпром» (утверждено Решением Совета директоров от 21.10.2014 № 972).

127. Порядок планирования в ОАО «Газпром» с использованием стратегических целевых показателей (утверждено Постановление Правления ОАО «Газпром» от 26.06.2006 № 34),

128. Порядок формирования в группе Газпром арендных отношений (утвержден заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром», начальником Финансово-экономического департамента А.В. Кругловым 18.04.2011 № 01/1600-7).

129. Приказ Минэнерго России от 03.09.2007 № 340 «Об утверждении программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР».

130. Приказ Минэнерго России от 11.04.2025 № 424 «Об утверждении порядка подготовки и введения в действие графиков перевода потребителей на альтернативные виды топлива (аварийные или резервные) и графиков частичного или полного ограничения подачи газа потребителям в случае нарушения технологического режима работы газотранспортной системы при аварии».

131. Р Газпром 088-2010 «Методика планирования потребности ОАО «Газпром» в человеческих ресурсах для обеспечения обслуживания, вводимых в эксплуатацию производственных объектов». – М. : ОАО «Газпром», 2010.

132. Р Газпром 8-017-2020 «Диспетчерское управление. Оптимизация потоков газа по ГТС ЕСГ с учетом энергозатрат на транспортировку при диспетчерском управлении». – М. : ПАО «Газпром», 2020.

133. РМГ 29-2013 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения». – М. : Стандартинформ, 2014.

134. Руденко Ю.Н., Семенов В.А. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике. – М.. : МЭИ, 2000. – 649 с.

135. Румянцев М. Средства имитационного моделирования бизнес-процессов // Корпоративные системы. – 2007. – № 2.

136. Русакова В.В. Методология разработки генеральной схемы развития газовой отрасли / В.В. Русакова, А.С. Казак, Р.О. Самсонов. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2009. – 316 с.

137. Русакова В.В. Обоснование оптимальных вариантов развития и реконструкции газотранспортных систем в условиях неопределенности / В.В. Русакова, И.Б. Кудрявцев, Д.А. Ратнер, А.А. Кудрявцев, А.С. Казак. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 187 с.

138. Русакова В.В., Казак А.С. Теория и практика разработки стратегии развития газовой отрасли. – М. : НИИгазэкономика, 2011. – 296 с.

139. Сарданашвили С.А. Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). – М. : Нефть и газ, 2005. – 577 с.

140. Сафонов М.С., Лисичкин Г.В. Можно ли уменьшить концентрацию углекислого газа в атмосфере // Соросовский образовательный журнал. – 2001. – Т. 7. – № 7.

141. Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов в условиях риска и неопределенности. Теория ожидаемого эффекта. – М. : Наука, 2002.

142. Справочный документ по наилучшим доступным технологиям обеспечения энергоэффективности (русская версия справочного документа подготовлена и опубликована при поддержке Фонда стратегических программ (SPF) Министерства иностранных дел Великобритании). – М., 2009.

143. Спрос и предложение газа в Европе в 2005 и 2010 гг. – URL: http://www.ngv.ru/projects/gv/paper2.hsql.

144. Ставровский Е.Р., Кудрявцев А.А. Многоэтапная стохастическая процедура принятия решений при разработке стратегии развития и реконструкции систем транспорта газа // Трубопроводные системы энергетики: модели приложения, информационные технологии. – М. : Нефть и газ, 2000. – С. 166–182.

145. Ставровский Е.Р., Кудрявцев А.А. Модель и программа выбора стратегии реконструкции и развития систем транспорта газа с учетом эволюции внешней среды // Современные проблемы надежности систем энергетики: модели, рыночные отношения, управление реконструкцией и развитием. – М. : Нефть и газ, 2000. – С. 259–274.

146. Стандарт СТО Газпром 093-2011 «Компьютерные программно-вычислительные комплексы моделирования и оптимизации режимов систем добычи и трубопроводного транспорта газа. Методики оценки. Методы испытаний». – М. : ПАО «Газпром», 2011.

147. Степанов В.С., Степанова Т.Б. Эффективность использования энергии. – Новосибирск : Наука, 1994. – 257 с.

148. Стерн Д. Установление цен на природный газ: прошлое, настоящее и будущее. // Экономический журнал Высшей школы экономики. – 2013. – Т. 17. – № 3. – С. 430–455.

149. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов». – М., 2006. – 196 с.

150. Стратегии бизнеса : аналитический справочник / под ред. Г.Б. Клейнера. – М. :КОНСЭКО,1998. – 331 с.

151. Суслов С.А., Кондратьев М.А., Сергеев К.В. Агентное моделирование как средство анализа и прогноза спроса на энергоресурсы // Control Sciences. – 2010. – № 2.

152. Сухарев М.Г., Белинский А.В. [и др.] Энергоэффективные режимы газотранспортных систем и принципы их обеспечения // Газовая промышленность. – 2012. – № 1. – С. 30–34.

153. Сухарев М.Г., Самойлов Р.В. Анализ и управление стационарными и нестационарными режимами транспорта газа. – М. : Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 399 с.

154. Сухарев М.Г. Методы прогнозирования : учеб. пособие. – М. : РГУ нефти и газа, 2009. – 208 с.

155. Чернавский С.Я., Эйсмонт О.А. Перспективы либерализации рынка природного газа в России. – М. : Российская Экономическая Школа, 2004. – 27 с.

156. Шафраник Ю. Глобальная энергетика и Россия, 2010. – URL: www.analyticsmz.ru.

157. Штилькинд Т.И., Крутикова И.П. Проблема прогнозирования потребления газа в России // Проблемы экономики газовой промышленности : сборник статей. – М.: Газойл пресс, 2001. – С. 19–21.

158. Штилькинд Т.И., Майзель В.И., Фейгин В.И. Прогнозирование развития ЕСГ и потребность в инвестициях // Проблемы экономики газовой промышленности : сборник статей. – М. : Газойл пресс, 2001. – С. 191–195.

159. Эйсфельд М.А. Эконометрическое моделирование спроса на энергоресурсы в России.

160. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года (утв. Распоряжением Правительства РФ №1234-р от 28.08.2003).

161. Янтовский Е.И. Потоки энергии и эксергии. – М. : Наука, 1988. – 144 с.

162. Abadi M., Agarwal A., Barham P., Brevdo E., Chen Z., Citro C. [et al.]. TensorFlow: Large-Scale Machine Learning on Heterogeneous Systems, 2015. – URL: http://tensorflow.org/.

163. Abadi M., Barham P., Chen J., Chen Z., Davis A., Dean J. [et al.]. TensorFlow: A system for large-scale machine learning // 12th USENIX Symposium on Operating Systems Design and Implementation (OSDI 16), USENIX Association (2016). – P. 265–283.

164. Ahmed NK, Atiya AF, Gayar NE, El-Shishiny H. An Empirical Comparison of Machine Learning Models for Time Series Forecasting. Econometric Reviews. – 2010. – № 29 (5–6). – P. 594–621.

165. Arai K., Deguchi H., Matsui H. Agent-Based Modeling Meets Gaming Simulation (Springer Series on Agent Based Social Systems). – Springer, 2006.

166. Axelrod, R. (1997) The Complexity of Cooperation: Agent-Based Models of Competition and Collaboration (Princeton Univ. Press, Princeton, NJ).

167. Belinsky A., Afanasev V. (2021) Optimal Control of Energy Pipeline Systems Based on Deep Reinforcement Learning. In: Popkova E.G., Sergi B.S. (eds) “Smart Technologies” for Society, State and Economy. ISC 2020. Lecture Notes in Networks and Systems, vol. 155. Springer, Cham.

168. Belinsky A.V. Gas pipeline infrastructure and economic growth of Russian regions: panel cointegration analysis // E3S Web of Conferences 102, 02002 (2019).

Mathematical Models and Methods of the analysis and Optimal Synthesis of the Developing Pipeline and Hydraulic Systems.

169. Bernstein, M.A. and Griffin, J. (2005) Regional differences in the price elasticity of demand for energy, RAND Technical Report.

170. Binkowski M., Marti G., Donnat P. (2018) Autoregressive Convolutional Neural Networks for Asynchronous Time Series. In: Proceedings of the International Conference on Machine Learning (ICML).

171. Bobkov, V.I. Optimization of the Temperature Regime of Phosphorite Pellet Roasting Using the Coevolutional Bee Colony Algorithm / V.I. Bobkov, O.V. Bulygina // Pattern Recognition and Image Analysis. Advances in Mathematical Theory and Applications. – 2024. – Vol. 34, No. 3. – P. 530–534.

172. Borovykh A., Bohte S., Oosterlee CW. Conditional Time Series Forecasting with Convolutional Neural Networks. – 2017.

173. Bryan Lim, Stefan Zohren Time series forecasting with deep learning: a survey. – 2004.

174. Chistyakova, T.B. Big data analysis in film production / T.B. Chistyakova, F. Kleinert, M. A. Teterin // Cyber-Physical Systems: Advances in Design & Modelling. – Cham : Springer Nature Switzerland, 2020. – P. 229–236. – (Studies in Systems, Decision and Control ; vol. 259).

175. Chistyakova, T. Computer system for resource-saving design of industrial processes of secondary oil refining / T. Chistyakova, D. Furaev // Cyber-Physical Systems: Modelling and Industrial Application. – Cham : Springer Nature Switzerland, 2022. – P. 15–24. – (Studies in Systems, Decision and Control ; vol. 418).

176. Cho, Kyunghyun; van Merrienboer, Bart; Gulcehre, Caglar; Bahdanau, Dzmitry; Bougares, Fethi; Schwenk, Holger; Bengio, Yoshua. Learning Phrase Representations using RNN Encoder-Decoder for Statistical Machine Translation. – 2014.

177. Eric Bonabeau. Agent-based modeling: methods and techniques for simulating human systems // Proc. National Academy of Sciences. – 2002. – № 99 (3). – P. 7280–7287. – URL: http://www.icosystem.com/articles/scientifi c/PNAS2002.pdf.

178. Goodfellow I, Bengio Y, Courville A. Deep Learning. MIT Press; 2016. – URL: http://www.deeplearningbook.org.

179. Hinton G.E. and Roweis S.T. Stochastic Neighbor Embedding. In Advances in Neural Information. Processing Systems. – 2002. – Vol. 15. – P. 833–840.

180. Hochreiter, epp и Jürgen Schmidhuber. Long short-term memory. Neural Computation. – 1997. – Vol. 9, no. 8. – P. 1735–1780.

181. Hwang, J. Modeling Financial Time Series using LSTM with Trainable Initial Hidden States, 2020..

182. Keyaerts N. Gas balancing and line-pack flexibility: concepts and methodologies for organizing and regulating gas balancing in liberalized and integrated EU gas markets: PhD thesis. – Belgium, 2012. – 222 p.

183. Kingma, D. P. and Ba, J. Adam: A Method for Stochastic Optimization. – 2014.

184. Kislenko N., Sukharev M., Kazak A., Fomina E. Study on Multi-Component Flows in Gas Transmission Systems (Flow and Measurement Processing Models) // Energy Systems Research. – 2019. – Vol. 2, No. 3. – P. 29–32.

185. Králik J., Stiegler P., Vostrý Z., Zaworka J. Dynamic modeling of large-scale network with application to gas distribution. Elsevier, Amsterdam – Oxford – New-York – Tokyo. 1988. – 364 p.

186. Le, X.-H.; Ho, H.V.; Lee, G.; Jung, S. Application of Long Short-Term Memory (LSTM) Neural Network for Flood Forecasting. Water 2019, 11, 1387. – URL: https://doi.org/10.3390/w11071387.

187. Lim B., Zohren S., Roberts S. Enhancing Time-Series Momentum Strategies Using Deep Neural Networks // The Journal of Financial Data Science. – 2019.

188. Lim B., Arik SO, Loeff N., Pfister T. Temporal Fusion Transformers for Interpretable Multi-horizon Time Series Forecasting. arXiv e-prints. – 2019.

189. Li Y., Yu R., Shahabi C., Liu Y. Diffusion Convolutional Recurrent Neural Network: Data-Driven Traffic Forecasting. In: (Proceedings of the International Conference on Learning Representations ICLR). – 2018.

190. Makridakis S, Spiliotis E, Assimakopoulos V. Statistical and Machine Learning forecasting methods: Concerns and ways forward. PLOS ONE. – 2018. – Vol. 3. – 13 (3). – P. 1–26.

191. Manibardo, E.L., Laña, I., and Del Ser, J. Deep Learning for Road Traffic Forecasting: Does it Make a Difference? – 2020.

192. Marc A. Rosen, Exergy Analysis of Energy Systems. Encyclopedia of Energy. – 2004. – Vol. 1–6. – P. 607–621.

193. Meshalkin V.P., Bobkov V.I., Dli M.I., Fedulov A.S. Mathematical simulation of chemical and energotechnological processes and procedures of coke fines burning in agglomerated layer // CIS Iron and Steel Review. – 2020. – Vol. 19. – P. 13–17.

194. Ricardo Rivero. Application of the exergy concept in the petroleum refining and petrochemical industry. – 2002.

195. Richard E. Sassoon, Weston A. Hermann, I-Chun Hsiao, Ljuba Milkovic, Aaron J Simon, Sally M Benson: Quantifying the Flow of Exergy and Carbon through the Natural and Human Systems, in Materials for Renewable Energy at the Society and Technology Nexus, edited by Reuben T. Collins // Mater. Res. Soc. Symp. Proc. Volume 1170E, Warrendale, PA, 2009.

196. Ríos-Mercado R.Z., Borraz-Sánchez C. Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review // Applied Energy. – 2014. – Vol. 147. – P. 536–555.

197. Rossi B., Carpentier, F., Martin F. Optimizing linepack usage and intraday operations of a gas transmission network, a new approach on GRTgaz network. – 2014.

198. Salinas D, Bohlke-Schneider M, Callot L, Medico R, Gasthaus J. High-dimensional multivariate forecasting with low-rank Gaussian Copula Processes. In: Advances in Neural Information Processing Systems (NeurIPS). – 2019.

199. Salinas D, Flunkert V, Gasthaus J. DeepAR: Probabilistic Forecasting with Autoregressive Recurrent Networks. – 2017.

200. Samsonov R., Kazak A., Bashkin V., Kislenko N. Master plan methodology for gas industry development Moscow, Scientific World // Research & Development Institute of Natural Gases and Technologies – VNIIGAZ/ GAZPROM. – 2007. – 302 p.

201. Sen R., Yu HF, Dhillon I. Think Globally, Act Locally: A Deep Neural Network Approach to High-Dimensional Time Series Forecasting. In: Advances in Neural Information Processing Systems (NeurIPS). – 2019.

202. Shinkevich, A.I. Development of a Methodology for Forecasting the Sustainable Development of Industry in Russia Based on the Tools of Factor and Discriminant Analysis / A.I. Shinkevich, A.R. Akhmetshina, R.R. Khalilov // Mathematics. – 2022. – Vol. 10, No. 6. – URL: https://doi.org/10.3390/math10060859.

203. Shinkevich, A.I. Measuring and Forecasting the Development Concept of the “Green” Macrosystem Using Data Analysis Technologies (Измерение и прогнозирование концепции развития «зеленой» макросистемы с использованием технологий анализа данных) / A.I. Shinkevich, F.F. Galimulina, N.V. Barsegyan // Sustainability. – 2024. – Vol. 16, No. 24. – P. 11 152. – URL: https://doi.org/10.3390/su162411152.

204. Siami-Namini S., Tavakoli N. and Siami Namin A. A Comparison of ARIMA and LSTM in Forecasting Time Series. 2018. 17th IEEE International Conference on Machine Learning and Applications (ICMLA), Orlando, FL, USA. – 2018. – P. 1394–1401.

205. Smyl S. A hybrid method of exponential smoothing and recurrent neural networks for time series forecasting // International Journal of Forecasting. – 2020. – Vol. 36 (1). – P. 75–85.

206. Steven G. Johnson, The NLopt nonlinear-optimization package. – URL: http://github.com/stevengj/nlopt.

207. Sukharev M., Kosova K., Popov R., Mathematical and computer models for identification and optimal control of large-scale gas supply systems // Energy. – 2019. – Vol. 184. – P. 113–122.

208. The M4 Competition: 100,000 time series and 61 forecasting methods // International Journal of Forecasting. – 2020. – Vol. 36 (1). – P. 54–74.

209. Wen R, Torkkola K. Deep Generative Quantile-Copula Models for Probabilistic Forecasting. In: ICML Time Series Workshop. – 2019.

210. Wen R, et al. A Multi-Horizon Quantile Recurrent Forecaster. In: NIPS 2017 Time Series Workshop. – 2017.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)
СВИДЕТЕЛЬСТВА О РЕЗУЛЬТАТАХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ


РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

№ 2733969

СПОСОБ УТОЧНЕННОЙ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЕ

Рисунок А.1 – Способ уточненной оценки показателей качества природного газа при его транспортировке по газотранспортной системе, патент от 10.02.2020 № 2733969



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

№ 2022668875

Рисунок А.2 – Нейросетевые имитационные модели объектов газотранспортной системы Единой системы газоснабжения России, свидетельство о регистрации от 10.02.2022 № 022668875



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

№ 2022668876

Нейросетевая оптимизационная модель крупномасштабной трубопроводной системы энергетики

Рисунок А.3 – Нейросетевая оптимизационная модель крупномасштабной трубопроводной системы энергетики, свидетельство о регистрации от 10.02.2022 № 2022668876


РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

№ 2820047

Способ оптимального управления крупномасштабными трубопроводными системами энергетики с применением технологии искусственного интеллекта

Рисунок А.4 – Способ оптимального управления крупномасштабными трубопроводными системами энергетики с применением технологии искусственного интеллекта, патент от 20.12.2023 № 2820047



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

№ 2025697052

Программа дистанционного мониторинга технологических параметров сложной углеводородной гидравлической цепи

Правообладатель: Кисленко Николай Анатольевич (RU)

Авторы: Кисленко Николай Анатольевич (RU), Мешков Валерий Павлович (RU)

Заявка № 2025696106

Дата поступления 11 декабря 2025 г.

Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 22 декабря 2025 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Рисунок А.5 – Программа дистанционного мониторинга технологических параметров сложной углеводородной гидравлической цепи, свидетельство о регистрации от 22.12.2025 № 2025697052



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2025697879

Программа мониторинга состояния территориально-распределенных объектов сложной углеводородной гидравлической цепи

Правообладатель: Кисленко Николай Анатольевич (RU)

Авторы: Кисленко Николай Анатольевич (RU), Мельников Валерий Павлович (RU)

Заявка № 2025696954

Дата поступления 16 декабря 2025 г.

Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 26 декабря 2025 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

Рисунок А.6 – Программа мониторинга территориально-распределенных объектов сложной углеводородной гидравлической цепи, свидетельство о регистрации от 26.12.2025 № 2025697879



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2026610617

Программа удаленного контроля параметров сложной углеводородной гидравлической цепи магистральной газотранспортной системы

Правообладатель: Кисленко Николай Анатольевич (RU)

Авторы: Кисленко Николай Анатольевич (RU), Мешалкин Валерий Павлович (RU)

Заявка № 2025697836

Дата поступления 23 декабря 2025 г.

Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 14 января 2026 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Рисунок А.7 – Программа удаленного контроля параметров сложной углеводородной гидравлической цепи магистральной газотранспортной системы, свидетельство о регистрации от 14.01.2026 № 2026610617


РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2026680237

Универсальный идентификатор Газплан

Правообладатель: Киселёв Николай Анатольевич (RU)

Автор(ы): Киселёв Николай Анатольевич (RU)

Заявка № 2026668083

Дата поступления 02 июля 2026 г.

Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 10 июля 2026 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

Рисунок А.8 – Универсальный идентификатор Газплан, свидетельство о регистрации 10.07.2026 № 2026680237


РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

№ 2026680238

Надстройка управления и создания нейросетевых моделей с указанием параметров функционирования для программного пакета Neural Bench

Правообладатель Кисленко Николай Анатольевич (RU)

Автор(ы) Кисленко Николай Анатольевич (RU)

Заявка № 2026668084

Дата поступления 02 июня 2026 г.

Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 10 июля 2026 г.

Руководитель федеральной службы

Ю.С. Зубов

Рисунок А.9 – Надстройка управления и создания нейросетевых моделей с указанием параметров функционирования для программного пакета Neural Bench, свидетельство о регистрации от 10.07.2026 № 2026680238


РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2026680239

Программный модуль автоматизации операций в среде электронных таблиц

Правообладатель: Кисленко Николай Анатольевич (RU)

Автор: Кисленко Николай Анатольевич (RU)

Заявка № 2026668087

Дата поступления 02 июня 2026 г.

Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 10 июля 2026 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Рисунок А.10 – Программный модуль автоматизации операций в среде электронных таблиц системы, свидетельство о регистрации от 10.07.2026 № 2026680239

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)
ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Б.1 Разработка и внедрение Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона



СПРАВКА

о творческом вкладе в работу

«Разработка и внедрение методологии создания стратегических программ на примере «Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона».

Ф.И.О.

Должность, ученая степень, звание

Творческий вклад

- осуществлял научное руководство разработкой ряда разделов методологии создания стратегических программ развития газовой отрасли;
- разработал модели газотранспортных систем, позволяющие формировать баланс и синхронизировать динамику потребления и добычи;
- разработал концептуальные предложения по созданию перерабатывающих мощностей в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Генеральный директор
ООО «[illegible]»

«13» марта 2008 года



Представляемая организация

ООО «ВНИИГАЗ»

Организации - соисполнители

ОАО «Газпром», ООО «НИИгазэкономика», ОАО «Промгаз»

«РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ОЦЕНКЕ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ПРОГРАММ НА ПРИМЕРЕ «ПРОГРАММЫ СОЗДАНИЯ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИИ И НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА И ГАЗОСНАБЖЕНИЯ С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОГО ЭКСПОРТА ГАЗА НА РЫНКИ КИТАЯ И ДРУГИХ СТРАН АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКОГО РЕГИОНА»

(Аннотация)

Работа представляется на соискание премии ОАО «Газпром» в области науки и техники за 2008 год

Авторский коллектив

Руководитель работы

Рудкевич Вилли Викторович — Член Правления, начальник Департамента стратегического развития ОАО «Газпром»

ООО «ВНИИГАЗ»

Кедик Александр Семенович — заместитель генерального директора по науке, д. т. н.

Кислицин Николай Анатольевич — заместитель генерального директора по науке, к. т. н.

Шестернин Александр Константинович — начальник лаборатории «Проектов добычи углеводородов», к. ф.-м. н.

Симонова Роман Олегович — генеральный директор, к. т. н.

ОАО «Газпром»

Иванов Олег Сергеевич — заместитель начальника Управления перспективного развития

Никифоров Сергей Николаевич — заместитель начальника Департамента стратегического развития – начальник Управления перспективного развития

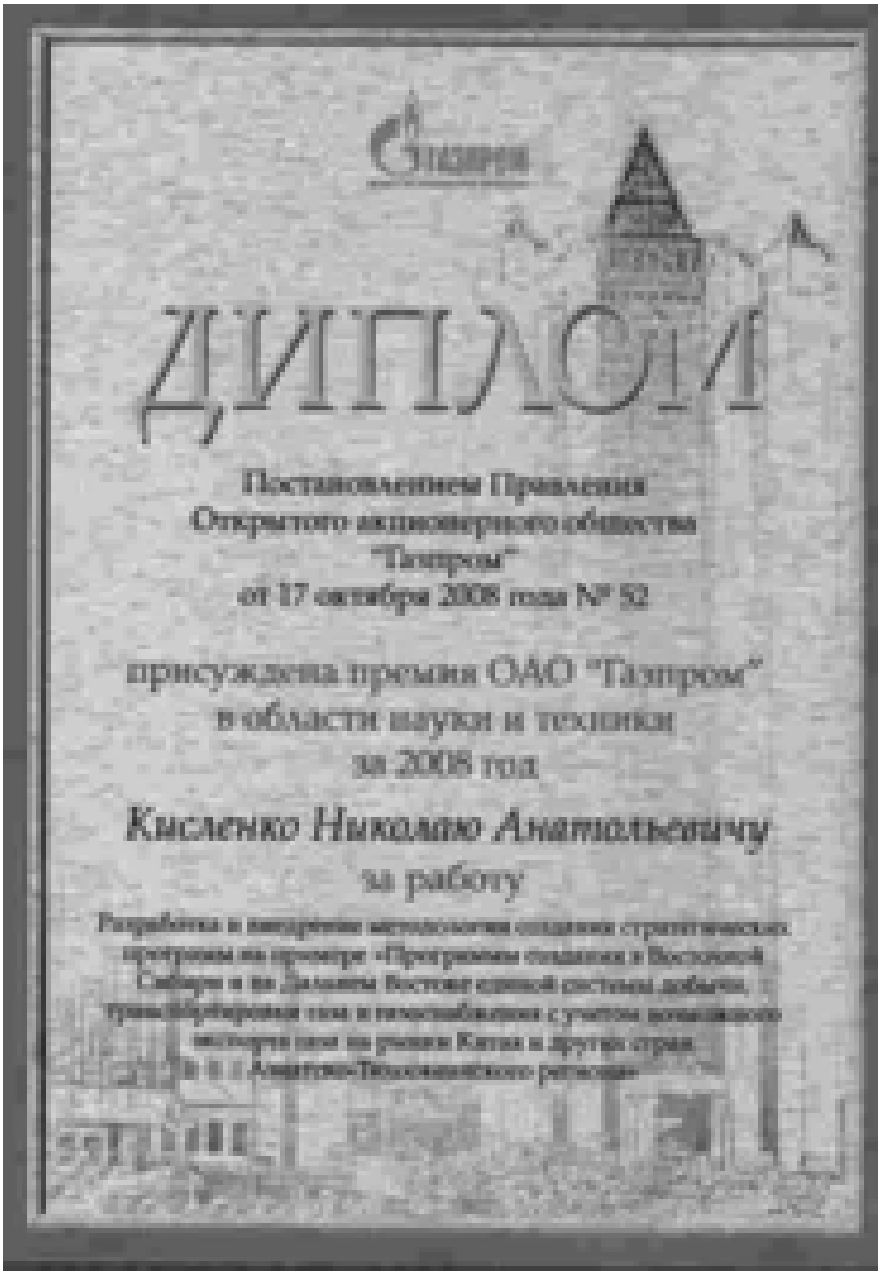
ООО «НИИгазэкономика»

Бучнев Олег Алексеевич — генеральный директор, д. э. н.

Карпенко Олег Федорович — заместитель генерального директора по науке, к. э. н.

ОАО «Промгаз»

Каранович Александр Маркович — генеральный директор, д. т. н., профессор



ДИПЛОМ

Постановлением Правления
Открытого акционерного общества
"Газпром"
от 17 октября 2008 года № 52

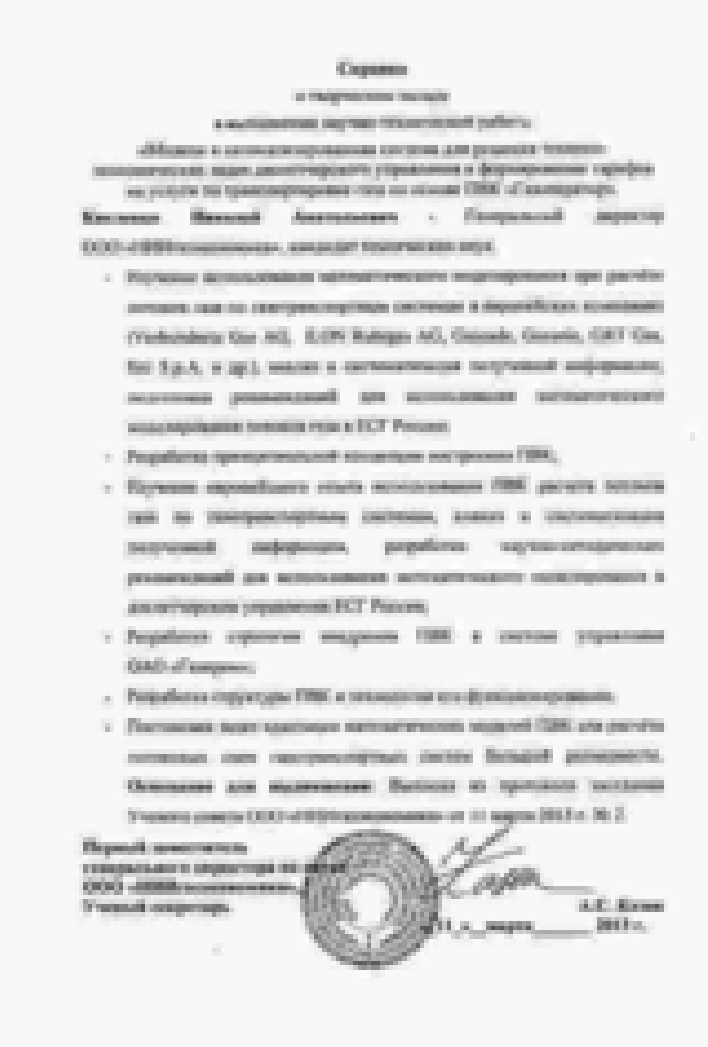
присуждена премия ОАО "Газпром"
в области науки и техники
за 2008 год

Кисленко Николаю Анатольевичу

за работу

Разработка и внедрение методологии создания стратегических программ на примере «Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона»

Б.2 Модели и автоматизированная система для решения технико-экономических задач диспетчерского управления и формирования тарифов на услуги по транспортировке газа на основе ПВК «Газоператор»





Открытое акционерное общество «Газпром»
(ОАО «Газпром»)

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВЛЕНИЯ

«13» октября 2013 г. Москва № 47

О рассмотрении работ, представленных на соискание премии ОАО «Газпром» в области науки и техники за 2013 год

Правление Открытого акционерного общества «Газпром»

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Присудить премии ОАО «Газпром» в области науки и техники за 2013 год авторским коллективам в составе:

1.1. В.А. Кондрат (руководитель работы), О.Ю. Сенин, С.Д. Сурин, М.Е. Тотлин, А.С. Хрулев (ООО «Газпром геотехнологии»), А.Г. Ишков (ОАО «Газпром»), Р.А. Тухватуллин (ОАО «[illegible]»), В.В. Журавлев, А.Н. Старцев, Д.В. Стрелов (ООО «Газпром добыча Надым»), – за работу «Разработка и внедрение технологии подземного напорогенного отсыпа бурения нефтяных скважин в многолетнемерзлых породах, обеспечивающей экологическую безопасность при освоении нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера, на примере Бованенковского НГКМ».

Выдвигающая организация – ООО «Газпром геотехнологии», до переименования – ООО «Бованенковнефтегаз» (В.Г. Хомяков).

1.2. С.Н. Меньшиков (руководитель работы), С.А. Варягов, И.В. Крутихов, И.С. Морозов (ООО «Газпром добыча Надым»), Д.В. Лигай (ОАО «Газпром»), В.Н. Мелехин (ОАО «[illegible]»), В.Ф. Шпота (ООО «[illegible]»), А.Г. Российский (ООО «Газпром бурение»), Р.Ю. Дашков («Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»), М.С. Акобчук (ООО «Строительно-монтажное»), – за работу «Разработка и внедрение комплекса научно-технических решений при строительстве и вводе в эксплуатацию Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения».

Выдвигающая организация – ООО «Газпром добыча Надым» (С.Н. Меньшиков).

2

1.3. Б.А. Григорьян (руководитель работы), Е.Б. Григорьян, С.Г. Рассохин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Ю.А. Зиневич, А.Е. Ремиз, А.Б. Сергеенок (ОАО «Газпром»), М.Н. Мирзаджи (ООО «Газпром ВНИИГАЗ Ухта»), А.Н. Грязнов (ОАО «Газпром промгаз»), М.А. Сизов (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина), – за работу «Разработка и внедрение корпоративной системы по работе с горизонтами и пробами пластовых флюидов в ОАО «Газпром».

Выполнившая организация – ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Н.Г. Цыбульский).

1.4. П.Б. Пасечник (руководитель работы, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Э.В. Аксенов, М.Г. Гайфиев, В.А. Грязнов (ООО «Газпром добыча Краснодар»), Г.С. Аксенов, Е.Л. Бетин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), И.В. Белозеров (ООО «Диполь»), – за работу «Комплексные технологии восстановления и поддержания системы контроля окружающей среды в районе размещения объектов ООО «Газпром добыча Краснодар».

Выполнившая организация – ООО «Газпром добыча Краснодар» (М.Г. Гайфиев).

1.5. Ю.Н. Варухин (руководитель работы, ОАО «Газпром нефть»), О.Г. Бакановский, В.Н. Городнов, С.Ю. Гуляевских, О.Н. Дмитриченко, Н.В. Коротеева (ОАО «Газпромнефть – НТЦ»), В.П. Дорошин, В.А. Дроздов, Т.Л. Сорокина (IHSEV OY PARS, – за работу «Разработка, внедрение и промышленное использование комплексного проекта по оценке сейсмической опасности НГГОУ и безопасности систем».

Выполнившая организация – ОАО «Газпром нефть» (А.В. Дроздов).

1.6. В.М. Бутовский (руководитель работы), О.Н. Губанов, Ю.В. Дворкин, Ю.Ю. Тепсуркаев (ООО «Газпром трансгаз Москва»), М.В. Скворцова (ОАО «Газпром»), О.О. Мосолова, В.А. Федоров (НПЦ «Турбокомп»), В.М. Тонконог, С.Д. Цимерман (ОАО «Калужский турбинный завод», – за работу «Разработка и внедрение комплексного проекта ближнего опытно-промышленного мероприятия на КС Чаплыгино».

Выполнившая организация – ООО «Газпром трансгаз Москва» (В.А. Мосолова).

1.7. Н.А. Кисленко (руководитель работы), В.Г. Горин, А.А. Кудрявцев, Д.В. Христофоров (ООО «НИИ автоматизации»), В.В. Грязнов, А.В. Гуляев, А.Ю. Корнев, Г.В. Кучерявенко, В.В. Рубцов, В.В. Самарин (ОАО «Газпром»), – за работу «Модели и автоматизированная система для решения технико-экономических задач диспетчерского управления и формирования тарифов на услуги по транспортировке газа на основе ПВК «Инфодиспетчер».

Выполнившая организация – ООО «НИИ автоматизации» (Н.А. Кисленко).

1

1.6. А.О. Прянич (руководитель работы), С.В. Рунков (ООО «Газпром трансгаз Югорск»), А.З. Шайхутдинов, С.Ф. Жданов (ОАО «Газпром»), Т.Т. Алиев, В.А. Сарыгулов (ООО «Газпром трансгаз Ухта»), М.Ю. Барышев (ООО «Газпром трансгаз Сургут»), Ю.Н. Сивцов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Р.С. Камалов, Д.А. Маганов (ООО «ЦПР «Геософизика»), – за работу «Внедрение наукоемкой технологии горения в рабочей зоне камеры сгорания полуэтиленовых газотурбинных агрегатов отечественного и импортного производства (камера сгорания ПСТ)».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром трансгаз Югорск» (П.М.Сивцов).

1.8. Р.А. Гасумов (руководитель работы), Р.Р. Гасумов, В.А. Сухоливец, Д.П. Шустенков (ОАО «СибНИИНП»), В.Ю. Арсеньев (ОАО «Газпром»), В.Е. Агзамов, В.В. Дмитрук, О.А. Левель, С.Н. Разенов, А.А. Сочугова (ООО «Газпром геотехнология Уренгой»), – за работу «Разработка и внедрение системы организационных и технико-технологических решений и нормативно-регламентного обеспечения, направленных на повышение эффективности ремонтно-восстановительных работ на скважинах ОАО «Газпром».

Выдвинувшая организация – ОАО «СибНИИНП» (Р.А.Гасумов).

1.10. С.А. Михайленко (руководитель работы), А.В. Мельниченко, О.Ю. Пономаренко, Е.М. Прокоров (ООО «Газпром добыча Астрахань»), С.Э. Алексеев, М.М. Гарцев, А.Л. Мелков, С.Ф. Прокоров, Е.Г. Сосновик, С.Е. Шкуро (ОАО «Газпром»), – за работу «Разработка и внедрение организационно-технических решений для производства технических частей импортных систем в соответствии с Европейскими требованиями качества на газоперерабатывающих заводах ООО «Газпром добыча Астрахань».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром добыча Астрахань» (С.А.Михайленко).

2. Отметить высокий научно-технический уровень, практическую значимость для ОАО «Газпром» работы «Разработка и внедрение технологии подземного сооружения опытно-буровых газовых скважин в многолетнемерзлых породах, обеспечивающей экологическую безопасность при освоении нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера, на примере Бованенковского НГКМ», выдвинутой ООО «Газпром геотехнология» (В.Г. Хомяков), и признать ее заслуживающей первого места.

3. Отметить высокий научно-технический уровень, практическую значимость работы «Разработка и внедрение комплекса научно-технических решений при строительстве и вводе в эксплуатацию Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения», выдвинутой ООО «Газпром добыча Надым» (С.Н. Меньшенин), и признать ее занимающей второе место.

4

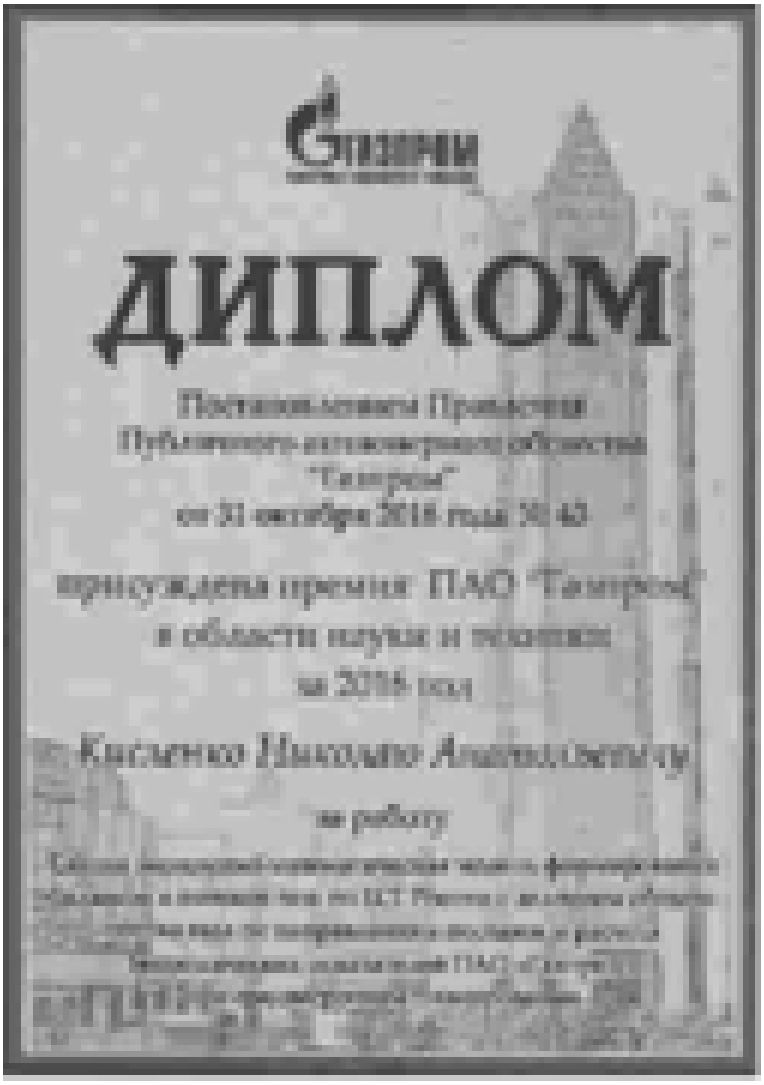
4. Наградить организации и авторские коллективы, указанные в пунктах 1, 2, 3 настоящего постановления, и выплатить премии лауреатам авторским коллективам в соответствии с Положением о премиях ОАО «Газпром» в области науки и техники, утвержденным постановлением Правления ОАО «Газпром» от 3 июля 2006 г. № 35.

5. Заместителю Председателя Правления – начальнику Финансово-экономического департамента А.В. Круглову, заместителю Председателя Правления – главному бухгалтеру ОАО «Газпром» Е.А. Васильевой обеспечить выплату премий в соответствии с настоящим постановлением.

6. Контроль за исполнением постановления возложить на Председателя Правления А.Б. Миллера.

Председатель Правления **А.Б. Миллер**

Б.3 Единая экономико-математическая модель формирования балансов и потоков газа по ЕСГ России с делением общего потока газа по направлениям поставок и расчета экономических показателей ПАО «Газпром» при среднесрочном планировании



ДИПЛОМ



Справка

о творческом вкладе в выполнение научно-технической работы

«Единая экономико-математическая модель формирования бизнеса и потенциала газа на ВСГ России с целевыми общего потенциала газа по направлениям поставок и расчета экономических показателей ПАО «Газпром» при среднесрочном планировании»

Кислинг Николай Анатольевич, Генеральный директор ООО «[illegible]», кандидат технических наук.

Творческий вклад Кислинг Николая Анатольевича заключается в общем организационном и научном руководстве группой исследователей и разработчиков ООО «[illegible]». Автор является руководителем предложений по основным нормам разработки. Личный творческий вклад автора заключается в непосредственном выполнении работы, участии в определении целей, предмете и объекте исследования, оценке и обсуждении полученных результатов.

Авторам внесены существенные замечания при обсуждении методики оценки экономического эффекта от внедрения экономико-математической модели. Предложены основные теоретические принципы построения единой модели бизнеса газа, а также различные подходы к формированию методики данных общего потенциала газа и расчету товаротранспортной работы по направлениям поставок.

Значительный профессиональный опыт Н.А. Кислинга в сфере экономики и организации управления в газовой промышленности, опыт организаторской и руководящей работы позволили наиболее эффективным образом организовать работу научного коллектива над разработкой, выполняемой по Приказу ПАО «Газпром» в области науки и техники на 2016 год, и оценить предложенные решения. Учёный совет общества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт экономики и организации управления в газовой промышленности» (ООО «[illegible]») включил Н.А. Кислинга в состав авторского коллектива работы «Единая экономико-математическая модель формирования бизнеса и потенциала газа на ВСГ России с целевыми общего потенциала газа по направлениям поставок и расчета экономических показателей ПАО «Газпром» при среднесрочном планировании», выполняемой по плановым приказа ПАО «Газпром» в области науки и техники на 2016 г.

Первый заместитель
генерального директора по науке
ООО «[illegible]»
Ученый секретарь А.С. Калин

«28» марта 2016 г.



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «Газпром»
(ПАО «Газпром»)

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВЛЕНИЯ

«31» августа 2016 г. № 17

О реконструкции работ, представленных на соискание премии ПАО «Газпром» в области науки и техники за 2016 год

Правление Публичного акционерного общества «Газпром»

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Присудить премии ПАО «Газпром» в области науки и техники за 2016 год авторским коллективам в составе:

1.1. Л.В. Грешнов (руководитель работы, ООО «Газпром ПХГ»), Г.С. Гонор, А.А. Евтафьев, А.Н. Кишкин, Р.С. Никитин (ООО «Газпром ПХГ»), С.Л. Кантюков, В.Е. Кулешов, К.В. Парфенов (ПАО «Газпром»), Р.А. Гасумов (ПАО «СибурНефтеГаз»), Т.А. Гуськова (ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский федеральный университет») – за работу «Разработка комплекса технологических решений, направленных на повышение промышленной безопасности объектов ПХГ ПАО «Газпром».

Выдвигающая организация – ООО «Газпром ПХГ» (С.В. Шилов).

1.2. М.Л. Сорда (руководитель работы, ПАО «Газпром»), С.А. Кучин, И.С. Ларионов (ООО «Газпром информ»), Н.Ю. Фоминых, О.Ю. Матюшин, Ю.С. Нюня, А.А. Сагдиев, А.А. Сафаров (ПАО «Газпром»), Н.В. Егорова (Служба корпоративной защиты ПАО «Газпром»), М.А. Яхин (ПАО «Газпром автоматизация») – за работу «Создание системы автоматизации документооборота ПАО «Газпром» на базе специализированного программно-аппаратного комплекса».

Выдвигающая организация – ООО «Газпром информ» (С.А. Кучин).

1.3. Н.А. Квасенко (руководитель работы, ООО «ИВВ технологии»), К.Ю. Дорофеев, С.Э. Комиссаров, А.А. Кудрявцев (ООО «ИВВ технологии»), А.С. Шалашилин, Н.Т. Карпов, А.В. Крутилин, В.М. Якимов (ПАО «Газпром») – за работу «Единая экономико-математическая модель формирования балансов и потоков газа во ВСГ России с целевым обликом газа до направления поставок и расчета производственных показателей ПАО «Газпром» при среднесрочном планировании».

Выпускающая организация – ООО «[illegible]» (Д.А. Емельянов).

1.4. А.О. Прокопец (руководитель работы, ООО «Газпром трансгаз Югорск»), А.Н. Пашковский (ООО «Газпром трансгаз Югорск»), Л.Ю. Марасуева, В.В. Сазон, И.А. Ядыкин (ПАО «Газпром»), С.Ю. Самойлов (ООО «Газпром [illegible]»), Р.С. Кононов (ООО «[illegible] «Теплофизика»), О.В. Кондаков (ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»), Н.И. Орлов (ЗАО «Рубитэк»), Д.В. Миллер (ООО «Нева-Газ») – за работу «Энергетическое и экологическое совершенствование ГТК-25ИР с применением передовых отечественных разработок».

Выпускающая организация – ООО «Газпром трансгаз Югорск» (П.М. Сотников).

1.5. В.А. Марилов (руководитель работы, ПАО «Газпром»), Д.В. Дяев, В.Ю. Коляда, Е.М. Кашкенова (ООО «Газпром центрремонт»), А.Н. Гончаровский, С.Н. Бочкарева, Н.А. Пилюк, В.М. Шабаев (АО «Пензенское энергомашиностроение»), А.Н. Бронников (ПАО «Газпром»), А.В. Гайворонский (ООО «Газпром трансгаз Ухта») – за работу «Повышение надежности добычи и транспорта газа по системам магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта» и «Ухта-Торжок» за счет разработки и выполнения комплексных мероприятий по ремонту проточных газоохлаждающих линейных «дырок в газе».

Выпускающая организация – ООО «Газпром центрремонт» (Д.В. Дяев).

1.6. А.В. Мостовой (руководитель работы, ООО «Газпром трансгаз Чайковский»), А.В. Гусев, А.Ю. Кочешков (ООО «Газпром трансгаз Чайковский»), М.Ю. Матвеев (ПАО «Газпром»), В.А. Гимаев, О.Б. Гимаев, Ю.А. Хусаев (НПП «Газимпульс», ООО), В.В. Харитонский (ЗАО «Аэрохимический мониторинг и технологии») – за работу «Разработка и внедрение в производство комплексных взрывных технологий и оборудования для резки, строповки металла и очистки полостей при ремонте магистральных газопроводов».

Выпускающая организация – ООО «Газпром трансгаз Чайковский» (С.Н. Суховиев).

1.7. А.В. Бабашов (руководитель работы, ООО «Газпром трансгаз Москва»), А.С. Вербицкий, А.Н. Денисов, С.А. Сивов (ООО «Газпром трансгаз Москва»), В.А. Мельников, В.В. Тарасов (ЗАО «Газпром»), А.В. Белинский, Н.В. Вершинин, О.Н. Ребрик, Ю.Н. Сенчур (АО «Газпром промгаз») – за работу «Разработка и внедрение методологии увеличения поставки газа потребителям через газотранспортные объекты путем проектной производительности без инвестиций в реконструкцию».

Выпускающая организация – ООО «Газпром трансгаз Москва» (А.В. Бабашов).

2. Отметить высокий научно-технический уровень, практическую значимость для ПАО «Газпром» работы «Разработка комплекса инженерных решений, направленных на повышение производительности объектов ПАО

ПАО «Газпром», выполнений ООО «Газпром ИКТ» (С.В. Шилов), в промышленную эксплуатацию.

3. Отметить высокий научно-технический уровень, практическую значимость при ПАО «Газпром» работы «Создание системы автоматизации документооборота ПАО «Газпром» на базе интегрированного программно-аппаратного комплекса», выполненной ООО «Газпром информ» (С.А. Карпов), и принять ее в промышленную опытную эксплуатацию.

4. Наградить организации и авторские коллективы, указанные в пунктах 1, 2, 3 настоящего постановления, в пределах денежных вознаграждений авторским коллективам в соответствии с Положением о премиях ОАО «Газпром» в области науки и техники, утвержденным постановлением Правления ОАО «Газпром» от 03 июля 2006 г. № 33.

5. Заместителю Председателя Правления А.В. Кругловой, заместителю Председателя Правления — главному бухгалтеру ПАО «Газпром» Е.А. Васильевой обеспечить выплату премий в соответствии с настоящим постановлением.

6. Контроль за исполнением постановления возложить на Председателя Правления А.Б. Миллера.

Председатель Правления **А.Б. Миллер**

Б.4 Разработка и внедрение инновационного программно-аналитического инструментария для оценки, формирования и эффективного управления проектами и портфелями проектов геологоразведочных работ на лицензионных участках Группы Газпром



ПОСТАНОВЛЕНИЕ
ПРАВЛЕНИЯ

1.4. А.В. Ключников (руководитель работы, ПАО «Газпром нефть»), А.В. Аман, Д.А. Бабкин, А.В. Кубарев, Р.В. Балтиков, А.А. Трофимчук (АО «Газпромнефть-НТБ»), П.Б. Бартошек, А.Н. Печкин, П.А. Шестаков (ООО «Газпромнефть-Бизнес-сервисы»), В.П. Зверев (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет») – за работу «Разработка технологии и мероприятий по внедрению в производство нефтяного углеводного поиска».

Выдвинувшая организация – ПАО «Газпром нефть» (А.В. Дунин).

1.5. В.А. Мирзоян (руководитель работы, ПАО «Газпром»), А.С. Виноходов, В.А. Дегтярь, Д.С. Сергеев (АО «Газпром космические системы»), А.Н. Вилочкин, Ю.Н. Зверь, В.А. Михайлюк, А.В. Мирошников, Э.Р. Хасаенов (ПАО «Газпром»), В.В. Сайфиев (ООО «Газпром трансгаз Москва») – за работу «Разработка и внедрение аэрокосмических технологий при мониторинге магистральных газопроводов».

Выдвинувшая организация – АО «Газпром космические системы» (Ю.Н. Семячкин).

1.6. В.Б. Ярославов (руководитель работы, ООО «Газпром трансгаз Югорск»), А.Н. Пономаренко, Д.В. Косачев, С.В. Русанов (ООО «Газпром трансгаз Югорск»), А.Г. Иванов, М.Б. Скляренко (ПАО «Газпром»), Е.П. Семенов (АО «Газпромгеотехнология»), О.В. Кондаков, В.А. Сидоров, А.В. Скворцов (ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина») – за работу «Совершенствование гидродинамического моделирования газонефтяных условий ПАО «Газпром» с использованием современных методов численного моделирования».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром трансгаз Югорск» (П.М. Семенов).

1.7. Е.В. Денисенко (руководитель работы, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), М.А. Бакиров, В.А. Чернышов, Л.Ю. Чернышов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), О.Л. Кантюков, С.Ю. Бурмакин, В.А. Загоруйко, Д.Л. Пономарёв (ПАО «Газпром»), Ю.Б. Баранов (независимый) – за работу «Разработка и внедрение технологии оптимизации систем геофизического мониторинга на месторождениях ПАО «Газпром».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (М.Ю. Недужий).

1.8. А.В. Заворотный (руководитель работы, ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»), А.Д. Бирюков, С.Г. Петров, А.А. Пигарев (ООО «Газпром трансгаз Ставрополь») – за работу «Внедрение инновационных подходов в энергосберегающие электрохимические предприятия через совершенствование методов диагностирования и ремонтно-технического обслуживания запорно-регулирующей арматуры».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» (А.В. Заворотный).

1.9. Ю.Г. Шарапов (руководитель работы, ООО «Газпром трансгаз Уфа»), П.Г. Ремизников, А.В. Константинов, В.Н. Алексеев (ООО «Газпром трансгаз Уфа»), С.В. Сорокоумов (ПАО «Газпром»), Е.А. Столяревичюс, Р.Ю. Мартусов,

В.В. Кудрин, Д.А. Лобов, Л.Н. Рубан (ОАО «УДК-УМОР») – за работу «Разработка и внедрение комплексных мероприятий, направленных на повышение надежности и эффективную работу системы АЛЬТСТ в системе газоперекачивающих агрегатов ГПА-16Р «Уфа».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром трансгаз Уфа» (В.Г. Шарипов).

1-10. С.Г. Марушин (руководитель работы, ООО «Газпром трансгаз Москва»), А.М. Смирнов, Д.Г. Мартынович, П.П. Кикнадзе, А.В. Чубуков (ООО «Газпром трансгаз Махачкала»), В.Р. Оленьйчук (ЛАО «Газпром»), С.А. Ишутин, Р.Л. Карнавский (ООО «Газпром проектирование»), Д.Б. Захаров (ЗАО «Приборэнергосервис системы и технологии») – за работу «Комплексное решение повышения надежности газотранспортной системы Московского промышленного узла ООО «Газпром трансгаз Москва» в особых условиях эксплуатации, с применением системы коррозионного мониторинга».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром трансгаз Москва» (А.В. Бобков).

2. Отметить высокий научно-технический уровень, практическую значимость для ПАО «Газпром» работы «Разработка и внедрение инновационного программно-аппаратного инструментария для оценки, функционала и эффективного управления проектами и портфельным процессом геологоразведочных работ на лицензионных участках Группы Газпром», выполненной ООО «НИИ геотехнологий» (Ю.А. Кашеваш), и признать ее авторской первой части.

3. Отметить высокий научно-технический уровень, практическую значимость для ПАО «Газпром» работы «Технико-технологические решения для эффективной и долговременной эксплуатации скважин в осложненных горно-геологических условиях залежей пригодных газа ПАО «Газпром» на рубежах, эксплуатируемых ООО «Газпром ПХГ» (Н.А. Сафонов), и признать ее авторской второй части.

4. Передать организациям и авторским коллективам, указанным в пунктах 1–3 настоящего, в пределах денежных поощрительных выплат коллективам в соответствии с Положением о премиях ПАО «Газпром» в области науки и техники, утвержденным постановлением Правления ПАО «Газпром» от 03 июля 2006 г. № 31-ф (последующими изменениями).

5. Заместителю Председателя Правления Ф.К. Салыгину, заместителю Председателя Правления – главному бухгалтеру ПАО «Газпром» М.И. Россиину обеспечить выплату премий в соответствии с настоящим.

6. Контроль за исполнением настоящего выполнить за Председателя Правления А.Б. Миллера.

Председатель Правления **А.Б. Миллер**



Газпром

ДИПЛОМ

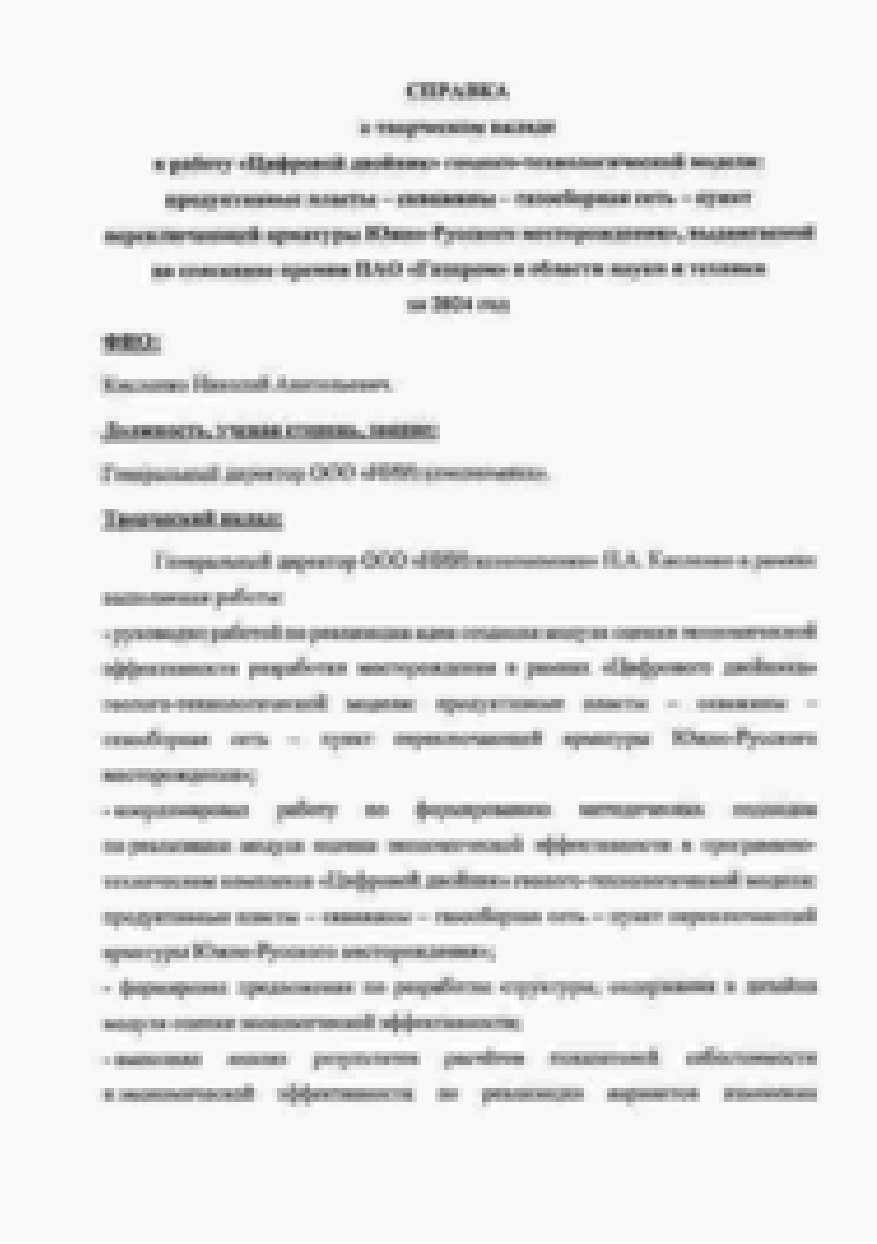
Правление
Публичного акционерного общества «Газпром»
председателю правления ПАО «Газпром»
в области науки и техники
за 2020 год

КИСЛЕНКО
НИКОЛАЮ АНАТОЛЬЕВИЧУ

за работу

Разработка и внедрение инновационного программно-аналитического инструментария для оценки, формирования и эффективного управления проектами и портфелями проектов геологоразведочных работ на лицензионных участках Группы Газпром

Б.5 Цифровой двойник» геолого-технологической модели: продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения



СПРАВКА

о творческом вкладе

в работу «Цифровой двойник» геолого-технологической модели: продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения», выдвигаемой на основании приказа ПАО «Газпром» в области науки и техники за 2024 год

ФИО:

Кислово Николай Анатольевич.

Должность, ученая степень, звание:

Генеральный директор ООО «[illegible]».

Творческий вклад:

Генеральный директор ООО «[illegible]» [illegible] Кислово в ранее выполненных работах:

- руководил работой по реализации идеи создания модуля оценки экономической эффективности разработки месторождения в рамках «Цифрового двойника» геолого-технологической модели: продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения»;
- координировал работу по формулировке методических подходов по реализации модуля оценки экономической эффективности в программно-техническом комплексе «Цифровой двойник» геолого-технологической модели: продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения»;
- формировал предложения по разработке структуры, содержания и дизайна модуля оценки экономической эффективности;
- выполнял анализ результатов расчётов показателей себестоимости и экономической эффективности по реализации вариантов изменения

технологических процессов на Южно-Русском месторождении, предлагаемых «Цифровым двойником»;

- руководство работой по технико-экономическому обоснованию реализации проекта «Цифровой двойник» газового технологической модели продуктивный пласт – скважины – газосборная сеть – кущ эксплуатационной арматуры Южно-Русского месторождения.

Заместитель Председателя Правления,
начальник Департамента ПАО «Газпром» О.Е. Аксютин

м.п. «2» 01 2024 г.

Генеральный директор
ОАО «Северинфотехпром» В.В. Дмитрук

м.п. «2» 01 2024 г.

Публичное акционерное общество «Газпром»
(ПАО «Газпром»)

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВЛЕНИЯ

«22» 10 2025 г. № 55 г. Санкт-Петербург № 42

О рассмотрении работ, представленных на соискание премии ПАО «Газпром» в области науки и техники за 2024 год

Правление Публичного акционерного общества «Газпром»

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Присудить премии ПАО «Газпром» в области науки и техники за 2024 год авторским коллективам в составе:

1.1. А.Д. Бариева (руководитель работы, ООО «Газпром трансгаз Уфа»), И.А. Киселев (ООО «Газпром трансгаз Уфа»), А.Ю. Кирин, О.Н. Евсеенко, В.В. Кузнецов, В.А. Сарайкин, В.Н. Юсупов (ПАО «Газпром»), В.В. Киселев (ООО «Газпром трансгаз Томск»), М.Г. Акулов, А.Н. Кузнецов (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ им. акад. Н.Л. Забабахина») – за работу «Программный комплекс «Шлюз» – программно-вычислительный комплекс интеллектуального мультиагентного управления, оптимизации и мониторинга газотранспортных систем».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром трансгаз Уфа» (А.Д. Бариева).

1.2. В.В. Дмитрук (руководитель работы, ООО «Северэнергогазпром»), В.В. Воробьев, А.А. Кольманович, А.А. Лесной, В.Ф. Фролкин (ООО «Северэнергогазпром»), О.Е. Аккуратов, А.А. Круглов, П.А. Крюкова, А.А. Северцов (ПАО «Газпром»), Ш.А. Киселев (ООО «[illegible]») – за работу «Цифровой двойник полного технологического комплекса: предотвращение отказов – снижение – своевременность – проект переключающей арматуры Южно-Русского месторождения».

Выдвинувшая организация – ООО «Северэнергогазпром» (В.В. Дмитрук).

1.3. А.В. Клюкин (руководитель работы, ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), В.А. Марковкин, С.В. Мерзо (ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), И.А. Данилин, В.В. Мурашов (ПАО «Газпром»), А.Н. Федоров, В.А. Макухов (ООО «Газпром проектирование»), Р.Р. Гарифуллин, П.В. Гоголев, И.В. Семенихин (ПАО «Газпром автоматизация») – за работу «Разработка и реализация российской цифровой платформы управления интегрированными технологическими комплексами на базе зарубежных цифровых технологий и систем автоматизации в газодобывающем исполнении на примере Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (В.Ф. Кобычев).

2.14.-0001-168

1

1.4. А.С. Комиссаров (руководитель работы, ООО «Газпром трансгаз Югорск»), А.А. Трембач (ООО «Газпром трансгаз Югорск»), А.С. Кайдош, Т.Ф. Комиссаров, В.А. Марапулец, А.С. Тимиргалеев, Н.С. Тимиргалеев, В.Ю. Хотьянов (ПАО «Газпром»), О.С. Кириченко, Ю.А. Назаров (ООО «ВНИИГАЗ») – за работу «Повышение эффективности работы конструкций собственных нужд производственных объектов ПАО «Газпром» методом комплексного выбывших газифицированных котельных».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром трансгаз Югорск» (А.С. Комиссаров).

1.5. А.Н. Латышев (руководитель работы, АО «Газпромбанк» Филиал «Юг»), Ю.Н. Рассам (ООО «Газпром инвест»), Е.В. Дроздова (ПАО «Газпром»), В.Г. Васильев, Ю.А. Мишь, П.В. Голованов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), А.А. Ишков (ООО «Газпром проектирование»), А.С. Пыхов (ООО «Газпром трансгаз Томск»), А.В. Дулин (ООО «СоюзДорСтрой»), Г.Х. Мухаметзянов (ООО «Фирма Наука») – за работу «Комплекс научно-технических решений по сооружению подводного перехода магистрального газопровода «Сила Сибири». «Участок Комсомольское-Чаянда» через реку Лена».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром инвест» (В.А. Тюрин).

1.6. Е.В. Пономарева (руководитель работы, ООО «Газпромнефть – Промысловые инновации»), А.В. Колбышев, Н.П. Тюленева, О.П. Чуря (ПАО «Газпром нефть»), А.В. Пешкова, А.И. Иванов, К.А. Овчинников (ООО «Газпромнефть – Промысловые инновации»), М.А. Гусев (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), В.Д. Савинова (ООО «ДМИТ») – за работу «Разработка многофункционального пакета присадок для автомобильных бензинов».

Выдвинувшая организация – ПАО «Газпром нефть» (А.В. Дикий).

1.7. Д.А. Васюков (руководитель работы, ООО «Газпром трансгаз Краснодар»), А.С. Белоцерков, Р.В. Насыбайков, В.П. Петрук, А.Н. Русанов, Д.С. Харев (ООО «Газпром трансгаз Краснодар»), Д.А. Васюков, В.Н. Корольков, Д.А. Прошутин (ПАО «Газпром»), С.В. Кадомцев (ООО «НТЦ «Системы-Сервис») – за работу «Российская система автоматического управления газотурбинной установкой с малоэмиссионной камерой сгорания СПГ ГТУ МСКУ 6000 «В-1». Технические решения и их внедрение на объектах ПАО «Газпром».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром трансгаз Краснодар» (Д.А. Васюков).

1.8. С.П. Дегтярёв (руководитель работы, ООО «Газпром добыча Ямбург»), А.В. Аношкин, Э.Ф. Гизатуллин, В.Д. Гретель, Т.Ф. Кильдеев, Р.Ф. Лукманов, А.В. Мирзоянц (ООО «Газпром добыча Ямбург»), А.В. Комаровский, В.Р. Хамзин (ПАО «Газпром»), М.М. Тарусинов (ООО «Газпром добыча Оренбург») – за работу «Повышение эффективности добычи, сбора и подготовки газа и газового конденсата валанжинской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения в условиях завершающей стадии разработки».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром добыча Ямбург» (С.А. Шлыков).

3

1-8. С.Ю. Сычугов (руководитель работы, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Ш.И. Шандрыгосов, А.В. Коробейников, А.О. Дьячк, Д.В. Мотырев, Р.И. Царьков (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), А.В. Крысанов (ПАО «Газпром»), А.У. Мурсалимов (ООО «Газпром добыча Ямбург») – за работу «Оптимизация производственных мощностей по сбору и комплексному природному газа при поиске развития методов интегрированного моделирования разработки месторождений».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (М.Ю. Недешкин).

1-10. А.В. Кашуркин (руководитель работы, ООО «Газпром переработка»), А.В. Васильев, Р.Ф. Гатиев, В.В. Дубенников, М.М. Морозов, В.В. Старухин (ООО «Газпром переработка»), Ю.В. Лобков, Д.В. Новиков (ПАО «Газпром»), А.В. Мишин (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), С.А. Бутовский (АО «Химтек Инжиниринг») – за работу «Разработка комплекса научно-технических решений по повышению эффективности абсорбционной очистки природного газа от кислых компонентов».

Выдвинувшая организация – ООО «Газпром переработка» (А.В. Кашуркин).

2. Отметить высокий научно-технический уровень, практическую значимость для ПАО «Газпром» работы «Программный комплекс «Волна» – программно-вычислительный комплекс моделирования, оптимизации и мониторинга газотранспортных систем», выполненной ООО «Газпром трансгаз Ухта» (А.Д. Бирюков), и принять ее заказной первой категории.

3. Отметить высокий научно-технический уровень, практическую значимость для ПАО «Газпром» работы «Цифровой двойник солнечно-ветрового модуля: продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения», выполненной ООО «Северо-Кавказгазпром» (В.В. Дмитрук), и принять ее заказной второй категории.

4. Отметить, в специальной номинации «За применение технологий искусственного интеллекта» работу «Цифровой двойник солнечно-ветрового модуля: продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения», выполненную ООО «Северо-Кавказгазпром» (В.В. Дмитрук).

5. Наградить организации и авторские коллективы, указанные в пунктах 1–4 настоящего, и выплатить денежное вознаграждение авторским коллективам в соответствии с Положением о премии ПАО «Газпром» в области науки и техники, утвержденным постановлением Правления ПАО «Газпром» от 03 июля 2006 г. № 33 (с последующими изменениями).

6. Заместителю Председателя Правления Ф.К. Салихову, заместителю Председателя Правления – главному бухгалтеру ПАО «Газпром» М.Н. Рыскову обеспечить выплату премий в соответствии с постановлением.

7. Контроль за исполнением постановления возложить на Председателя Правления А.Б. Миллера.

Председатель Правления **А.Б. Миллер**



Газпром

ДИПЛОМ

Награждается
Рабочая академического общества «Газпром»
преподаватель кафедры ПАО «Газпром»
в области науки и техники
за 2021 год

КИСЛЕНКО
НИКОЛАЮ АНАТОЛЬЕВИЧУ

за работу

Цифровой двойник газовой технологической модели
предприятия класса – компрессор – газосборная сеть – кран
перспективный проект на Южно-Русского месторождения

Специальная комиссия
«За публикацию научных
исследовательского интереса»

Расчёт фактического экономического эффекта от использования результатов разработки и внедрения «Цифрового двойника» геолого-технологической модели: продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения»

Выдвигающая организация:

Открытое акционерное общество «Севернефтегазпром»

Название работы: «Цифровой двойник» геолого-технологической модели: продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – пункт переключающей арматуры Южно-Русского месторождения».

Авторский коллектив:

Руководитель работы:

Дмитрук Владимир Владимирович	– кандидат технических наук, генеральный директор ОАО «Севернефтегазпром»

Члены авторского коллектива:

от ОАО «Севернефтегазпром»:

Воробьев Владислав Викторович	– заместитель генерального директора – главный геолог;
Касьяненко Андрей Александрович	– кандидат технических наук, заместитель генерального директора по перспективному развитию;
Легай Алексей Александрович	– главный инженер – первый заместитель генерального директора;
Фаткиев Ильяз Фанасович	– начальник производственного отдела автоматизации;

от ПАО «Газпром»:

Аксютин Олег Евгеньевич	– доктор технических наук, заместитель Председателя Правления – начальник Департамента;
Крутой Алексей Андреевич	– заместитель начальника отдела;
Крюкова Наталья Александровна	– кандидат географических наук, заместитель начальника Управления;
Скворцов Антон Андреевич	– кандидат технических наук, начальник отдела;

от ООО «ВНИИгазэкономика»:

Кисленко Николай Анатольевич	– кандидат технических наук, генеральный директор.

В данном разделе представлен расчёт экономической эффективности научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы (НИОКР) на тему: «Цифровой двойник геолого-технологической модели: продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – цикл переключающей арматуры Южно-Русского месторождения».

Опытная эксплуатация «Цифрового двойника» осуществлялась с 10.01.2022 по 30.06.2022 (приказ ОАО «Севернефтегазпром» от 19.01.2022 № 19), с 01.07.2022 «объект введён в промышленную эксплуатацию» (приказ ОАО «Севернефтегазпром» от 01.07.2022 № 462).

Оценка экономической эффективности проекта выполнена в соответствии со следующими методическими документами:

– СТО Газпром РД 1.12-096-2004 «Внутрикорпоративные правила оценки эффективности НИОКР», утвержден И.о. Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Г. Ананенковым от 16.08.2004 № 70;

– «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» (вторая редакция) утвержденного Министерством экономики РФ, Министерства финансов РФ, Государственного комитета РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике от 21.06.1999 № ВК 477;

– «Методикой оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений», утвержденной временно исполняющим обязанности Председателя Правления ОАО «Газпром» С.Ф. Хомяковым от 09.09.2009 № 01.07-99.

Основными эффектами от внедрения НИОКР в соответствии с СТО Газпром РД 1.12-096-2004 «Внутрикорпоративные правила оценки эффективности НИОКР» являются коммерческий и ресурсный эффекты. На основании этого оценка экономической эффективности реализована с учётом следующих предположений и допущений:

– оценка проекта выполняется в рамках расчётного периода;

– учитываются только расходы и доходы, связанные с проведением и внедрением проекта «Цифровой двойник»;

– используется система цен, действующая на момент выполнения расчётов, инфляция не учитывается;

В данном разделе представлен расчёт экономической эффективности научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы (НИОКР) на тему: «Цифровой двойник геолого-технологической модели: продуктивные пласты – скважины – газосборная сеть – цикл переключающей арматуры Южно-Русского месторождения».

Опытная эксплуатация «Цифрового двойника» осуществлялась с 10.01.2022 по 30.06.2022 (приказ ОАО «Севернефтегазпром» от 19.01.2022 № 19), с 01.07.2022 «объект введён в промышленную эксплуатацию» (приказ ОАО «Севернефтегазпром» от 01.07.2022 № 462).

Оценка экономической эффективности проекта выполнена в соответствии со следующими методическими документами:

– СТО Газпром РД 1.12-096-2004 «Внутрикорпоративные правила оценки эффективности НИОКР», утвержден И.о. Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Г. Ананенковым от 16.08.2004 № 70;

– «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» (вторая редакция) утвержденного Министерством экономики РФ, Министерства финансов РФ, Государственного комитета РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике от 21.06.1999 № ВК 477;

– «Методикой оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений», утвержденной временно исполняющим обязанности Председателя Правления ОАО «Газпром» С.Ф. Хомяковым от 09.09.2009 № 01.07-99.

Основными эффектами от внедрения НИОКР в соответствии с СТО Газпром РД 1.12-096-2004 «Внутрикорпоративные правила оценки эффективности НИОКР» являются коммерческий и ресурсный эффекты. На основании этого оценка экономической эффективности реализована с учётом следующих предположений и допущений:

– оценка проекта выполняется в рамках расчётного периода;

– учитываются только расходы и доходы, связанные с проведением и внедрением проекта «Цифровой двойник»;

– используется система цен, действующая на момент выполнения расчётов, инфляция не учитывается;

– используется принцип сравнения «без проекта» и «с проектом», т.е. оценка эффективности проводится путём сопоставления денежных потоков, связанных с проектом и использованием его результатов, с денежными потоками, которые имели бы место, если бы ЦД не внедрялся.

Основными исходными данными для оценки экономической эффективности проекта являются:

– расчётный период, включающий в себя период разработки и внедрения «Цифрового двойника» (2019-2022 гг.) и период разработки сеноманской и туронской газовых залежей Южно-Русского месторождения до 2045 года;

– капитальные вложения и эксплуатационные затраты в реализацию ЦД;

– налоговые платежи и отчисления, рассчитанные в соответствии с Налоговым кодексом РФ.

Расчёты на период 2019-2023 гг. проведены по фактическим данным, с 2024 года – в масштабе цен на 01.01.2024 г. в рублёвом исчислении при условии 100% реализации газа и ставке дисконтирования, равной 15%.

Стоимость разработки и внедрения ПИОКР составила 226 677,48 тыс. руб. без учёта НДС. Инвестиционные затраты включают в себя расходы на научно-исследовательскую и опытно-конструкторскую работу, разработку программного обеспечения, монтажные и пусконаладочные работы.

Для сопоставления денежных потоков по вариантам, технико-экономические показатели разработки, которые не влияют на реализацию ЦД и являются одинаковыми для вариантов «без проекта» и «с проектом», приняты по данным отчётов, подготовленных ООО «Газпром ВНИИГаз» в рамках выполнения научно-исследовательских работ на тему «Авторский надзор при реализации проектных решений «Технологической схемы разработки сеноманской и туронской газовых залежей Южно-Русского месторождения» в 2021-2024 гг.».

Факторы экономической эффективности внедрения НИОКР

В результате внедрения «Цифрового двойника» в ОАО «Севернефтегазпром»:

– повысилась эффективность управления производственными процессами;

– проводятся расчёты оптимальных режимов управления технологическими процессами при плановом или аварийном отключении элементов скважин и ГСС;

– снижены расходы энергетических ресурсов при добыче и транспорте газа за счёт рационального использования пластовой энергии;

– сокращены издержки на техническое обслуживание и ремонт оборудования в ГСС;

– повысился уровень безопасности при эксплуатации месторождения.

Основными эффектообразующими факторами внедрения ЦД являются:

- изменение уровня добычи газа за счёт подбора оптимальных режимов работы скважин на сеноманской и туронской залежах;

- сокращение геологических потерь при газогидродинамических исследованиях с работой скважин в шлейф на сеноманской и туронской залежах;

- снижение платежей за выбросы вредных веществ в атмосферу как следствие сокращения геологических потерь;

- сокращение расхода газа на собственные технологические нужды газового промысла за счёт поддержания максимального давления в шлейфах на входе ППА при соблюдении геолого-технологических ограничений;

- рациональное и эффективное предупреждение гидратообразования при сокращении объёмов подачи метанола за счёт контроля и управления термобарическими параметрами потоков газа из сеноманской и туронской залежей.

В рамках расчёта экономической эффективности внедрения ЦД была проведена оценка каждого эффектообразующего фактора за 2022-2023 гг. Результаты представлены далее в таблице 1.

Необходимо также отметить, что внедрение «Цифрового двойника» позволило существенно сократить продолжительность расчётов технологических режимов работы сеноманских и туронских скважин: с 7 рабочих дней до 2-х часов.

Таблица 1 – Оценка эффектообразующих факторов по фактическим данным за 2022-2023 гг.

№ фактора	Факторы эффективности при внедрении цифрового двойника	ед. изм. физ.выр-ия	2022		2023		Итого	
			В натуральном выражении	В денежном выражении, млн.руб.	В натуральном выражении	В денежном выражении, млн.руб.	В натуральном выражении	В денежном выражении, млн.руб.
1	Изменение объёма товарного сеноманского газа		-0,1998	-436,05	0,0004	1,05	-0,1992	-435,0030
1.1.	за счёт подбора оптимальных режимов работы скважин	млрд. м.куб.	-0,3049	-668,05	-0,0059	-14,10	-0,3108	-682,1485
1.2.	за счёт сокращения геологических потерь при ГДИ с работой совокупных скважин в шлейф	млрд. м.куб.	0,0000	0,00	0,0128	30,54	0,0128	30,5406
1.3.	Изменение объемов расхода газа на собственные технологические нужды газового промысла за счёт поддержания максимального давления в шлейфах на входе ГПЗА при соблюдении технико-технологических ограничений	млрд. м.куб.	0,0053	11,99	-0,0064	-15,39	-0,0011	-3,3951
2	Изменение объёма товарного туронского газа	млрд. м.куб.	0,2197	501,98	0,1062	253,78	0,3259	755,7614
2.1.	за счёт подбора оптимальных режимов работы скважин	млрд. м.куб.	0,2197	501,98	0,0995	237,73	0,3192	739,7151
2.2.	за счёт сокращения геологических потерь при ГДИ с работой туронских скважин в шлейф	млрд. м.куб.	0,0000	0,00	0,0067	16,05	0,0067	16,0463
3	**Эффект за счёт увеличения выручки при реализации проекта ЦД**		**0,0201**	**45,93**	**0,1066**	**254,83**	**0,1267**	**300,76**
3.1.	Эффект за счет сокращения объемов полуги материала, за счёт интеллектуального мониторинга технологических параметров работы скважин в ГСС Южно-Русского месторождения с использованием ЦД в он-лайн режиме	тыс.тонн	0,118	2,73	0,0778	1,55	0,2342	4,28
3.2.	Эффект за счет снижения платежей за выбросы вредных веществ в атмосферу за счёт сокращения количества последующей скважин и снижения потерь газа	млрд. м.куб.	0,000	0,00	0,0199	1,82	0,0199	1,82
4	**Эффект за счёт сокращения затрат при реализации проекта ЦД**			**2,73**		**3,37**		**6,11**
5	**Итого эффекты при реализации проекта ЦД**			**48,66**		**258,20**		**306,86**

Расчёт снижения платежей за выбросы вредных веществ в атмосферу

Снижение суммы платежей за выбросы вредных веществ в атмосферу было рассчитано в соответствии с сокращением геологических потерь добытого газа при исследовании скважин:

0,0199 * 0,673 * 136,08 = 1,82 млн. рублей,

где 0,0199 – уменьшение геологических потерь сеноманского и туронского газа в валовом измерении, млрд. м^3;

0,673 – коэффициент плотности газа, кг/м^3;

136,08 – ставка платы за 1 тонну загрязняющих веществ, руб. (Постановления Правительства РФ от 13.09.2016 № 913; от 20.03.2023 № 437).

Результаты расчёта экономической эффективности ПВСКР

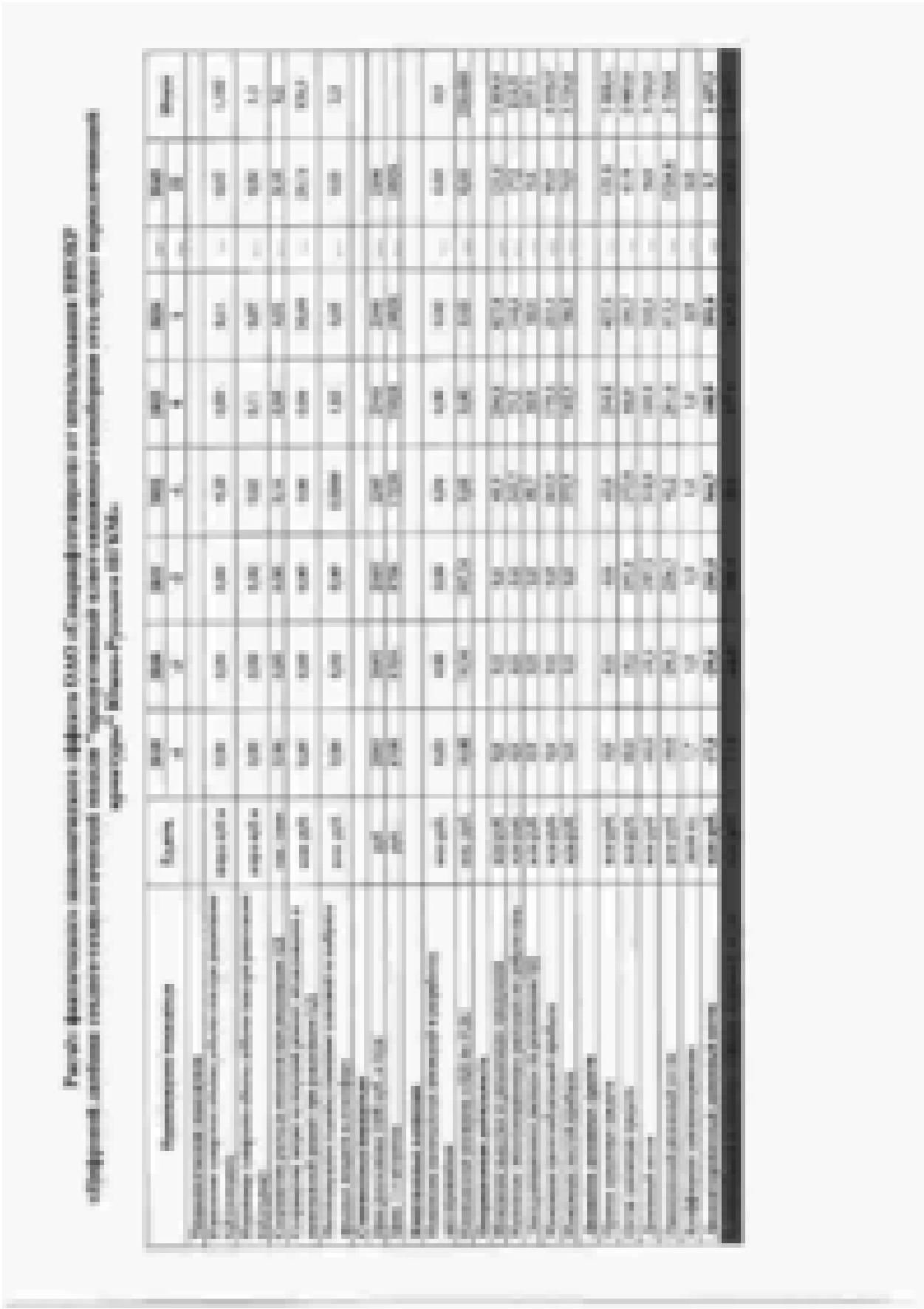
Фактический экономический эффект за фактический период эксплуатации (12) (накопленный дисконтированный денежный поток) составил 247 676,14 тыс. руб., индекс эффективности ПВСКР на 31.12.2023 – 0,2.

Показатели экономической эффективности ПВСКР в целом с учетом разработки Южно-Русского месторождения до 2045 года составят:

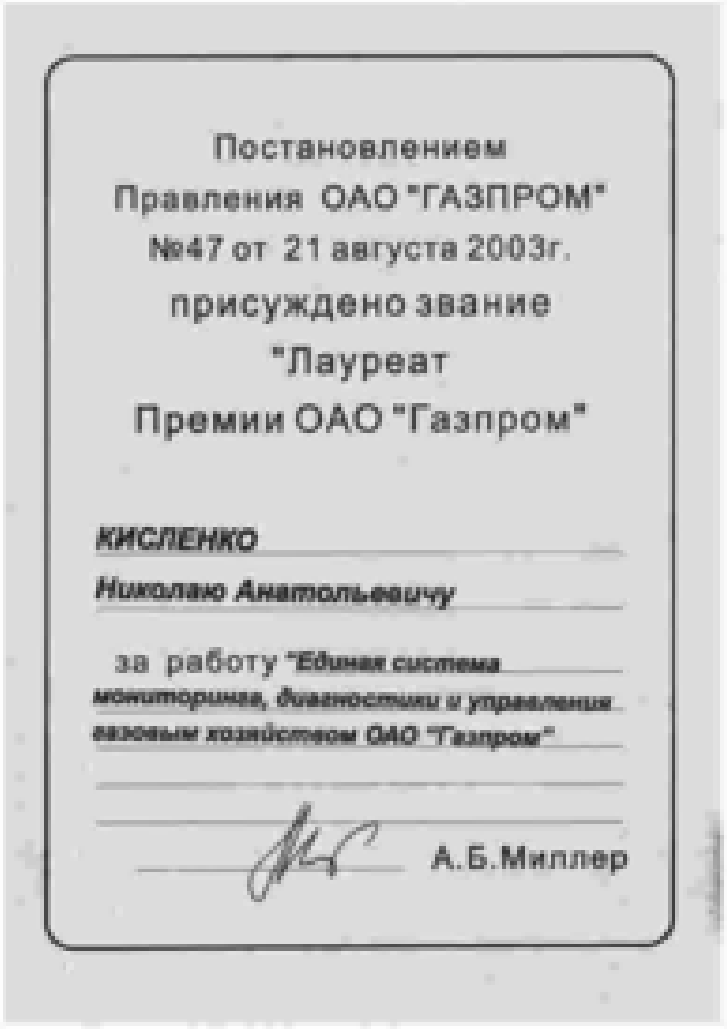
- интегральный эффект (накопленный дисконтированный денежный поток) – 1 427 296,87 тыс. руб.;
- индекс эффективности ПВСКР – 1,3;
- период окупаемости – 3 года;
- ВНД – 95,4%.

Таким образом, вклад мероприятий экономической эффективности научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы (ПВСКР) по теме: «Цифровой двойник геолого-технологической модели продуктивных пластов – коллекторов – газовой залежи – купол первомайского аукулуна Южно-Русского месторождения» показал, что проект является эффективным, т.к. значения чистого дисконтированного дохода положительны, а величина индекса эффективности ПВСКР больше 1.

Генеральный директор
ОАО «Северинжиниринг» В.В. Дмитрук



Б.6 Единая система мониторинга, диагностика и управления газовым хозяйством ОАО «Газпром»



Постановлением
Правления ОАО "ГАЗПРОМ"
№47 от 21 августа 2003г.
присуждено звание
"Лауреат
Премии ОАО "Газпром"

КИСЛЕНКО
Николаю Анатольевичу

за работу "Единая система мониторинга, диагностики и управления газовым хозяйством ОАО "Газпром"

А.Б.Миллер

Б.7 Справка о внедрении результатов диссертационного исследования на соискание ученой степени доктора технических наук на кафедре экономики и управления в топливно-энергетическом комплексе государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Государственный университет управления» (ГУУ), Кисленко Н.А в учебный процесс

