

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

На правах рукописи

Мухина Анастасия Геннадьевна



**МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ АДАПТИВНОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО
УПРАВЛЕНИЯ ПОЖАРОВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТЬЮ ОБЪЕКТОВ
ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ
ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА**

Специальность:

2.3.3. Автоматизация и управление технологическими процессами
и производствами (технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Степин Юрий Петрович

Москва – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТЬЮ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННО- ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА.....	22
1.1 Проблемы производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса применительно к разработке и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений с учетом пожаровзрывобезопасности объектов	22
1.1.1 Объекты и задачи производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса	26
1.1.2 Обслуживание объектов системы «пласт – скважина» газодобывающего комплекса.....	33
1.1.3 Обслуживание объектов системы «установка комплексной подготовки газа – система охлаждения газа – установка подготовки нестабильного конденсата»	40
1.2 Особенности построения многоагентных систем и основные стандарты описания поведения интеллектуальных агентов.....	50
1.3 Применение агентно-ориентированного подхода для реализации вычислительных компонентов киберфизических систем	56
1.4 Основы для разработки платформы синхронизации взаимодействия агентов в составе многоуровневой киберфизической системы в области управления объектами газодобывающего комплекса.....	62
1.5 Этапы работы многоагентной адаптивной компьютерной системы поддержки принятия решений по адаптивному управлению пожаровзрывобезопасностью объектов производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса	64
1.6 Выводы по главе 1	70
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ, АЛГОРИТМОВ И ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА МНОГОАГЕНТНОЙ АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ДЛЯ МОНОКРИТЕРИАЛЬНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ПОЖАРОВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА.....	72

2.1 Моделирование и оптимизация технологий функционирования компонентов многоагентной адаптивной системы поддержки принятия решений по управлению пожаровзрывобезопасностью объектов	72
2.1.1 Обобщенная марковская модель (динамики средних) и многокритериальная оценка работы объектов газодобывающего комплекса с учетом пожаровзрывоопасных состояний.....	74
2.1.1.1 Моделирование и оптимизация выбора технологий низкотемпературной сепарации газа (на примере объектов установки комплексной подготовки газа Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения).....	81
2.1.1.2 Моделирование и оптимизация технологий подготовки газа с применением низкотемпературных режимов (на примере объектов Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения)	89
2.1.2 Моделирование и оптимизация рисков пожаровзрывобезопасности при функционировании групп объектов установки комплексной подготовки газа нефтегазоконденсатных месторождений Ямало-Ненецкого Автономного Округа	103
2.1.3 Многокритериальный выбор технологий комплексной подготовки газа на примере объектов Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.....	107
2.1.3.1 Моделирование и оптимизация технологий очистки газа	107
2.1.3.2 Функционирование групп объектов для реализации осушки газа.....	116
2.2 Моделирование и оптимизация рисков пожаровзрывобезопасности при функционировании групп объектов установки комплексной подготовки газа.....	126
2.2.1. Оптимизация рисков пожаровзрывобезопасности для технологий очистки газа на установке комплексной подготовки газа ..	127
2.2.1.1 Оптимизация рисков для объектов группы «сепараторы».....	127
2.2.1.2. Оптимизация рисков для объектов группы «разделители жидкости»	132
2.2.1.3 Оптимизация рисков для объектов группы «теплообменники».....	138
2.2.1.4 Результаты оптимизации рисков для групп объектов установки комплексной подготовки газа при реализации технологий очистки газа	143

2.2.2 Оптимизация рисков пожаровзрывобезопасности для технологий осушки газа на установке комплексной подготовки газа ...	144
2.2.2.1 Оптимизация рисков для объектов группы «дегазаторы»	144
2.2.2.2 Оптимизация рисков для объектов группы «фильтры»	150
2.2.2.3 Оптимизация рисков для объектов группы «абсорберы»	155
2.2.2.4 Оптимизация рисков для объектов группы «насосы»	160
2.2.2.5 Результаты оптимизации рисков для групп объектов установки комплексной подготовки газа при реализации технологий осушки газа.....	165
2.3 Моделирование и оптимизация выбора технологий комплексной подготовки газа с учетом пожаровзрывоопасных состояний объектов.	166
2.4 Многокритериальная оценка (метод анализа иерархий) для выбора пожаровзрывобезопасного варианта функционирования подсистемы компрессорной установки.....	175
2.5 Выводы по главе 2.....	182
ГЛАВА 3 МОДЕЛИ АДАПТИВНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ МНОГОАГЕНТНОЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ПОЖАРОВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТЬЮ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА.....	185
3.1 Многокритериальный выбор модели адаптивного прогноза пожаровзрывобезопасного состояния объектов.....	185
3.1.1 Разработка алгоритма многокритериального выбора модели аппроксимации для адаптивного прогнозирования показателей добычи углеводородов с учетом пожаровзрывобезопасности объектов	188
3.2 Разработка моделей и алгоритмов адаптивного прогноза состояния системы «пласт – скважина» для компьютерной системы поддержки принятия решений по оптимизации управления рисками пожаровзрывобезопасности объектов	204
3.2.1 Применение модели фильтра Калмана при решении задач оценивания.....	207
3.2.2 Применение ансамблевого фильтра Калмана и разработанных модификаций для адаптивного прогноза показателей добычи углеводородов с учетом пожаровзрывобезопасности объектов.....	211
3.2.3 Применение моделей сглаживания для адаптивного прогноза показателей добычи углеводородов	215

3.2.4	Применение модели локального ансамбля фильтра Калмана для управления и прогнозирования добычи углеводородов.....	217
3.2.5	Результаты адаптации показателей вектора состояния системы «пласт – скважина» с помощью моделей фильтра Калмана	218
3.3	Многокритериальная оценка показателей (критериев) состояния пласта в системе «пласт – скважина – установка комплексной подготовки газа – установка подготовки нестабильного конденсата» и оптимизация выбора множественного ансамбля фильтра Калмана	226
3.4	Модели и алгоритмы адаптивного управления в условиях нечеткой информации	233
3.4.1	Применение нечеткого логического вывода в разработке моделей адаптивного управления объектами. Общая постановка	234
3.4.2	Применение механизма нечеткого логического вывода для адаптивного прогноза вектора состояния системы «пласт – скважина» и определения модели аппроксимации показателей добычи углеводородов с учетом пожаровзрывобезопасности объектов	240
3.4.3	Решение задачи адаптивного управления объектом «пласт» системы «пласт – скважина – установка комплексной подготовки газа» с применением нечеткого логического вывода	246
3.5	Выводы по главе 3.....	249
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА И ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МОДЕЛЕЙ СЕТЕЦЕНТРИЧЕСКОЙ МНОГОАГЕНТНОЙ АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ДЛЯ АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПОЖАРОВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТЬЮ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА.....		252
4.1	Применение моделей сетецентрического управления распределенными объектами газодобывающего комплекса при определении показателей пожаровзрывобезопасности системы «пласт – скважина – установка комплексной подготовки газа».....	252
4.2	Архитектура многоагентной адаптивной системы поддержки принятия решений по управлению пожаровзрывобезопасностью объектов	264
4.3	Результаты работы программных модулей для многоагентной адаптивной системы поддержки принятия решений по управлению пожаровзрывобезопасностью объектов.....	271

4.3.1 Модуль оценки информативности показателей пожаровзрывобезопасности объектов газодобывающего комплекса	271
4.3.2 Модуль многокритериального выбора моделей адаптивного прогнозирования показателей пожаровзрывобезопасности на объектах системы «пласт – скважина – установка комплексной подготовки газа – система охлаждения газа – установка подготовки нестабильного конденсата»	273
4.3.3 Модуль многокритериального выбора и оптимизации технологии подготовки газа с учетом пожаровзрывоопасных состояний групп объектов	274
4.3.4 Модуль адаптивной диагностики пожаровзрывобезопасного функционирования объектов газодобывающего комплекса	276
4.4 Выводы по главе 4	281
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	284
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	288
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	291
ПРИЛОЖЕНИЕ А (справочное). Компоненты базы моделей многоагентной адаптивной системы поддержки принятия решений по управлению пожаровзрывобезопасностью объектов производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса	306
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное). Свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ	308
ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное). Акты внедрения результатов диссертации	313

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Производительность функционирования технологических объектов и подсистем разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) в значительной степени определяется эффективностью их производственно-технического обслуживания (ПТО), включающего в том числе организационно-технологические мероприятия по обеспечению пожаровзрывобезопасности (ПВБ) критически важных технологических объектов газовых промыслов (ГП). Среди проблем и задач ПТО применительно к опасным производственным объектам (ОПО) добычи и подготовки углеводородов в диссертации выделен и рассматривается комплекс задач, касающийся обеспечения пожаровзрывобезопасности объектов ПТО газодобывающих комплексов (ГДК).

Согласно ГОСТ 5542–2014 и ряду СТО природный горючий газ является пожаровзрывоопасным продуктом и образует с воздухом взрывоопасные смеси. Газовый конденсат также является легковоспламеняющейся смесью тяжелых углеводородов метанового ряда. Все средства измерений – количества газа (СИКГ) и количества газового конденсата (СИКГК), которые применяются во взрывоопасных зонах, должны отвечать требованиям пожаровзрывобезопасности. Известно, что системы ПТО объектов добычи нефти и газа являются распределенными. Кроме того, они обрабатывают большой объем информации, в том числе стохастической и нечеткой, касающейся принятия решений по обеспечению пожаровзрывобезопасности на ОПО ПТО газодобывающих комплексов.

В осложненных условиях среды эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений соблюдение безаварийных пожаровзрывобезопасных режимов эксплуатации объектов ПТО ГДК затруднено в связи с неполнотой и зашумленностью промышленных данных. Более того, недостаток учета взаимодействия функционирующих ОПО ПТО ГДК и их территориальная распределенность также влияют на результаты обеспечения их пожаровзрывобезопасности. В связи с этим возникает **проблема**, которая состоит

в необходимости повышения эффективности тактического и оперативного адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК с учетом взаимодействия между распределенными пожаровзрывоопасными объектами ПТО ГДК, а также неполноты и особенностей изменения показателей ПВБ объектов ПТО ГДК.

Получение плановых показателей добычи углеводородов и повышение эффективности управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК не представляется осуществимым в полной мере без разработки моделей и алгоритмов адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК (с учетом осложненных условий разработки и эксплуатации НГКМ, например, Арктического региона). Ситуация осложнена и недостатком в части разработки моделей и алгоритмов по выбору предпочтительных режимов функционирования объектов технологических линий установки комплексной подготовки газа (УКПГ), станции охлаждения газа (СОГ) и установки подготовки нестабильного конденсата (УПНК) при применении способов низкотемпературной сепарации (НТС) и низкотемпературной абсорбции (НТА).

Согласно технологическим регламентам эксплуатации УКПГ и СОГ газового промысла НГКМ Западной Сибири установлен ряд требований к содержанию зданий, сооружений и помещений, расположенных на территории УКПГ и СОГ и представляющих собой взрывоопасные производственные объекты. Кроме того, на объектах УКПГ, СОГ и УПНК предусмотрены системы пожаротушения, оснащение первичными средствами пожаротушения и оборудование автоматическими системами пожарной сигнализации.

Технологическим блокам УКПГ, СОГ и УПНК в большинстве случаев присваивается первая категория взрывоопасности [1]. Здания, помещения и наружные установки УКПГ, СОГ и УПНК относятся, как правило, к категориям А и Ан по взрывопожарной и пожарной опасности [1]. Возникновение пожара, достижение уровня загазованности более 50 % нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР), повышение давления газа на выходе здания переключающей арматуры (ЗПА), технологического корпуса подготовки

газа (ТКПГ) и площадки охранных кранов приводят к аварийным остановкам подсистем подготовки газа и газового конденсата. Поэтому с учетом изложенных выше положений представляется необходимым разработать математическое и программное обеспечение автоматизированных систем управления (АСУ) функционированием пожароопасных объектов ПТО ГДК в системе «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК», а в условиях неопределенности исходной промышленной информации – осуществлять непрерывный контроль за обеспечением ПVB объектов ПТО ГДК.

В связи с вышеизложенным актуальность исследования данной диссертационной работы заключается в необходимости совершенствования и разработки новых моделей и алгоритмов адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью ОПО ГДК, а также разработки программно-вычислительного комплекса (ПВК) многоагентной адаптивной сетевцентрической системы поддержки принятия решений (МАССППР) для автоматизированного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК (модули которой являются вычислительным ядром киберфизической системы по управлению пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК).

Степень разработанности темы исследования. Проблемам моделирования, автоматизированного управления и оптимизации различных видов ПТО, в том числе ряду аспектов пожаровзрывобезопасности, как в нефтегазовой отрасли, так и в других отраслях промышленности посвящено достаточно большое количество научных исследований, в частности:

1) вопросам построения компьютерной системы поддержки принятия решений (КСППР), в том числе автоматизации управления различными аспектами ПVB в нефтегазовой отрасли, применения марковских моделей для решения других прикладных задач нефтегазовой отрасли – работы Э.А. Трахтенгерца, Ю.П. Стёпина, М.Г. Сухарева, В.В. Рыкова, Е.С. Вентцель, Л.А. Овчарова, Н.Г. Топольского, Д.В. Тараканова, В.П. Молчанова, И.М. Абдурагимова, А.В. Фёдорова, И.В. Самарина, А.Ю. Шебеко, Д.М. Гордиенко, Р.Ш. Хабибулина, А.Н. Членова, Ю.В. Пруса, В.Ч. Реутта, С.В. Гудина;

2) вопросам адаптивного управления производственными структурами, в том числе применения методов сетецентрического управления – работы Ф.Ф. Пашенко, Э.А. Трахтенгерца, Ю.П. Стёпина, А.В. Маслобоева, В.А. Путилова, С.В. Чупрова;

3) вопросам состояния разработки информационно-управляющих и автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) газопромысловых объектов НГКМ Крайнего Севера Российской Федерации – работы Р.А. Алиева, В.А. Истомина, А.В. Прокопова, С.Е. Душина, С.Е. Абрамкина, Г.А. Ланчакова;

4) вопросам применения моделей фильтрации, линейного оценивания и стохастического управления – работы Н. Винера, Р. Калмана, А.Н. Колмогорова, П.Л. Чебышева, М.Х.А. Дэвиса, А.В. Балакришнана, А.Н. Ширяева, Р.Ш. Липцера.

В работах Трахтенгерца Э.А. и Стёпина Ю.П. [2; 3; 4; 5] подчеркивается необходимость применения методов и моделей принятия решений по адаптивному сетецентрическому управлению нефтегазодобывающим производством в условиях неопределённости и риска. Применению технологий многоагентного моделирования и принципов сетецентрического управления для контроля безопасности производственных структур, в том числе адаптивному управлению пожарными рисками на объектах нефтегазовой отрасли, посвящены труды Путилова В.А. и Маслобоева А.В. [6; 7], Хабибулина Р.Ш., Гудина С.В. [8; 9]. Основы адаптивного управления производственными структурами изложены Чупровым С.В. в работе [10]. Вопросы автоматизации управления пожаровзрывобезопасностью, в том числе применительно к объектам нефтегазодобывающей промышленности, рассмотрены в трудах Топольского Н.Г., Членова А.Н., Федорова А.В., Шебеко А.Ю., Буцынской Т.А., Рубцова Д.Н., Абдурагимов И.М., Гордиенко Д.М., Самарина И.В., Хабибулина Р.Ш., Тараканова Д.В., Молчанова В.П., Реутта В.Ч. [11; 12; 13; 14; 15; 16; 17; 18]. Методика, предложенная Членовым А.Н., Федоровым А.В. совместно с Буцынской Т.А., Рубцовым Д.Н., Смирновым В.И. в работе [12], рекомендована к применению в целях оперативной оценки быстрого действия срабатывания противоаварийной защиты. Абдурагимов И.М. совместно с соавторами посвятил

труд [13] исследованию физико-химических основ и скорости процессов горения с учетом условий их возникновения. Работа [14] Гордиенко Д.М., Шебеко Ю.Н., Шебеко А.Ю. совместно с соавторами ориентирована на исследование понятия и критериев пожарного риска для определение пожаровзрывобезопасности промышленных объектов. В [15] Самарин И.В. отмечает рост количества ошибок при принятии решений по управлению пожаровзрывобезопасностью лицом, принимающим решение, с увеличением объема промышленных данных, что определяет актуальность применения программно-аппаратного комплекса информационно-аналитической системы стратегического планирования мероприятий по обеспечению пожаровзрывобезопасности. Хабибулиным Р.Ш. и Таракановым Д.В. в [16] предложена разработка моделей относительной важности пожарных рисков и применение методов многокритериального анализа пожарных рисков при развитии системы обеспечения пожарной безопасности. Молчанов В.П. проводит исследование обеспечения пожарной безопасности морских ледостойких нефтедобывающих платформ, а также анализ возможных пожароопасных аварийных ситуаций на платформе [17]. В.Ч. Реутт совместно с соавторами рассматривает решение вопроса проектирования систем пожарной защиты объектов кустовых баз сжиженного природного газа [18].

Применению теории марковских случайных процессов, разработке марковских моделей для решения задач управления производственной безопасностью объектов и процессов нефтегазодобывающего комплекса, и, в частности, оценке готовности объектов обеспечения пожаровзрывобезопасности, посвящены труды Стёпина Ю.П., Сатина А.П., Ле Т.Б., Пруса Ю.В., Сухарева М.Г., Рыкова В.В., Вентцель Е.С., Овчарова Л.А. [4; 19; 20; 21; 22]. Марковская модель, предложенная в [19] Сатиным А.П., Ле Т.Б., Прусом Ю.В., может быть задействована при разработке автоматизированных систем поддержки принятия решений по управлению материально-техническими ресурсами подразделений пожарной охраны.

Применению методов разработки автоматизированных систем управления производственной безопасностью критически важных объектов производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса Арктического региона, в

том числе объектов нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера, посвящены работы Алиева Р.А., Прокопова А.В., Истомина В.А., Абрамкина С.Е., Ланчакова Г.А. [23; 24; 25; 26]. Труд [23] Алиева Р.А. совместно с соавторами определяет необходимость разработки гибридных интеллектуальных систем управления и распределённых интеллектуальных мультиагентных систем применительно к газопромысловым пожароопасным объектам нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера. В работе [24] Прокопов В.А. совместно с соавторами определяет важность выбора предпочтительной низкотемпературной технологии подготовки газа в зависимости от состава пластового газа, а также технико-экономических и логистических факторов. Авторы подчеркивают обоснованность применения способов низкотемпературной сепарации с дросселированием. В труде [25] Абрамкин С.Е. совместно с соавторами определяет необходимость разработки компьютерных моделей управляемых процессов добычи газа с учетом анализа больших объёмов промышленных данных. Ланчаков Г.А. и соавторы работы [26] определяют направления повышения эффективности добычи и подготовки газа на нефтегазоконденсатных месторождениях Крайнего Севера, подчеркивая роль проектирования и определения мощности установок комплексной подготовки газа для определения эффективности переработки углеводородов.

В целях оценки готовности пожарных сил и средств автоматизированных систем управления пожаровзрывобезопасностью объектов газодобывающего комплекса целесообразна разработка моделей и алгоритмов адаптивного прогнозирования и управления пожаровзрывобезопасностью промышленных объектов. Основы разработки и применения моделей прогнозирования, применения методов фильтрации рассмотрены в трудах видных ученых - Р. Калмана, Н. Винера, А.Н. Колмогорова, А.Н. Ширяева, Р.Ш. Липцера, М.Х.А. Дэвиса, А.В. Балакришнана, П.Л. Чебышева [27; 28; 29; 30; 31; 32; 33].

Однако анализ научных работ по указанным выше направлениям исследований показывает, что в настоящее время отсутствуют публикации по системному, комплексному применению современных методов сетцентрического управления и многоагентного моделирования для адаптивного управления ПТО

ОПО ГДК, особенно в части обеспечения их пожаровзрывобезопасного состояния, что также подтверждает актуальность и важность исследований, проведенных в диссертации.

Такая постановка решения рассматриваемой проблемы в диссертации базируется на следующих факторах:

- недостаточная проработанность вопросов выбора критериев оценки пожаровзрывобезопасных состояний объектов ПТО ГДК в ряде отраслевых регламентирующих документов в области автоматизированного управления разработкой и эксплуатацией НГКМ, расположенных в осложненных условиях среды;

- ошибки в применении моделей и алгоритмов управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК, что может привести к увеличению временных затрат на техническое обслуживание пожароопасных объектов ПТО ГДК и, как следствие, к нарушению обеспечения рациональных режимов работы объектов ПТО ГДК;

- проблемы адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК, которые касаются, как правило, задач тактического и оперативного управления, и здесь особенно важна реализация многоуровневой системной модели адаптивного автоматизированного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК применительно к системе «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК», которая имеет распределенный характер.

В опубликованных научных работах отсутствует такая системная методология адаптивного автоматизированного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК применительно к системе «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК», в особенности в направлении разработки математических моделей адаптивного прогнозирования пожаровзрывобезопасного состояния объектов ПТО ГДК.

Объектом исследования является автоматизация процессов управления производственно-техническим обслуживанием пожароопасных объектов

газодобывающего комплекса, функционирующих в условиях неопределённости и рисков.

Предметом исследования являются научные основы построения, математические модели, алгоритмы и технологии разработки программного обеспечения многоагентной адаптивной системы поддержки принятия решений (МАСППР) для адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью ОПО ГДК.

Целью работы является совершенствование методов повышения эффективности тактического и оперативного управления ПТО ОПО ГДК, обеспечивающих пожаровзрывобезопасность функционирования таких объектов. Для достижения поставленной цели необходимо поставить и решить следующие **научные задачи исследования**.

1. Выполнить анализ методов сетецентрического управления, адаптивного управления и агентного моделирования для осуществления тактического и оперативного управления пожаровзрывобезопасностью ОПО ГДК.

2. Разработать архитектуру, математические модели и алгоритмы расчетных модулей МАСППР по адаптивному управлению пожаровзрывобезопасностью ОПО ГДК с применением технологий многоагентного моделирования и принципов сетецентрического управления.

3. Разработать модели и алгоритмы многокритериального выбора и адаптивного прогнозирования показателей пожаровзрывобезопасности системы ОПО «пласт – скважина» (тактический уровень).

4. Для системы ОПО «УКПГ – СОГ – УПНК» разработать модели функционирования групп однородных (находящихся в одних и тех же состояниях) элементов для обеспечения адаптивного прогнозирования пожаровзрывобезопасности (тактический и оперативный уровни).

5. Для системы ОПО «УКПГ – СОГ – УПНК» разработать модели оптимизации рисков недополучения дохода при заданных затратах на обеспечение пожаровзрывобезопасных состояний объектов ПТО ГДК (тактический уровень).

6. Разработать модели оптимизации выбора технологии очистки и осушки газа в условиях низкотемпературных режимов подготовки газа с учетом соблюдения требований пожарной безопасности объектов ПТО ГДК.

Методология и методы исследования. Для решения задач, поставленных в диссертации, применены следующие **методы исследования**: основы обработки статистических данных, аппарат линейного стохастического оценивания, аппарат множественного ансамбля фильтра Калмана (АФК) (при разработке моделей и алгоритма адаптивного прогнозирования показателей пожаровзрывобезопасности ОПО ПТО ГДК), аппарат марковских случайных процессов с дискретными состояниями (при разработке моделей оптимизации рисков при функционировании объектов УКПГ, СОГ и УПНК), методы многокритериального анализа (при разработке алгоритма многокритериального выбора модели адаптивного прогнозирования показателей ПВБ объектов «пласт – скважина», алгоритма многокритериального выбора предпочтительного типа технологии подготовки газа на УКПГ), методы оптимизации (при разработке моделей оптимизации рисков при функционировании объектов системы «УКПГ – СОГ – УПНК»), методы многоагентного моделирования и сетецентрического управления (при разработке ПВК МАСППР по адаптивному автоматизированному управлению пожаровзрывобезопасностью ОПО ПТО ГДК).

Научная новизна диссертационной работы заключается в развитии методов и моделей адаптивного автоматизированного управления пожаровзрывобезопасностью ОПО ПТО ГДК. При этом впервые получены следующие новые научные результаты, в частности:

1. Модели и алгоритмы многокритериального выбора и адаптивного прогнозирования на тактическом уровне показателей ПВБ системы ОПО «пласт-скважина», отличающиеся модифицированной системой показателей пожаровзрывобезопасности; многокритериальным выбором моделей аппроксимации исходных данных с применением нечёткого логического вывода; многокритериальным выбором и применением

модификаций множественного ансамбля фильтра Калмана для адаптивного прогнозирования показателей пожаровзрывобезопасности.

2. Модели и алгоритмы для оценки на тактическом и оперативном уровне показателей пожаровзрывобезопасности системы ОПО «УКПГ», отличающиеся применением теории марковских случайных процессов в части динамики средних путем выделения однородных групп ОПО, блуждающих по одним и тем же состояниям и образующих взаимодействующие марковские случайные процессы.
3. Модели и алгоритмы многокритериальной оптимизации рисков недополучения дохода при заданных затратах на обеспечение пожаровзрывобезопасных состояний объектов ПТО ГДК, отличающиеся тем, что часть уравнений Колмогорова в стационарном режиме, записанных относительно средних численностей состояний, лицо, принимающее решение (ЛПР), часть относит к критериям, а часть к ограничениям, а также многокритериального выбора предпочтительной технологии подготовки газа на пожароопасных производственных объектах системы УКПГ.
4. Архитектура и технологии взаимодействия программных агентов многоагентной адаптивной сетевидной СППР по управлению пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК.

Теоретическая значимость полученных научных результатов состоит в развитии научных подходов к повышению эффективности тактического и оперативного адаптивного автоматизированного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК. Результаты, полученные в диссертации, будут способствовать развитию научных основ, алгоритмического обеспечения автоматизированных систем управления ПВБ объектов ПТО ГДК.

Практическая значимость исследования состоит в возможности применения разработанных моделей и алгоритмов в разработанной МАСППР при определении ЛПР предпочтительных пожаровзрывобезопасных технологических режимов функционирования объектов УКПГ, предпочтительных типов технологий подготовки газа и газового конденсата. Результаты, полученные в

исследовании, позволят обеспечивать ЛПР информацией о динамике показателей пожаровзрывобезопасности ОПО ПТО ГДК, о работоспособных и неработоспособных пожароопасных состояниях групп однородных элементов УКПГ, об уровне рисков при функционировании групп технологических объектов с учетом их взаимодействия.

Степень достоверности научных результатов обоснована применением распространенных подходов к решению задач прогнозирования и управления (применительно к объектам системы «пласт – скважина» на тактическом уровне управления), методов оптимизации и аппарата случайных процессов (применительно к объектам УКПГ). Предложенный комплекс моделей и алгоритмов апробирован на основе полученных промышленных данных разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений Арктического региона.

Результаты исследования получены на основе производственной информации (месячные эксплуатационные рапорты (МЭР) проекта эксплуатации НГКМ Западной Сибири, Технологический регламент, проект разработки и эксплуатации НГКМ Западной Сибири). Полученные показатели в работе являются достоверными, а выводы не противоречат положениям государственных и международных стандартов и нормативных документов (ГОСТ Р 53713–2009, ГОСТ Р 55062–2012, ГОСТ Р 27.102–2021, FIPA, MASIF, CORBA, Р Газпром 2-2.1-579–2011 «Автоматизированный газовый промысел. Основные требования к технологическому оборудованию и объемам автоматизации»).

На защиту выносятся:

1. Модели и алгоритмы для оценки на тактическом и оперативном уровне показателей пожаровзрывобезопасности системы ОПО УКПГ, построенные на базе применения теории марковских случайных процессов в части динамики средних, взаимодействующих марковских случайных процессов.

2. Модели и алгоритмы многокритериальной оптимизации рисков недополучения дохода при заданных затратах на обеспечение пожаровзрывобезопасных состояний объектов ПТО ГДК, а также многокритериального выбора предпочтительной технологии подготовки газа.

3. Модели и алгоритмы многоконтурного адаптивного управления объектами ПТО ГДК в системе ОПО «пласт-скважина» на тактическом и оперативном уровне.

4. Архитектура и технология взаимодействия компонентов программного комплекса многоагентной адаптивной сетевцентрической СППР по управлению пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК.

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 2.3.3. Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами, а именно: п. 15 «Теоретические основы, методы и алгоритмы диагностирования (определения работоспособности, поиск неисправностей и прогнозирования) АСУТП, АСУП, АСТПП» в части разработки моделей и алгоритма многокритериального выбора предпочтительной технологии очистки и осушки газа, моделей оптимизации рисков применительно к функционированию групп объектов ПТО ГДК, а также в части разработки алгоритмов многокритериального выбора моделей адаптивного прогнозирования показателей пожаровзрывобезопасности применительно к объектам «пласт – скважина» на тактическом уровне управления; п. 16 «Средства и методы проектирования и разработки технического, математического, лингвистического и других видов обеспечения АСУ» в части разработки многоагентной интеллектуальной адаптивной системы поддержки принятия решений по управлению объектами ПТО ГДК; п. 5 «Научные основы, алгоритмическое обеспечение и методы анализа и синтеза систем автоматизированного управления технологическими объектами» в части разработки обеспечения многоагентной адаптивной системы поддержки принятия решений для адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью ОПО ГДК.

Апробация работы. Основные результаты докладывались на следующих конференциях и семинарах: Международной научно-практической студенческой конференции «Нефть и газ – 2011» (2011, 2014, 2021 гг.); Международной студенческой научно-практической конференции «Oil and Gas Horizons» (2011, 2013, 2015 гг.); 1-й Международной научной конференции «Прикладные и фундаментальные исследования» (Saint Louis (дистанционное участие), 27–28

октября 2012 г.); научном семинаре «45. Institutskolloquium 2015» (г. Циттау, Hochschule Zittau/Görlitz, департамент IPM, январь 2015 г.); Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» (г. Москва, 2016, 2018 гг.); Научном семинаре кафедры АСУ совместно с международным исследовательским институтом IRIS (г. Москва, 2010–2012 гг.); Региональной технологической конференции компании OSIsoft «Цифровое предприятие с PI System» (г. Москва, 15–16 мая 2018 г.); IX Международной научной конференции «ИТ-Стандарт 2019» (г. Москва, МИРЭА – Российский технологический университет, 11–12 марта 2019 г.); Международной научной конференции «Гуманитарные Губкинские чтения» (г. Москва, 5–6 апреля 2018 г., 4–5 апреля 2019 г.); 63-й Всероссийской научной конференции МФТИ, секция математического моделирования и вычислительного эксперимента (г. Москва, МФТИ, 23–29 ноября 2020 г.); Ежегодном семинаре «16th International EnKF Workshop» (8–11 июня 2021 г. (дистанционный формат)); Международной научно-практической конференции «Computational Methods & Ocean Technology (COTech)» (г. Москва, ноябрь 2021 г.); Международной конференции Maple Conference (дистанционное участие, ноябрь 2021 г.); Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа», ИПНГ РАН (г. Москва, ИПНГ РАН, 20–21 октября 2022 г., 16–18 октября 2024 г.); II Всероссийской научно-практической конференции «Сжиженный природный газ: проблемы и перспективы» (г. Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 8–9 ноября 2022 г.); XIV Всероссийской конференции «Новые технологии в газовой промышленности» (г. Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 14–18 ноября 2022 г.); I Всероссийской научно-практической конференции «Цифровые технологии и платформенные решения для управления развитием электроэнергетики» (г. Севастополь, Севастопольский государственный университет, 23 марта 2023 г.); V Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа», ИПНГ РАН (г. Москва, ИПНГ РАН, 20–21 октября 2022 г.); VII Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа», ИПНГ РАН (г. Москва, ИПНГ РАН, 16–18

октября 2024 г.); Международной научно-практической конференции молодых ученых «Искусственный интеллект – возможности практического применения» AIRPA 2024 (г. Алматы, Caspian University, 10–11 октября 2024 г.).

Публикации результатов. По результатам диссертации опубликовано 20 печатных работ, 11 статей в журналах, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (ВАК России) для публикации результатов диссертаций на соискание ученой степени доктора и кандидата наук. Получены свидетельства Роспатента о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Личный вклад. Результаты и выносимые на защиту научные положения диссертационного исследования получены автором. Постановка задач, структурирование глав диссертации, анализ и проверка полученных результатов выполнены с научным руководителем. В публикациях, написанных в соавторстве, автору принадлежат разработанные модели, алгоритмы, программное обеспечение и способы решения задач, поставленных в диссертации. Все расчеты, приведенные в диссертации, получены лично автором. Диссертантом приведены основания применимости технологий многоагентного моделирования и методов сетцентрического управления при создании программно-вычислительного комплекса разработанной многоагентной адаптивной компьютерной системы поддержки принятия решений по оптимизации управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК применительно к эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений Арктического региона.

Внедрение результатов работы. Результаты, представленные в диссертационной работе, рекомендованы к внедрению в Лабораторию подготовки газа и газового конденсата газодобывающего предприятия Западно-Сибирского региона, планируются к внедрению в научно-исследовательскую деятельность и учебный процесс Академии ГПС МЧС России, учебную деятельность РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Структура и объем работы. Диссертация содержит введение, четыре главы, заключение, список сокращений и условных обозначений, список литературы из

198 наименований и трёх приложений на 16 листах. Общий объём работы составляет 321 страницу текста, 61 рисунок и 74 таблицы.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТЬЮ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

1.1 Проблемы производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса применительно к разработке и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений с учетом пожаровзрывобезопасности объектов

Производительность функционирования объектов и подсистем разработки и эксплуатации НГКМ Крайнего Севера в значительной степени определяется эффективностью их производственно-технического обслуживания, включающего в том числе организационно-технологические мероприятия по обеспечению ПВБ критически важных технологических объектов газовых промыслов (ГП). Среди проблем и задач ПТО (энергетическое обслуживание, техническое обслуживание и ремонт (ТОиР), геофизические исследования скважин и др.) применительно к ОПО добычи и подготовки углеводородов в диссертации выделен и рассматривается комплекс задач, касающихся пожаровзрывобезопасности объектов ГДК. Решение задач по повышению эффективности функционирования объектов ПТО ГДК рассматривается по уровням системы «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК», для которой взаимное влияние технологических показателей входящих в нее объектов определяет обеспечение пожаровзрывобезопасных состояний технологических объектов газовых промыслов ГДК.

Под ПТО системы газодобывающего комплекса в диссертации подразумевается совокупность организационно-технических операций, направленных на определение состояния объектов добычи и подготовки газа, оценивание изменения показателей ПВБ на краткосрочном и среднесрочном временном интервале, выполнение диагностики оборудования пожароопасных объектов добычи углеводородов. В частности, для решения задачи адаптивного прогнозирования пожаровзрывобезопасного состояния объектов ПТО ГДК целесообразно провести анализ показателей ПВБ объектов системы «пласт – скважина», в том числе обводненности, уровня загазованности, предельно

допустимой концентрации пожароопасных компонентов, влагосодержания товарного газа и расхода ингибиторов гидратообразования, оказывающих влияние на эффективность адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью ОПО ПТО ГДК.

Отметим, что согласно [25; 34] природный горючий газ является пожаро-взрывоопасным продуктом и образует с воздухом взрывоопасные смеси. Газовый конденсат также является легковоспламеняющейся смесью тяжелых углеводородов метанового ряда. Все средства измерений СИКГ и СИКГК, которые применяются во взрывоопасных зонах, должны отвечать требованиям ПВБ. Известно, что системы ПТО объектов добычи нефти и газа являются распределенными. Они обрабатывают большой объем информации, в том числе стохастической и нечеткой, которая касается принятия решений по обеспечению ПВБ на ОПО ПТО газодобывающих комплексов.

Соблюдение пожаровзрывобезопасных режимов эксплуатации объектов ПТО ГДК осложнено неполнотой и зашумленностью величин показателей ПВБ, полученных при функционировании ОПО НГКМ Крайнего Севера. Обеспечение пожаровзрывобезопасности ОПО ГДК затруднено из-за недостаточного учета взаимодействия функционирующих объектов ПТО ГДК и их территориальной распределенности. В связи с этим возникает проблема, которая состоит в необходимости повышения эффективности тактического и оперативного адаптивного управления ПВБ объектов ПТО ГДК с учетом взаимодействия между распределенными пожаровзрывоопасными объектами ПТО ГДК, а также с учетом неполноты и особенностей изменения показателей ПВБ этих объектов. Необходимость применения адаптивного управления промышленной и пожарной безопасностью отмечается в работах [8; 9]. Научные основы разработки автоматизированных систем пожаровзрывобезопасности объектов нефтегазодобывающей отрасли и, в частности, объектов добычи и подготовки углеводородов, приведены в работах [11; 12; 16; 17; 18]. Проработка вопроса определения методов и моделей, применяемых в целях обеспечения процессов тушения крупных пожаров, приведена в работах [13; 19]. Исследования в области

определения мер, направленных на обеспечение пожарной безопасности для особо опасных объектов ГДК и НГДК, а также на повышение эффективности системы ПVB в особых условиях, приводятся в работах [14; 15].

Однако в связи со сложностями в соблюдении требований к обеспечению пожаровзрывобезопасности применительно к объектам газовых промыслов Крайнего Севера повышение эффективности управления ПVB объектов ПТО ГДК не представляется реализуемым в полной мере без разработки моделей и алгоритмов адаптивного управления ПVB объектов ПТО ГДК. Осложняет ситуацию и существенный недостаток, касающийся разработки адаптивных моделей и алгоритмов по выбору предпочтительных типов технологий подготовки газа и газового конденсата (с учетом технологических режимов функционирования объектов ПТО ГДК в осложненных условиях среды разработки и эксплуатации НГКМ Арктического региона).

Далее, согласно технологическим регламентам эксплуатации УКПГ и СОГ газового промысла нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири установлен ряд требований к содержанию зданий, сооружений и помещений, расположенных на территории УКПГ и СОГ и представляющих собой взрывоопасные производственные объекты. Кроме того, на объектах УКПГ, СОГ и УПНК предусмотрено наличие систем пожаротушения, оснащение их первичными средствами пожаротушения и оборудование автоматическими системами пожарной сигнализации. Большинство технологических блоков УКПГ, СОГ и УПНК характеризуется первой категорией по взрывоопасности. Здания, помещения и наружные установки УКПГ, СОГ и УПНК относятся в основном к категориям А и Ан по взрывопожарной и пожарной опасности. Возникновение пожара, достижение уровня загазованности более 50 % НКПР, повышение давления газа на выходе здания переключающей арматуры, технологического корпуса подготовки газа и площадки охранных кранов приводят к аварийным остановкам подсистем подготовки газа и газового конденсата. Изложенные выше положения подтверждают необходимость разработки математического и программного обеспечения автоматизированных систем управления функционированием пожароопасных объектов ПТО ГДК в системе «пласт –

скважина – УКПГ – СОГ – УПНК», а для обеспечения ПVB объектов данной системы – необходимость непрерывного контроля и диагностики показателей ПVB в условиях неопределенности исходной промышленной информации.

С учетом вышеизложенного **актуальность** исследования в рамках диссертационной работы заключается в необходимости разработки и совершенствования моделей и алгоритмов адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью ОПО ГДК, а также разработки программно-вычислительного комплекса многоагентной адаптивной сетевцентрической системы поддержки принятия решений для автоматизированного управления ПVB объектов ПТО ГДК (модули которой являются вычислительным ядром киберфизической системы по управлению ПVB объектов ПТО ГДК).

Поддержка управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК подразумевает комплекс работ по диагностике оборудования пожароопасных объектов, составляющих систему «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК». Поскольку эксплуатация объектов добычи и подготовки газа сопровождается анализом состояния большого количества единиц оборудования и для каждой группы объектов системы «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК» необходим выбор и обработка информации о состоянии объектов для своевременного проведения ТОиР и плановых мероприятий, актуальным представляется решение проблем оптимизации адаптивного управления ПVB объектов ПТО ГДК на разных уровнях управления с использованием адаптивных моделей обработки поступающей информации. На основе полученных в работе результатов осуществляется поддержка принятия решений по дополнительной диагностике оборудования, техническому обслуживанию и ремонту, поверке измерительной аппаратуры, проведению технического осмотра и операций замены или ремонта оборудования, выбору и смене технологического режима подготовки газа и газового конденсата, принятию мер по обеспечению пожаровзрывобезопасности ОПО ПТО ГДК, определению объемов и готовности пожарных сил и средств объектов ПТО ГДК в осложненных условиях разработки и эксплуатации НГКМ Крайнего Севера.

1.1.1 Объекты и задачи производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса

Эффективность обеспечения ПVB процессов добычи и подготовки углеводородов не только способствует поддержке штатного режима функционирования объектов газовых промыслов, но и определяет объемы добычи газа, число скважин, составляющих активный фонд, а также состояние подсистем подготовки газа и газового конденсата. Однако при проведении технического обслуживания ОПО возникают проблемы, связанные с использованием ресурсов производства и привлечением персонала к поддержке выполнения производственных операций. Трудности в осуществлении непрерывного обслуживания процессов добычи и подготовки газа обусловлены такими факторами, как высокая степень износа оборудования, увеличение времени непроизводительных простоев оборудования, вызванных нарушением требований его пожаровзрывобезопасной эксплуатации, и, как следствие, получение не соответствующих нормам качества характеристик газа и конденсата. Организация модулей поддержки принятия решений для управления процессами обслуживания измерительной аппаратуры скважин, а также подсистем и однородных объектов установок комплексной подготовки газа позволяет оптимизировать затраты времени и материальных ресурсов на обеспечение основных операций газодобывающего производства.

Согласно [23] производственно-техническое обслуживание на объектах добычи газа поддерживается такими службами, как управление ПТО и комплектации, цех по ремонту скважин, база ПТО и комплектации, инженерно-технические службы, подразделения контроля энергетического обеспечения. Среди большого перечня видов ПТО ГДК в диссертации выделен и рассматривается комплекс задач, касающийся обеспечения ПVB объектов ПТО ГДК.

Целью проведения ПТО ОПО ГДК является обеспечение условий для пожаровзрывобезопасного выполнения плановых операций согласно технологическим режимам функционирования объектов ПТО ГДК. Объекты ПТО в работе

объединены по группам согласно задачам и уровням управления газодобывающими структурами. Для обеспечения своевременной обработки и анализа результатов измерений, в соответствии с которыми проводится определение пожаровзрывобезопасного состояния объектов системы «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК», необходима обработка измерительной информации и определение состояния контрольно-измерительных приборов при функционировании ОПО ГДК. Для реализации требований к обеспечению ПВБ процессов подготовки газа и конденсата на НГКМ необходим учет работоспособных пожаровзрывобезопасных состояний системы подготовки газа, включая УКПГ, СОГ и УПНК, и ее элементов.

На основании вышесказанного предлагается обобщенная схема, определяющая виды и задачи обслуживания пожароопасных производственных объектов и процессов ГДК (применительно к НГКМ Крайнего Севера), которые рассмотрены в диссертации. Необходимо отметить, что для решения задачи разработки моделей и алгоритмов оптимизации функционирования групп однородных объектов системы «УКПГ – СОГ – УПНК» (в смысле блуждания по одним и тем же работоспособным и неработоспособным пожароопасным состояниям), а также задачи разработки алгоритма многокритериального выбора предпочтительной пожаровзрывобезопасной технологии подготовки газа и предпочтительного технологического режима функционирования компрессорной установки рассмотрены особенности и технологический цикл подготовки газа и газового конденсата применительно к технологиям очистки и осушки газа низкотемпературными методами его подготовки для групп однородных объектов УКПГ, указанных в блоке системы «УКПГ – СОГ – УПНК» [35].

Выбор аппарата оценивания показателей пожаровзрывобезопасности объектов системы «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК» объясняется особенностями функционирования объектов ПТО ГДК, структурой и составом их технологических линий, а также характеристиками полученных показателей ПВБ (Рисунок 1.1). Для решения задачи адаптивного прогнозирования показателей ПВБ для объектов системы «пласт – скважина» используется аппарат множественного ансамбля фильтра Калмана из-за сильной зашумленности полученных данных и

необходимости получения ансамбля реализаций вектора состояния объектов системы «пласт – скважина», компонентами которого являются исследуемые показатели ПВБ. Для исследования динамики показателей ПВБ объектов системы «пласт – скважина», которые характеризуются неполнотой, разработаны и модифицированы модели аппроксимации с применением аппарата НЛВ. Для решения задач моделирования и оптимизации показателей пожаровзрывобезопасности при функционировании групп объектов УКПГ, СОГ и УПНК применяется аппарат марковских случайных процессов с дискретными состояниями и непрерывным временем, и, в частности, метод динамики средних. Выбор аппарата для случая исследования объектов системы «УКПГ – СОГ – УПНК» обоснован количеством однородных объектов, объединенных в группы (свыше 8–10 объектов в каждой группе) и характеризующихся блужданием по одним и тем же состояниям (в том числе работоспособным и неработоспособным пожаровзрывоопасным) для каждой группы объектов технологических линий УКПГ [35]. Таким образом, в зависимости от рассматриваемой системы обеспечения ПВБ объектов ПТО ГДК решены задачи моделирования и оптимизации для адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК применительно к системе «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК».



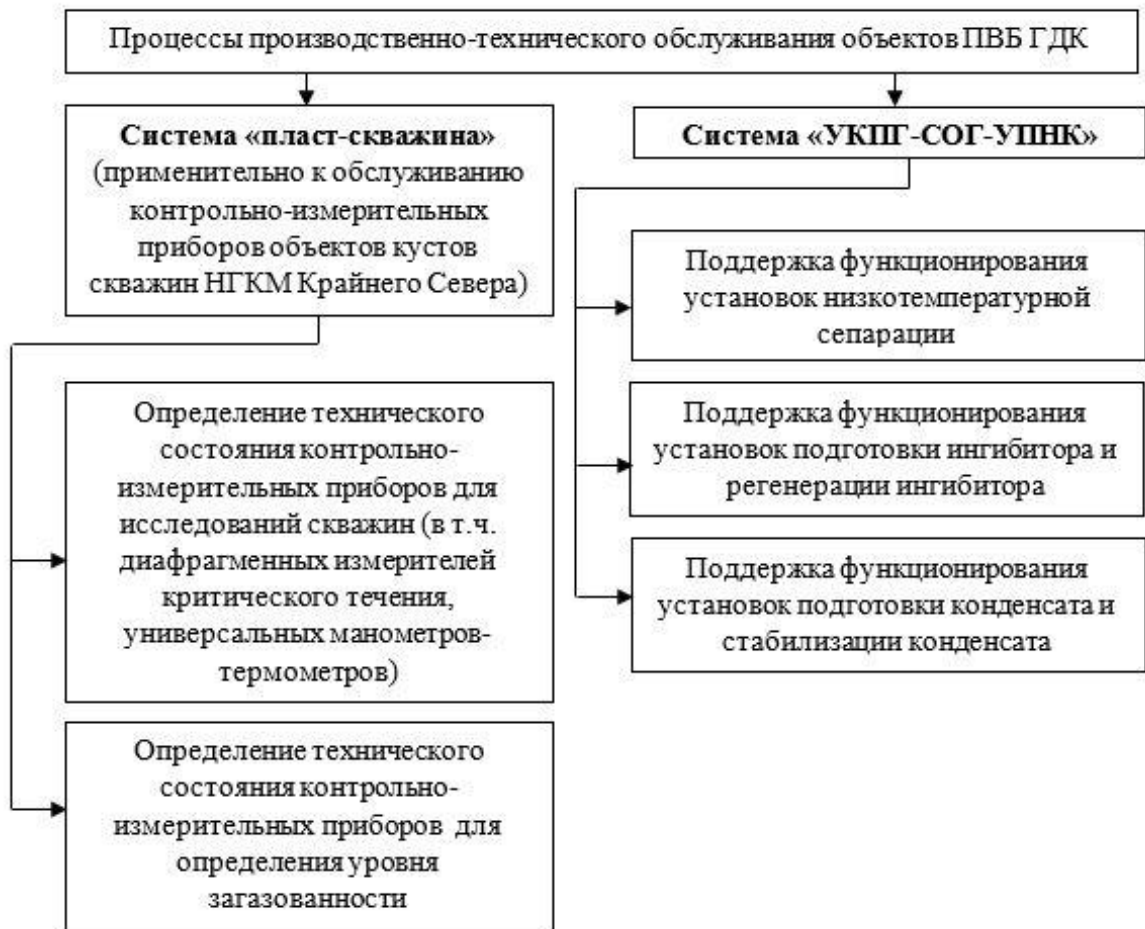


Рисунок 1.1 – Укрупненная схема системы ПТО ГДК на пожароопасных производственных объектах НГКМ Крайнего Севера: а – оперативно-производственная служба ГДК; б – процессы производственно-технического обслуживания объектов ПВБ ГДК

Приведенные на Рисунке 1.1 группы пожаровзрывоопасных объектов УКПГ применительно к реализации технологии абсорбции газа определены в соответствии с составом технологических блоков подготовки газа (ТКПГ – технологический корпус подготовки газа, ЦРД – цех регенерации диэтиленгликоля (ДЭГ)). Следует отметить, что на Рисунке 1.1,а в блоках групп объектов УКПГ перечислены лишь основные составляющие, а некоторые группы объектов не отражены из-за ограниченного объема исходных данных об их функционировании.

Необходимость совершенствования процессов ПТО и разработки автоматизированных процедур поддержки принятия решений по управлению

пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК обусловлена сложностью и неопределенностью условий газодобывающего производства, таких как:

1) удаленность нефтегазосодержащих коллекторов и аккумулируемых объемов углеводородов от мест непосредственного наблюдения;

2) воздействие на процессы разработки и эксплуатации НГКМ посредством применения оборудования ОПО (скважинное оборудование, компрессоры, установки подготовки газа) и требований к поддержке его работоспособного пожаровзрывобезопасного состояния;

3) распределенный характер расположения объектов добычи, большое количество однородных объектов добычи, расположенных в осложненных условиях среды;

4) отличие величин физико-химических параметров углеводородов от представленных в технологических регламентах, нарушения обработки и применения легковоспламеняющихся и взрывоопасных компонентов, различия в структуре системы подготовки газа и конденсата;

5) осложнения, связанные с гидратообразованием, и, как следствие, коррозия материалов;

6) возникновение сбоев в работе измерительной аппаратуры, программного обеспечения.

В связи с приведенными выше факторами, влияющими на функционирование ОПО ПТО ГДК Крайнего Севера, разработка комплексного решения по обработке информации, обладающего адаптивными компонентами поддержки принятия решений по адаптивному управлению ПВБ объектов ПТО ГДК, позволяет выявить проблемы точности измерений и расчетной информации о параметрах добычи, определить приоритетные модели оценивания данных параметров, установить критерии оптимальности выбора технологий подготовки газа, определить средние численности объектов подготовки газа и конденсата в работоспособном состоянии и оптимизировать риски при функционировании объектов ГДК. В рамках разработанной СППР впервые предложена адаптивная многоуровневая модель по оптимизации адаптивного управления ПВБ объектов

ПТО ГДК применительно к системе «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК». СППР содержит алгоритмы многокритериальной оценки моделей адаптивного прогнозирования показателей добычи углеводородов, оптимизации рисков при проведении ПТО подсистем УКПГ со встроенным алгоритмом оптимизации выбора технологий подготовки газа и конденсата с помощью методов НТС, многокритериального выбора режимов работы компрессорной установки.

В сравнении с научными публикациями в области адаптивного управления ПВБ объектов и процессов ПТО ГДК в работе впервые предложены алгоритмы обработки информации о функционировании объектов ГДК, основанные на использовании разработанных моделей многокритериальной оценки и выбора предпочтительных решений в области адаптивного автоматизированного управления объектами ПТО ГДК [36]. В диссертации, помимо модификации моделей адаптивного прогнозирования (применительно к пожаровзрывобезопасности объектов системы «пласт – скважина»), разработан алгоритм многокритериального выбора предпочтительной модели адаптивного прогнозирования показателей ПВБ. Система критериев для выбора алгоритма адаптивного прогнозирования показателей добычи представлена расчетными критериями (Р), критериями адаптивности (А) и критериями, определяющими практическую применимость модели адаптивного прогноза (П). Кроме того, выполнена разработка многоконтурной адаптивной модели управления и комплексной оценки показателей пожаровзрывобезопасности объектов системы «пласт – скважина», включающей внутренние контуры адаптивного прогнозирования показателей ПВБ (Рисунок 1.2). На полученные результаты многокритериального выбора модели адаптивного прогнозирования показателей ПВБ оказывает влияние ошибка измерений w , ошибка модели γ , а также внешние возмущения v . На Рисунке 1.2 представлены результаты разработки многоконтурной адаптивной модели управления и комплексной оценки показателей ПВБ объектов системы «пласт – скважина», включающей внутренние контуры адаптивного прогнозирования показателей ПВБ.

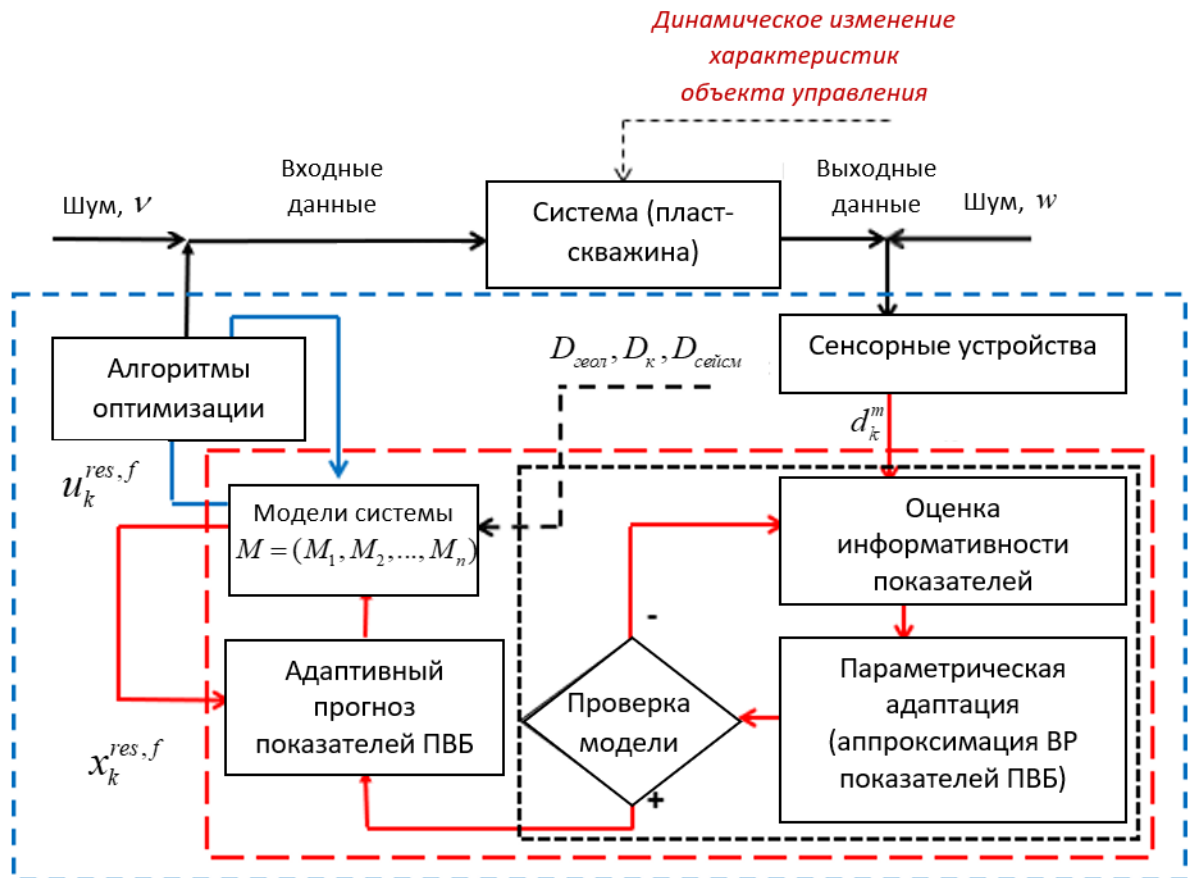


Рисунок 1.2 – Многоконтурная модель адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК

Обобщенная многоконтурная модель разработанной СППР содержит контуры параметрической и алгоритмической адаптации (см. Рисунок 1.2). Параметрическая адаптация представлена моделями аппроксимации показателей добычи и подготовки углеводородов, а алгоритмическая – последовательностью операций многокритериального выбора предложенных моделей адаптивного прогноза вектора состояния пласта и оптимизации работы объектов подготовки газа и конденсата с применением системы нечеткого логического вывода (Мамдани, Цукамото, Сугено, Ларсена).

1.1.2 Обслуживание объектов системы «пласт – скважина» газодобывающего комплекса

Выбор рационального пожаровзрывобезопасного способа разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений [14; 17; 37] определяется

качеством и точностью данных о добыче и подготовке углеводородов, а также своевременностью смены режимов эксплуатации согласно полученной информации. Измерения дебитов углеводородов, жидкости и воды, а также устьевой температуры и обводненности осложнены зашумленностью получаемых данных и нечетким представлением параметров из-за воздействия технических и природных факторов. Для выбора пожаровзрывобезопасного режима работы скважин в рамках краткосрочного и среднесрочного планирования разработки и эксплуатации месторождений [38–40] важно учитывать динамику добычи жидкости и воды.

Для извлечения максимальных объемов товарной продукции и минимизации потерь на установках подготовки газа и конденсата требуется определение содержания и объемов конденсата в продукции. Необходимость контроля приведенных выше параметров подчеркивает целесообразность применения технологий интенсификации добычи углеводородов (в том числе введение и функционирование нагнетательных скважин). Помимо этого, контроль и обработка информации о состоянии измерительного оборудования, точности гидродинамических исследований скважин, состоянии объектов подготовки газа и конденсата позволяют предотвратить аварийные и пожароопасные ситуации на производстве, поддержать плановые объемы добычи углеводородов [41–43].

Полнота, достоверность и актуальность сведений о показателях добычи углеводородов, полученных от приборов и в результате работы программно-вычислительных комплексов, определяют результаты принятых решений о проведении операций ПТО [23] пожароопасных объектов нефтегазодобывающего комплекса. Значения параметров дебита, полученные в результате гидродинамических расчетов, должны быть сопоставлены с фактическими измерениями, поступающими от скважинного оборудования. В целях снижения нежелательных последствий в процессе эксплуатации продуктивного пласта на величину дебитов накладываются ограничения. Например, введение ограничений на дебит газа объясняется высокой вероятностью образования конусов обводнения, что приводит к снижению дебита газа, повышению извлекаемых объемов воды и, как следствие, к коррозии оборудования и образованию гидратов [23]. В работах [23;

40] отмечается значимость учета условий, которые влияют на ограничения, накладываемые на величину дебита скважин.

В контексте обслуживания объектов «пласт – скважина» ГДК в работе рассматривается обработка данных измерений показателей ПВБ пожароопасных объектов добычи углеводородов на объектах ГП НГКМ. Предложенные решения проблемы адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов системы «пласт – скважина» приведены в третьей главе диссертации.

Модели и алгоритмы адаптивного управления ПВБ объектов системы «пласт – скважина», предложенные в диссертации, направлены на поддержку процессов ПТО оборудования ОПО и измерительных систем газодобычи, а также диагностики гидродинамических исследований скважин. Проблема получения недостоверных сведений о добыче углеводородов объясняется высокой степенью износа технологического оборудования, измерительной аппаратуры и объектов подготовки газа и конденсата. Кроме того, на промыслах наблюдается рост числа простаивающих объектов добычи, появление осложнений при подготовке газа ввиду образования гидратов, несвоевременных поверок и калибровки работы автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) и измерительной аппаратуры [44–46]. Кроме того, распределенность и существенные расстояния между технологическими объектами добычи энергоресурсов осложняют контроль и диагностику системы эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений.

Неточность измерений дебита углеводородов обусловлена также неопределенностью структур, составляющих коллекторы, анизотропией параметров пласта по глубине и латерали. Так, например, для ачимовских залежей Уренгойского НГКМ (УНГКМ) характерна неопределенность геолого-геофизической информации ввиду сложности геологического строения, глубины залегания порядка 1400 м и аномально высоких значений пластового давления (более 600 атм). Нижнемеловые отложения УНГКМ характеризуются большим числом залежей газового конденсата, в том числе с нефтяными оторочками. Можно предположить, что такому усложненному строению может сопутствовать неопределенность информации, получаемой в ходе разработки и эксплуатации

коллекторов УНГКМ. Нужно отметить, что скважины ачимовских залежей технически сложны и обладают S-образным профилем и отходами от вертикали до 1500 м. Действующий фонд составляет 405 скважин, однако их функционирование осложнено в силу высокой обводненности околоскважинных зон, а также значительного износа оборудования и мощностей для эксплуатации зрелых месторождений. В связи с этим существует потребность в разработке интеллектуальных КСППР, основанных на функционировании адаптивных моделей и алгоритмов оптимизации управления действующими объектами газодобывающего комплекса. Предложенные в работе алгоритмы многокритериального выбора моделей адаптивного прогнозирования пожаровзрывобезопасного состояния пласта и оптимизации функционирования объектов подготовки газа опираются на полученные от приборов данные с учетом условий разработки и эксплуатации НГКМ.

Данные измерений дебита нефти, газа и жидкости получены посредством АГЗУ, которые позволяют определить следующие параметры:

- 1) объемный расход и расход объема газа, выделяемого в результате сепарации;
- 2) массовый объем и массу сырой нефти;
- 3) влагосодержание (прямые измерения);
- 4) температуру газа;
- 5) давление в коллекторе и сепараторе.

Кроме того, с помощью АГЗУ проводятся косвенные измерения среднего массового расхода сепарированной нефти, а также косвенные измерения влагосодержания.

Обработка неполной, неточной информации, поступающей от приборов, отсутствие учета работоспособности объектов добычи и подготовки газа приводят к недополучению объемов углеводородов, износу составляющих подсистем добычи и, следовательно, к недостаточным доходам нефтегазодобывающих предприятий [47–49].

Причинами получения недостоверных сведений с помощью АГЗУ могут быть:

- 1) износ оборудования, дефекты технологического и аппаратурного блоков (блока местной автоматики (БМА));
- 2) нарушение технологических требований, а также требований безопасности эксплуатации;
- 3) проблемы, связанные с нанесением антикоррозионного покрытия, подключением поверочной установки, наличием телеметрии.

Основными компонентами АГЗУ при бессепарационном методе измерения являются: многофазный расходомер; датчики давления и температуры на газожидкостной линии, ручной пробоотборник на газожидкостной линии, расположенные по потоку после средств измерения расхода; блок местной автоматики в комплекте; узел дозирования химреагентов (опционально).

На объектах исследуемого НГКМ использован комплекс ГИС-контроля, который включает радиометрию (гамма-каротаж (ГК), нейтронный каротаж (НК), термометрию, термоанемометрию, расходометрию, манометрию, влагометрию, плотностеметрию, шумометрию (в соответствии с Проектом разработки УНГКМ на полное развитие от 2008 г.). Однако согласно проектным данным информационное обеспечение пластов, залегающих в призабойной зоне, может находиться под влиянием осадка повышенной плотности на забое скважин. Трудности поинтервального определения дебитов газа заключаются в многофазном заполнении ствола скважины (газ, конденсат, нефть), интервалов перфорации насосно-компрессорных труб (НКТ), образовании парафино-гидратных пробок в скважине, наличии пластовой воды в составе продукции. Проблемы получения недостоверных и неполных данных дебита могут быть обоснованы и дефектами данных термометрии (толщина пластов и характер их отработки), нейтронного каротажа (уровень жидкости в стволе скважины) и манометрии (забойное и пластовое давления, гидродинамические параметры продуктивных коллекторов).

Кроме того, причиной недостаточности и неполноты информации о дебитах жидкости и воды является обводнение эксплуатационных (газоконденсатных и нефтяных) скважин по геолого-промысловым и техническим причинам (низкое качество крепления эксплуатационных колонн (ЭК), негерметичность ЭК, НКТ, цементных мостов). По причине отсутствия аппаратурно-методического комплекса определения положения водонефтяного контакта (ВНК) в условиях эксплуатации скважин УНГКМ оценка масштабов обводнения нефтяных оторочек пластов была затруднена.

Контроль динамики пластовых давлений осуществлялся с помощью скважинной манометрии (скважинная аппаратура ГИС-контроля). Замеры выполнялись в наблюдательных и эксплуатационных скважинах. Для наблюдательных скважин, которые расположены в законтурной части пласта, были проведены наблюдения за уровнем воды. В результате установлено, что чрезмерное повышение объемов притока воды в добывающие скважины возможно за счет заколонных перетоков из-за негерметичности обсадных колонн НКТ и перфорирования водонасыщенных прослоев.

Приведем выражение для определения количества газа Q ($\text{м}^3/\text{с}$), проходящего через пористую среду за 1 с при нормальном давлении:

$$Q = Ak \frac{(P_1^2 - P_2^2)}{2\mu L}, \quad (1.1)$$

где A – площадь поперечного сечения породы, м^2 ;

k – коэффициент газопроницаемости, м^2 ;

P_1, P_2 – давление газа соответственно на входной и выходной гранях породы, МПа ($\text{Н}/\text{м}^2$);

μ – вязкость газа, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

L – толщина образца породы, м.

Согласно формуле Дюпюи определяется дебит Q ($\text{м}^3/\text{с}$) гидродинамически совершенной (идеально вскрытой) скважины при плоскорадиальном подтоке однородной несжимаемой жидкости в условиях напорного режима и линейного закона фильтрации:

$$Q = 2\pi kH \frac{\Delta P}{\mu \ln(R_K/R_C)}, \quad (1.2)$$

где k – коэффициент проницаемости, м²;

H – толщина пласта, м;

$$\Delta P = P_K - P_C;$$

P_K, P_C – давление соответственно на контуре питания и в скважине, МПа;

R_K, R_C – радиусы соответственно контура питания и скважины, м;

μ – вязкость газа, Па · с.

Отношение перепада давлений ΔP к толщине образца породы L эквивалентно следующей зависимости от расхода газа с параметрами a и b , которые определяются экспериментально:

$$\frac{\Delta P}{L} = aQ + bQ^2. \quad (1.3)$$

В случае определения дебита несовершенной скважины используется показатель несовершенства скважины – приведенный радиус $r_{сн}$:

$$r_{сн} = R_C e^{-S_c}, \quad (1.4)$$

где S_c – скин-фактор, величина которого положительна, если справедливо неравенство $k_{пзп} < k$, и, напротив, отрицательна, если $k_{пзп} > k$;

$k_{пзп}$ – коэффициент проницаемости призабойной зоны;

k – коэффициент проницаемости пласта.

Приведенный радиус скважины является показателем такой совершенной скважины, которая в аналогичных условиях работает на таком же дебите, что и несовершенная. Приток по формуле Дюпюи при этом будет вычисляться следующим образом:

$$Q = 2\pi kH \frac{\Delta P}{\mu (\ln(R_K/R_C) + S_c)}. \quad (1.5)$$

Значения дебита, которые позволяют включить добываемую продукцию в систему сбора и при которых за время эксплуатации скважина окупается, определяют промышленный дебит. Дебит по нефти скважин в среднем по месторождениям территории РФ составляет 13 т/сут, диапазон дебитов – от 1 до 1000 т/сут. В среднем значение дебита по газу составляет 10 000 м³/сут, диапазон

дебитов по газу – от 500 до 100 000 м³/сут. Однако для окупаемости скважин известны следующие характерные значения дебита: по нефти – от 30 до 40 т/сут; по газу – 100 000 м³/сут.

Газ, который добывается вместе с нефтью, но которого недостаточно для промышленного дебита, определяется как *попутный*.

1.1.3 Обслуживание объектов системы «установка комплексной подготовки газа – система охлаждения газа – установка подготовки нестабильного конденсата»

Проблема повышения эффективности очистки, осушки и охлаждения газа на производственных объектах УКПГ, СОГ и УПНК, а также достижения соответствия показателей подготовки газа и газового конденсата заявленным требованиям регламента эксплуатации объектов ГДК с соблюдением требований пожарной безопасности объектов ПТО ГДК является актуальной, и для ее решения требуется привлечение аппарата адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК [35].

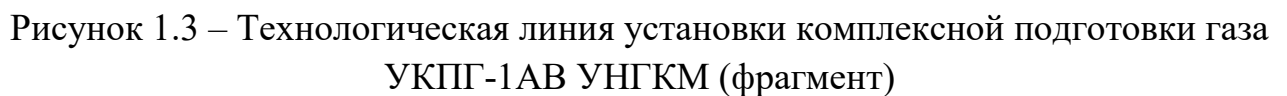
На объектах комплексной подготовки газа и газового конденсата, преимущественно на газовых промыслах районов Крайнего Севера, существует потребность в модернизации технологий подготовки углеводородов и совершенствования структур и состава технологических линий систем подготовки газа с учетом обеспечения пожарной безопасности производственных объектов. Разгерметизация сепараторов, абсорберов, газового фильтра пускового газа, соединительных трубопроводов установки подготовки топливного газа, а также коллектора газа высокого давления представляет собой аварийную ситуацию на объектах системы «УКПГ – СОГ – УПНК». Осложненные условия среды эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений Арктического региона затрудняют тушение крупных пожаров на объектах добычи и переработки газа из-за ограничений доступа к ним пожарной техники [35]. Возрастающий уровень сложности систем подготовки газа и газового конденсата приводит к появлению новых требований к техническому обслуживанию объектов обеспечения пожарной безопасности ГДК, а также к обеспечению огнестойкости объектов ПТО ГДК.

В связи с этим представляет актуальность разработка моделей и алгоритмов адаптивного управления ПВБ объектов ПТО ГДК применительно к системе «УКПГ – СОГ – УПНК».

Подготовка газа к процессу транспортировки сопровождается выделением из него газового конденсата, пластовой воды с растворенным в ней метанолом и механических примесей с последующей осушкой его диэтиленгликолем. Далее проводится охлаждение газа на станциях охлаждения. Затем газ проверяется согласно нормам СТО Газпром по стандартной температуре точки росы по воде, которая составляет минус 20 °С в холодный сезон и минус 14 °С – в летний.

Газовый промысел УНГКМ включает фонд скважин, систему промысловых трубопроводов, а также УКПГ, СОГ, УПНК, площадки комплексных очистных сооружений (КОС), водозаборные сооружения и промбазы. В диссертации в рамках системы «пласт – скважина – УКПГ», помимо обслуживания измерительных систем для скважин (действующий, бездействующий фонд), рассматривается анализ работы объектов УКПГ и СОГ. Для подготовки газа методами низкотемпературной сепарации рассматриваются основные группы однородных элементов, блуждающих по одним и тем же состояниям: сепараторы, теплообменник – эжектор (выполняют сходные функции – изменение температурных режимов подготовки углеводородов), разделитель жидкости – выветриватель (являются объектами подсистемы подготовки конденсата). Принципиальная схема технологической линии УКПГ-1 Уренгойского НГКМ представлена на Рисунке 1.3. Для типовых объектов системы подготовки газа приняты следующие обозначения: С – сепаратор, Т – теплообменник, Р – разделитель жидкости, Э – эжектор, В – выветриватель, ВМР – водометанольный раствор.

Моделирование работы системы НТС на Уренгойском месторождении однозначно показывает, что предпочтительным режимом ее работы на Уренгое является поддержание в концевом сепараторе НТС давления 4,0–4,5 МПа и температуры минус 300 °С. Однако при существовавшей схеме НТС с эжектором в последние годы возникает проблема обеспечения в НТС температуры сепарации на уровне минус 300 °С из-за снижения входного давления. Схема с двойным



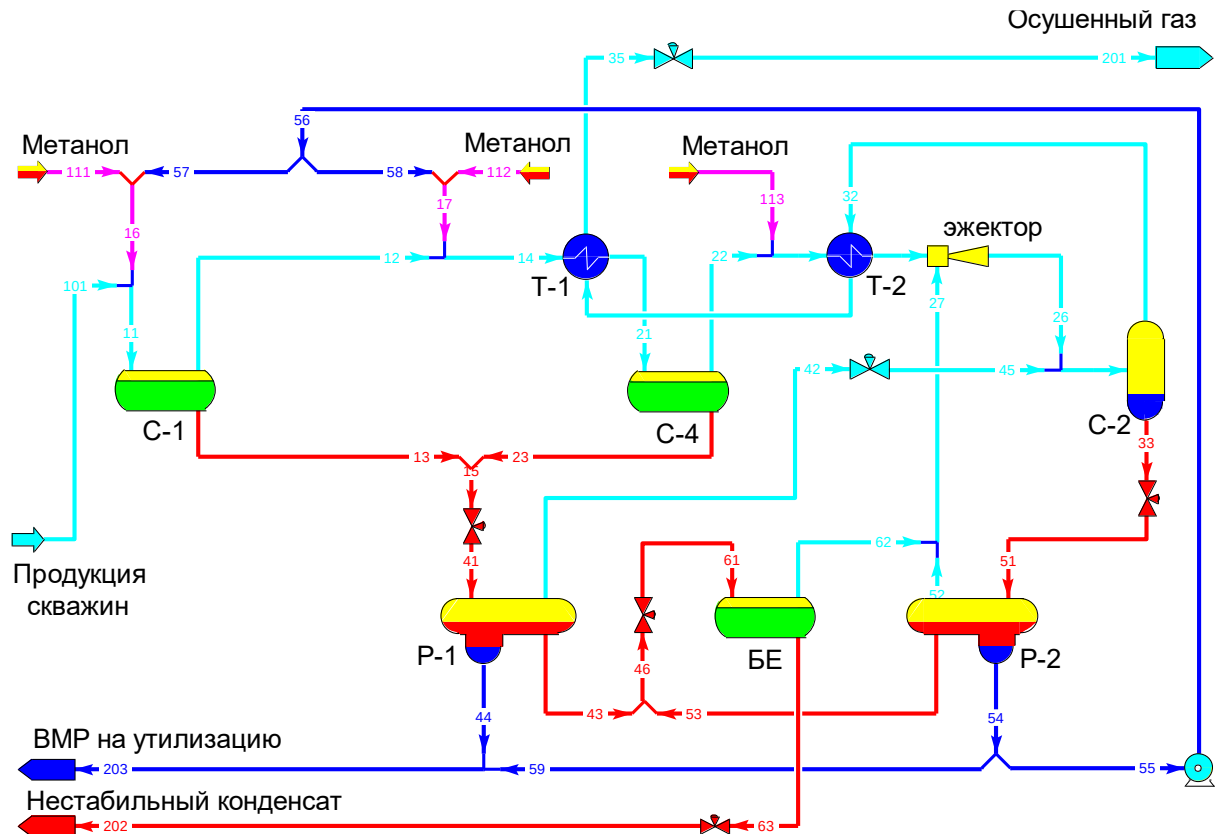


Рисунок 1.5 – Технологическая линия УКПГ-8В Уренгойского НГКМ

Для способа абсорбционной подготовки рассматриваются следующие группы объектов (Рисунок 1.6 [1]): «сепаратор – абсорбер», включенные в технологический корпус подготовки газа, а также «теплообменник – эжектор» и «разделитель жидкости – выветриватель», составляющие цех регенерации диэтиленгликоля. В ЦРД, наряду с перечисленными объектами, находится установка огневой регенерации ДЭГ (УОР ДЭГ).

Для охлаждения газа используется СОГ. Газ охлаждается до температуры 0–2 °С и транспортируется к системе магистральных газопроводов. Круглогодичное охлаждение транспортируемого газа до температуры грунта проводится в целях решения проблемы снижения теплового взаимодействия трубопровода с грунтом. Охлаждение газа также дает ряд положительных эффектов, среди которых:

- уменьшение линейных деформаций и температурных напряжений трубопроводов;
- снижение интенсивности коррозионных процессов;
- увеличение пропускной способности газопровода [1].

– площадка расходных емкостей дизтоплива.

Охлаждение газа сопровождается следующими процессами: сжатием газа в турбокомпрессоре (ТК), охлаждением в АВО, расширением и охлаждением газа в турбодетандере (ТД) до давления в магистральном газопроводе и до температуры от 0 до минус 2 °С.

Основными объектами СОГ УНКГМ согласно [1] являются УОГ и установка турбодетандерная, поэтому было решено в рамках диссертационной работы выбрать в качестве однородных объектов СОГ следующие: турбокомпрессор, аппарат воздушного охлаждения и турбодетандер. Принципиальная схема работы СОГ приведена на Рисунке 1.7 [1].

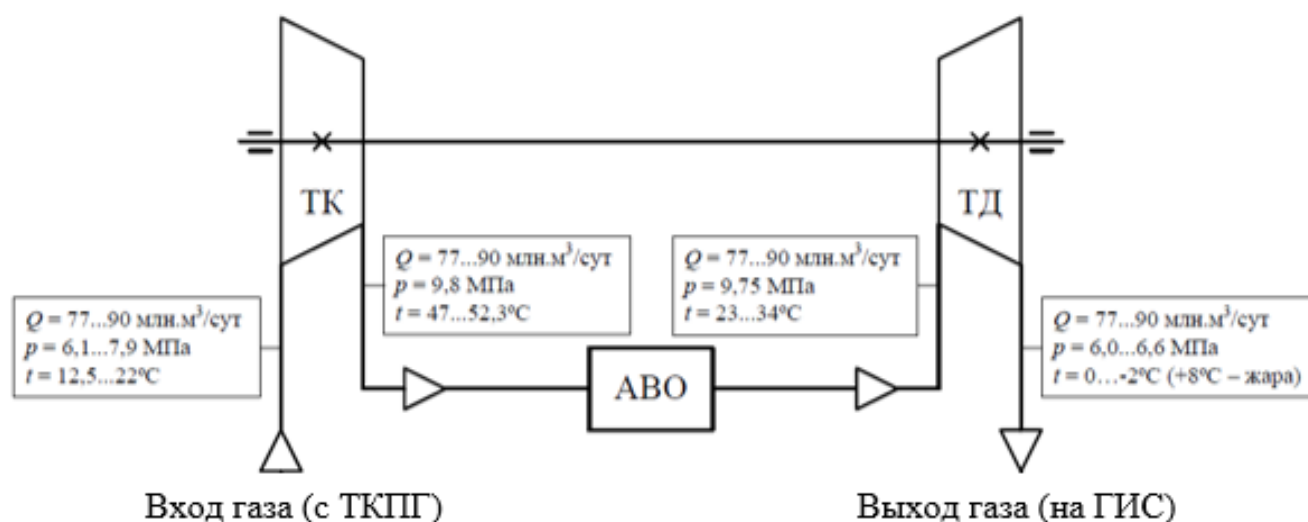


Рисунок 1.7 – Принципиальная схема работы СОГ

На уровне АСУ ТП осуществляется измерение и регистрация следующих основных параметров согласно рассматриваемым подсистемам УКПГ:

- 1) технологический корпус подготовки газа:
 - температура в сепараторе с промывочной секцией 20С-1 – термопреобразователем сопротивления;
 - давление в сепараторе 20С-1 – датчиком избыточного давления;
 - уровень в отсеке сбора пластовой воды – буйковым преобразователем уровня;
- 2) система подачи метанола:

- температура метанола в емкости 50Е-3 – термопреобразователями сопротивления;
- уровень метанола в емкости 50Е-3 – буйковыми преобразователями уровня;
- давление азота, подаваемого в емкость 50Е-6, – датчиком избыточного давления;

3) система хранения ДЭГ, конденсата:

- температура ДЭГ в емкости 50Е-4 – термопреобразователем сопротивления;
- давление ДЭГ на выходе емкости 50Е-4 – датчиком избыточного давления;
- уровень ДЭГ в емкости 50Е-4 – буйковым преобразователем уровня;
- перепад давления на фильтре в общем входном коллекторе насосов 50Н-1 – сигнализатором перепада давления;
- количество ДЭГ в общем выходном коллекторе 50Н-1 – счетчиком жидкости.

При добыче сеноманского природного газа в нем может содержаться углеводородный конденсат в количестве $0,2 \text{ г/м}^3$, что составит примерно $16 \text{ м}^3/\text{сут}$ конденсата при максимальном отборе. Для сбора конденсата на площадке установлены четыре емкости 50Е-1.

При выборе рациональной технологии подготовки газа в условиях работы газодобывающего промысла УНГКМ необходимо учитывать технологические показатели подготовки газа. Для расчета критериев оптимальности технологических процессов подготовки газа используются параметры, представленные в Таблице 1.1. Подробно расчет и определение приоритетной технологии подготовки газа методами НТС и НТА приведены во второй главе диссертации.

В целях учета качества газа по результатам его комплексной подготовки на УНГКМ введены требования к диагностике коррозии трубопроводов, обеспечению транспортировки газа в однофазном состоянии (отсутствие выпадения углеводородной жидкости и газовых гидратов). Однако при этом следует

регулировать требования к качеству газа согласно затратам на использование и обслуживание оборудования.

Таблица 1.1 – Параметры для расчета показателей процесса НТС газа

Параметр	Ед. изм.	Значение
Коэффициент кинематической вязкости газа при нормальных условиях ν_0	см ² /с	0,145
Температурная постоянная для газа C	–	210
Абсолютная нормальная температура T_0	К	293
Абсолютная температура газа в сепараторе T_c	К	296
Рабочее давление в сепараторе P_i	МПа	8,5
Атмосферное давление P_0	МПа	0,09
Коэффициент сжимаемости газа z	–	0,8
Средняя скорость движения газа в сепараторе v_{cp}	м/с	0,5
Приближенный диаметр вертикального сепаратора (на основании средней скорости газа и давления в сепараторе) D	м	2,095

В Таблице 1.2 приведены основные показатели пожаровзрывобезопасности, обработка данных по которым будет проведена в ходе решения задач диссертации.

Таблица 1.2 – Показатели пожаровзрывобезопасности применительно к группам объектов системы «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК»

Тип показателя ПВБ	Обозначение	Характеристика	Регламентирующий документ
Для объектов АГЗУ ($K_{ПВБ\_АГЗУ}$)	$P_{возд(1)}$	Вероятность отсутствия опасного воздействия в течение периода T_3	ГОСТ Р 56875–2016 «Информационные технологии. Системы безопасности комплексные и интегрированные. Типовые требования к архитектуре и технологиям интеллектуальных систем мониторинга для обеспечения безопасности предприятий и территорий»
	$P_{возд(с)}$	Вероятность отсутствия опасного воздействия в течение всех периодов между диагностиками, которые содержатся в T_3	
	$P_{возд(к)}$	Вероятность отсутствия опасного воздействия после последней диагностики	
Для объектов «пласт – скважина» ($K_{ПВБ\_ПС}$)	L_3	Уровень загазованности, %	СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;
	T_y	Температура на устье скважины, °С	
	W_c	Обводненность скважины, %	

Продолжение Таблицы 1.2

Тип показателя ПВБ	Обозначение	Характеристика	Регламентирующий документ
Для объектов «пласт – скважина» ($K_{\text{ПВБ\_ПС}}$)	$q_{\text{в}}$	Дебит воды, т/сут	СТО Газпром 2-1.1-094–2007 «Перечень помещений, зданий и наружных установок объектов добычи и обустройства газовых месторождений»
	$q_{\text{ж}}$	Дебит жидкости, т/сут	
Для объектов УКПГ – СОГ – УПНК ($K_{\text{ПВБ\_УКПГ}}$)	$\sigma_{j(D)}(t)^{g(T_k)}$	Риск недостаточного получения дохода при функционировании объектов УКПГ	
	$\sigma_{j(3)}(t)^{g(T_k)}$	Риск затрат в связи с пребыванием объектов УКПГ в пожаровзрывоопасных состояниях	
	$Q_{\text{уд\_мет}}$	Удельный расход метанола, $\text{кг/м}^3 \cdot 10^{-3}$	Технологический регламент эксплуатации УКПГ и СОГ газового промысла № 16 Песцовой площади Уренгойского НГКМ
	$W_{0,6}$	Влагосодержание товарного газа, г/м^3	
	$\nu_{\text{г}}$	Коэффициент кинематической вязкости газа, $\text{см}^2/\text{с}$	

Таким образом, в работе рассматривается решение проблем сопровождения измерительных систем, которые применяются на производстве добычи газа (измерительного оборудования и погрешностей, вызванных его состоянием, несвоевременной калибровкой и поверкой), и производственно-технического обслуживания групп объектов УКПГ, СОГ и УПНК согласно применению методов низкотемпературной сепарации и низкотемпературной абсорбции с учетом регенерации ДЭГ. В связи с распределенностью объектов ГДК, а также с необходимостью использования результатов, полученных при решении задач применительно к нескольким объектам, предложено использование многоагентного подхода к программной реализации модулей, рассмотренных в четвертой главе диссертации.

1.2 Особенности построения многоагентных систем и основные стандарты описания поведения интеллектуальных агентов

Оперативное управление производственными структурами и организация управления технологическими процессами создают основы для развития интегрированных многоагентных многоуровневых систем в области контроля основных пожаровзрывоопасных операций по адаптивному управлению объектами ПТО ГДК. Своевременная оценка показателей пожаровзрывобезопасности позволяет достигнуть повышения качества работы оборудования и минимизировать экономические, технологические и экологические риски. Рациональное управление разработкой месторождений возможно обеспечить систематизацией, распределением ресурсов для ритмичной работы оборудования и соблюдением основных требований к выполнению условий проектирования и управления разработкой месторождений [50; 51].

Однако для реализации своевременных мер по регулированию режимов добычи углеводородов, выбору необходимых операций для оптимизации процессов добычи и подготовки газа, а также для обеспечения штатного состояния работы оборудования ПТО ГДК необходима разработка и применение адаптивных технологий управления и планирования добычи углеводородов [52–55]. Анализ решений для поддержки адаптивного управления процессами ПТО ГДК показывает, что решение вопросов разработки и внедрения адаптивных технологий контроля и регулирования работы объектов добычи необходимо не только для своевременного выбора алгоритмов и моделей управления, но и для обеспечения безаварийной работы в условиях неопределенности исходной информации об объекте и среде. Работа [56] раскрывает решение проблемы автоматизации и оптимизации работы газодобывающих скважин в условиях нестационарности параметров и низкой надежности технических средств автоматики. Авторы проводят анализ и предлагают решение задач по поиску настроечных параметров системы управления скважинами и кустами скважин. Известны изобретения для адаптивного управления режимами работы газодобывающих скважин [57].

В статье [58] предлагается инновационный подход к построению и разработке алгоритмов работы системы автоматического управления кустами газовых и газоконденсатных скважин, который позволяет исключить дополнительные затраты на закупку и обслуживание оборудования. Данное решение направлено на поддержку давления в шлейфе куста добывающих скважин, что способствует эффективности процесса низкотемпературной сепарации и равномерному распределению нагрузки между объектами ГДК, а также минимизации рисков потери энергоресурсов. Система внедрена на основе автоматизированной системы управления технологическими процессами установки комплексной подготовки газа (АСУ ТП УКПГ). Примечательно, что управленческое решение для объектов добычи газа реализовано с учетом распределенного характера локализации объектов и необходимости назначения нагрузки в соответствии с возможностями объектов добычи газа. Кроме того, в статье сделан акцент на автоматической защите и стабилизации технологических режимов работы, что исключает соответствующие риски отклонения производственных параметров от нормативов. Автор работы [59] отмечает практическую значимость оптимальной по структуре системы автоматизированного управления (САУ) процессами бурения нефтяных и газовых скважин и реализации системы адаптивного управления бурением скважин. Работа [60] посвящена разработке и внедрению алгоритма построения подсистемы адаптивного управления газотурбинными установками, а также разработке и реализации модулей в составе программного комплекса, направленного на управление электроэнергетической системой.

В диссертационной работе предложена разработка расчетных модулей для системы поддержки принятия решений, рассматриваемой в качестве многоагентной рекуррентной многоуровневой системы, предполагающей взаимодействие входящих в ее структуру компонентов как агентов, обладающих способностями к реагированию и осуществляющих поддержку принятия решений. Организация многоуровневых структур управления на оперативном, тактическом и стратегическом уровнях в условиях работы производства осуществляется в соответствии с принципами построения интегрированных систем управления,

подразумевающими интероперабельность согласно взаимосвязям между компонентами структур [61; 62].

При разработке модулей ПВК предложенной МАСППР программный агент с интеллектуальными способностями включает блок действий, обучающий компонент, блок оценки ситуации и генератор списка задач [63; 64]. При этом сенсорные устройства измеряют характеристики среды, а блок действий оказывает влияние на среду с помощью механизмов. Действия агента контролируются блоком оценки ситуации. Совершенствование алгоритмов поведения агента и применяемых сценариев достигается благодаря использованию блока обучения. Выбор последовательных действий, которые позволяют получить качественно новый информационный опыт, определяется генератором задач. Для принятия решений используется модель дерева поведения агента. На аппаратном уровне рассмотрения интеллектуальный агент включает сенсоры и электрические приводы как интерфейс взаимодействия со средой, память для записи восприятия среды сенсорами, а также программы агента для реализации модели поведения.

Процессы, свойственные сложным многоуровневым системам добычи газа, могут предполагать сбор данных об участке пласта и технологических решениях. Многоагентный подход используется при поиске и обработке информации в структуре СППР в задачах управления разработкой и эксплуатацией месторождений [65]. На Рисунке 1.8 представлена схема интеллектуального агента и его взаимодействие со средой, а на Рисунке 1.9 – структурная модель дерева поведения агентов.

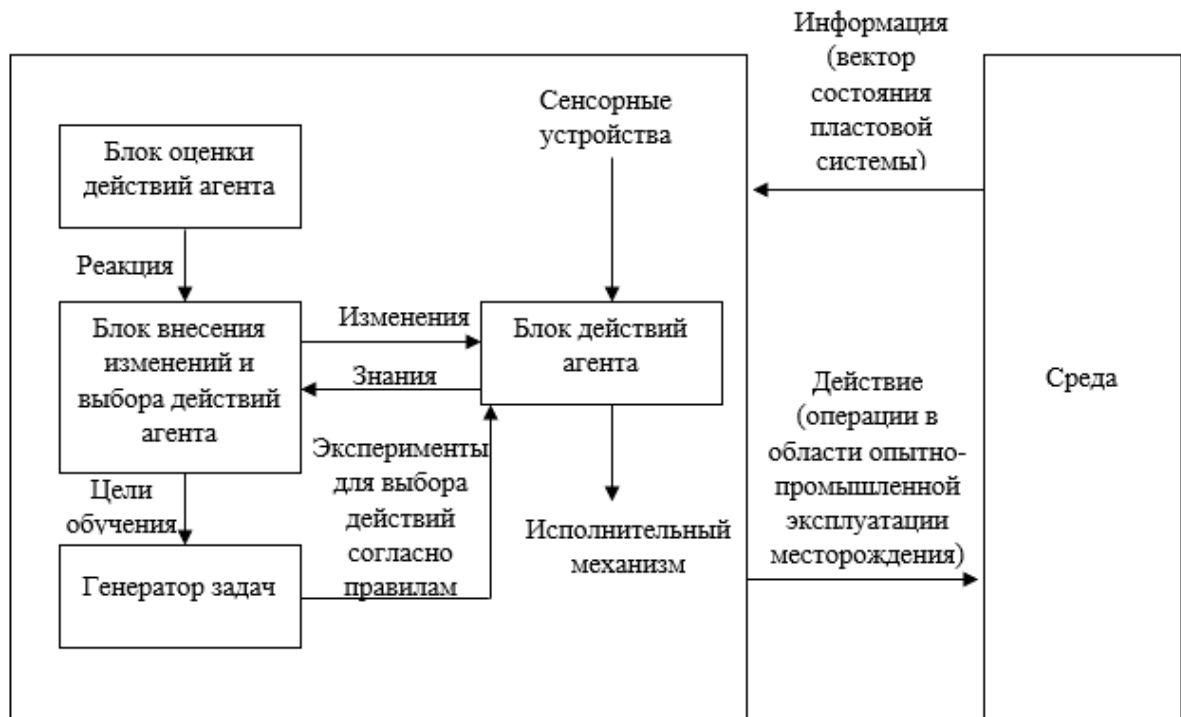


Рисунок 1.8 – Структурная схема работы интеллектуального агента и его взаимодействия со средой

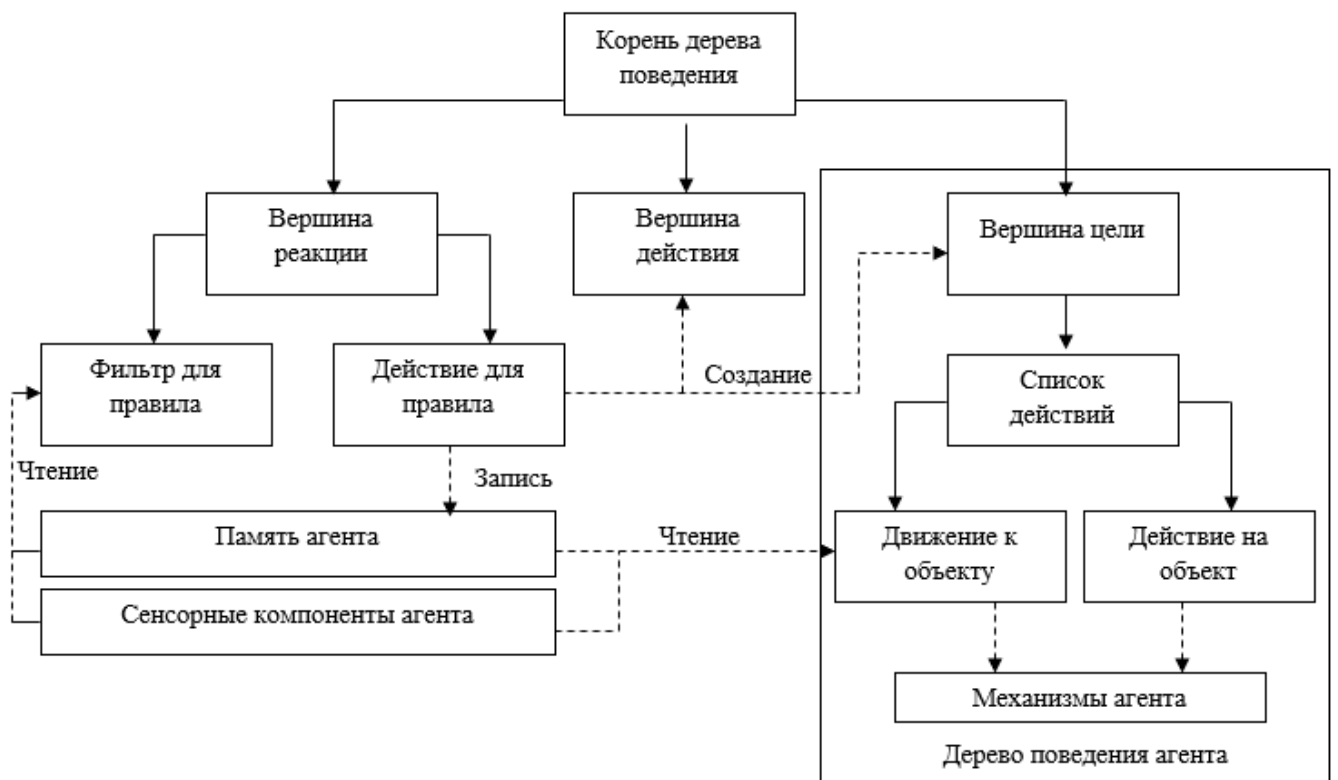


Рисунок 1.9 – Структурная модель дерева поведения агента

Предложенная в работе интеллектуальная КСППР основана на кооперации и действиях агентов, которые представляют собой модули оценки состояния объекта управления, и структур, составляющих его либо взаимодействующих с ним. Интеллектуальный агент способен оценить полноту, актуальность, своевременность информации и в случае недостаточного объема или отсутствия ряда параметров помогает собирать необходимые данные. Он получает информацию об управляемых процессах от сенсорных устройств и воздействует на среду посредством исполнительных механизмов, а исполняемые процессы позволяют достигнуть требуемых результатов и значений показателей. В структуре многоуровневой многоагентной системы компоненты руководствуются заданными требованиями, проявляют способность к обучению и изменению поведения в случае необходимости, что может быть признаком адаптивного поведения агента. Поэтому модель дерева поведения агента, отражающая выполнение операций и оценивающая достижение целей, учитывает адаптивный характер действий агента.

В рамках рассмотрения разработанной многоагентной системы кооперация агентов позволяет достигнуть целей с минимальными ресурсными и временными затратами благодаря формированию алгоритма действий, учитывающего интересы каждого агента. Поскольку агент выступает в качестве расчетного модуля, то, например, обновление модели месторождения может быть осуществлено с поправкой на полноту и актуальность информации. В случае если полученных данных недостаточно, в работу включается агент, являющийся инструментом адаптации на основе полученной модификации фильтра Калмана. В процессе активизации агентов и выбора соответствующих действий могут появиться конфликтующие ситуации в направлении целей применения инструментов адаптации, поскольку, например, требование к достижению точности и снижению неопределенности подразумевает вычислительные затраты и контроль корректности результатов. В таком случае декомпозиция задач и разработка алгоритма действий могут способствовать решению конфликта. Формирование решения группой агентов в работе многоагентной многоуровневой адаптивной системы может быть обеспечено следующим порядком действий:

- 1) распознавание состояния объекта и среды, принятие решения о кооперации агентом в случае необходимости;
- 2) формирование многоагентных групп;
- 3) выработка совместного плана действий;
- 4) взаимодействие агентов согласно правилам.

Только по достижении утвержденного плана действий (или действия) для каждого агента возможно начало кооперации и совместных действий. При формировании плана агенты стремятся к достижению такого состояния, которое позволило бы согласовать совместный план с помощью алгоритма поиска соглашения. Этапы проведения совместных действий начинаются по результатам формирования плана. Поведение агента обеспечивается с помощью работы блока решающих правил для формирования плана, блока правил для управления задачами, а также блока правил для поддержки соглашений с другими агентами. Реактивное поведение агента может быть реализовано с помощью многоуровневой системы управления, которая контролирует состояние памяти, получение результатов, утверждение целей, изменение данных, соглашений и состояний. В рамках многоуровневой структуры отмечаются следующие уровни управления многоагентной группой:

- 1) уровень специфических предметных знаний;
- 2) уровень знаний о процедурах вывода;
- 3) уровень управления задачами (распределение по агентам);
- 4) уровень управляющих знаний (генерация новых знаний).

Интеллектуальные агенты получают информацию от физических устройств и виртуальных агентов, сервисных запросов информационных систем управления промышленной структурой. Перспективным направлением развития систем автоматизации производства является внедрение самоорганизующихся технологических процессов [66; 67].

Для реализации открытых расширяемых многофункциональных единых виртуальных информационных пространств, которые обладают адаптивными способностями, используются современные технологии одноранговых

мультиагентных распределенных информационных систем [68] и принципы сетевидного управления [3]. С помощью технологий мультиагентных систем становится возможным построение целостной информационно-аналитической среды поддержки управления процессами нефтегазодобывающего производства, которая представляет собой комплекс расчетных модулей и инфраструктуру создания и применения.

Механизмы сетевидного управления позволяют формировать целостную виртуальную среду для интеграции функциональных и вычислительных инструментов разнородных информационных систем при решении задач управления сложными системами [2]. Сервис-ориентированная архитектура (SOA) является основой для проектирования распределенных информационных систем согласно принципам сетевидного управления. Таким образом обеспечивается взаимодействие многопрофильных подсистем сильносвязных объектов в единой информационной среде.

Направление управления процессами добычи и подготовки газа и построения цифровых моделей управления и планирования технологических операций характеризуется большими информационными объемами и высокими требованиями к обработке. Кроме того, объекты ГДК являются распределенными относительно территории охвата объектов производства. Следовательно, возникают основания для решения задач на распределенных объектах. Архитектура многоагентных систем в таком случае предполагается многоуровневой, с возможностью кооперации агентов. Большой интерес представляет обеспечение безопасности информационных компонентов многоагентных систем. Исследование причин появления угроз и нарушения целостности ресурсов является важной производственной задачей.

1.3 Применение агентно-ориентированного подхода для реализации вычислительных компонентов киберфизических систем

Совместное применение таких систем автоматизации, как системы технического обслуживания и ремонта, системы управления бизнес-процессами

(BPM), системы управления операциями отношений с клиентами (CRM), системы синхронного планирования производств (APS), системы управления жизненным циклом продукции (PLM), системы управления лабораторной информацией (LIMS), позволяет осуществить структурирование и управление на всех уровнях, включая стратегический, тактический, оперативный. На Рисунке 1.10 приведена схема компонентов системы поддержки принятия решений, где объекты представлены в форме интеллектуальных программных агентов, позволяющих значительно упростить процесс принятия решений при обработке информации и выборе приоритетного сценария управления и планирования операций на производстве. Для каждого модуля сформированы расчетные инструменты, которые представляют собой функции и процедуры для реализации существующих и полученных комбинированных алгоритмов.

Область ответственности уровней отличается частотой обработки информации и иерархической значимостью. К примеру, существует проблема координации обработки данных ввиду различной частоты на разных уровнях управления. Представленная разработка позволяет осуществлять автоматизированные процедуры самостоятельного принятия решений интеллектуальными программными агентами, поэтому разработанное математическое и программное обеспечение можно позиционировать как компоненты, функционирующие в рамках киберфизической системы.



Рисунок 1.10 – Схема компонентов многоуровневой адаптивной системы поддержки принятия решений по управлению ПВБ объектов ПТО ГДК

При построении систем промышленной автоматизации большое влияние имеет способность систем или объектов к взаимообмену информацией и координации действий и операций, т. е. интероперабельность компонентов системы. Обеспечение интероперабельности является основой развития технологий управления процессами, причем при организации подобного взаимодействия информационных систем и компонентов повышается уровень самоорганизации выполнения технологических процессов и самостоятельного выбора решения. Применение компьютерных технологий создает платформу для формирования киберфизических систем, принципом развития которых является взаимодействие вычислительных, технологических и кадровых ресурсов. Обладая способностью к сбору информации о среде и объекте управления, комплексная система

физических структур и компьютерных моделей, составляющих вычислительный слой управления, способна решать задачи оптимизации для достижения целей и реализации стратегий нефтегазодобывающего производства. Инструментом для обеспечения интероперабельности является использование принципов открытых систем и методов функциональной стандартизации.

На Рисунке 1.11 отражены некоторые основные этапы разработки интеллектуальной КСППР управления ПТО ГДК с опорой на международные и государственные стандарты, а также на технические условия и стандарты организации. Таким образом, при функционировании КСППР программные агенты обращаются к основным положениям и определениям, а также к требованиям интероперабельности автоматизированных систем, которые сформулированы в стандартах.

Таким образом, разрабатываемая многоуровневая система поддержки принятия решений может быть рассмотрена как интероперабельная система цифровизации производства добычи углеводородов. Это позволит обеспечить рациональное управление предприятием за счет введения следующих компонентов и механизмов:

- 1) адаптивной системы оценки состояний объектов производства и ресурсов предприятия;
- 2) интегрированных контуров управления промышленными структурами на оперативном, тактическом и стратегическом уровнях;
- 3) единой цифровой среды производственной организации, компоненты которой взаимодействуют между собой посредством коммуникационных технологий;
- 4) вычислительных модулей и приложений, средств взаимодействия компонентов.

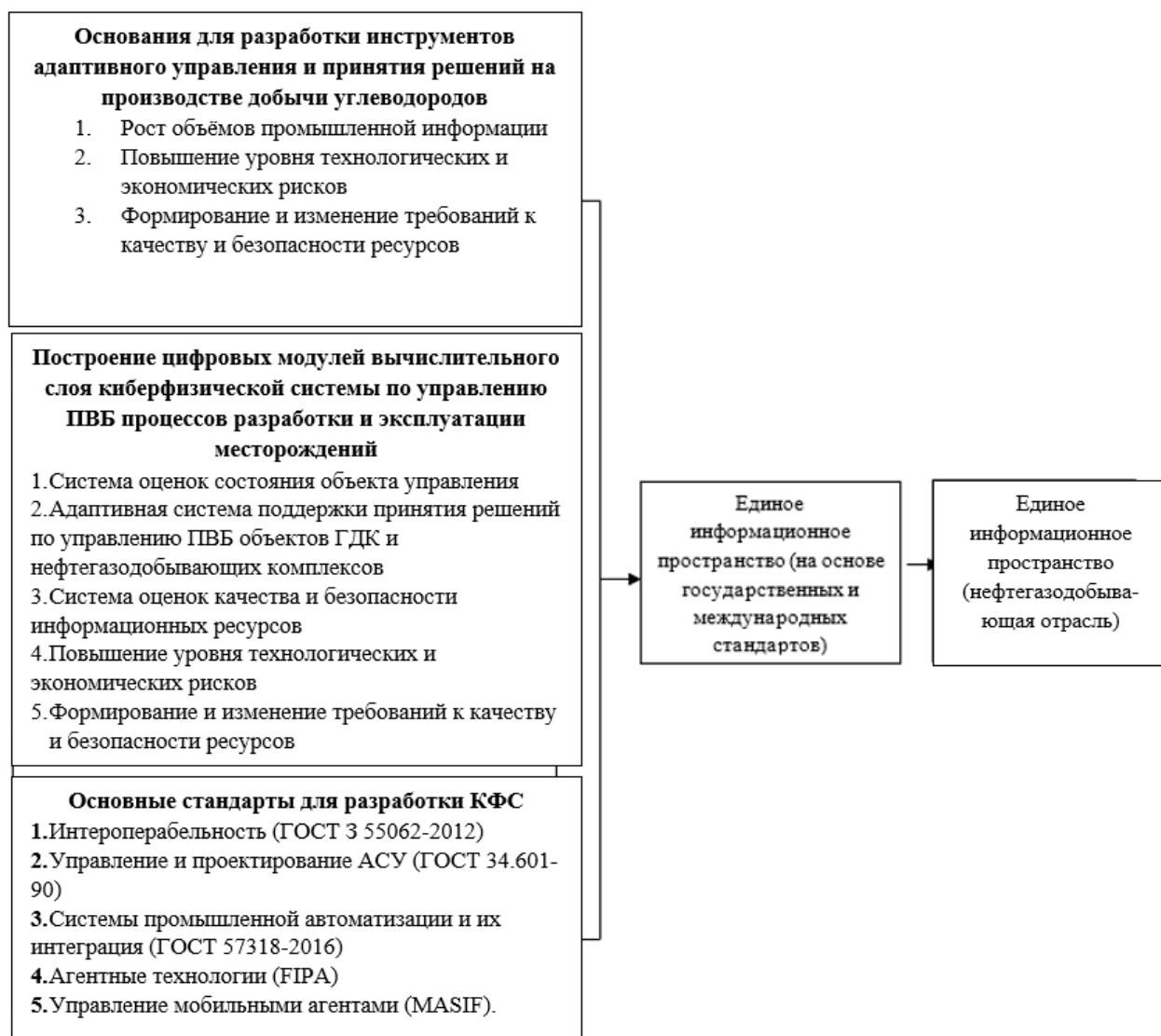


Рисунок 1.11 – Этапы работы многоагентной адаптивной КСППР по оптимизации управления ПТО ГДК с применением международных и государственных стандартов

Разрабатываемые компоненты и расчетные модули в составе ПВК МАСППР в перспективе могут быть направлены также на решение задач анализа уровней технологической (TRL), производственной (MRL) и рыночной (CRL) готовности внедряемой технологии или цифрового модуля для обеспечения работы вычислительного слоя киберфизической системы управления. Уровень готовности разрабатываемой вычислительной платформы, реализующей адаптивные технологии для управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК, может быть определен в соответствии с критериями, приведенными в [69; 70]. На Рисунке 1.12

отображено условное представление стадий готовности проекта [69] на основании достигнутых результатов.



Рисунок 1.12 – Пояснение уровней готовности технологий для проектирования, разработки и реализации ПВК МАСППР по оптимизации управления ПТО ГДК

Для определения безопасности, конфиденциальности и защищенности ресурсов в рамках расширения разработанной МАСППР предлагается использовать многоагентную систему обнаружения угроз [6]. Интеллектуальные программные агенты, координируя усилия и взаимодействуя между собой, способны определять моменты проникновения источников опасности и выявлять уязвимости в структуре системы [6; 68]. В связи с рассредоточенным характером расположения элементов, подсистем, вычислительных узлов, а также в условиях децентрализованного типа структуры системы предложена распределенная многоагентная архитектура системы оценки безопасности. Проектирование интеллектуальных систем защиты информации на основе многоагентных технологий позволяет использовать как пассивных участников в виде классов и объектов, так и активных агентов, которые способствуют решению задач обнаружения атак и вторжений в условиях неопределенности среды и неполноты информации об объекте защиты и о потенциальных опасных ситуациях.

1.4 Основы для разработки платформы синхронизации взаимодействия агентов в составе многоуровневой киберфизической системы в области управления объектами газодобывающего комплекса

Разработанная КСППР рассматривается как многоагентная многоуровневая система [71], в основе которой заложена деятельность мобильных агентов, характеристики и спецификацию которых описывает стандарт MASIF [72]. При этом агенты наделены интеллектуальными способностями к реакции и выбору соответствующего сценария обработки информации на основе исходных данных и требуемой задачи. Деятельность интеллектуальных агентов описана в стандарте FIPA [72]. Спецификации FIPA направлены на обеспечение взаимодействия агентов на основе стандартизированных коммуникаций и языков взаимосвязи. В свою очередь, стандарт MASIF создает условия для перемещения мобильных агентов между мультиагентными системами с помощью интерфейсов CORBA IDL. Кооперация между агентами осуществляется посредством сообщений, которые определены с помощью языка коммуникации агентов (Agent Communication Language, ACL). Передача сообщений осуществляется с помощью транспортных протоколов нижнего уровня, таких как SMTP, TCP/IP, HTTP, POP.

Агент в рамках работы разработанной системы основывается на знаниях, которые использует для ситуационного анализа и формирования плана действий. Согласно условиям среды проактивный агент может изменять приоритеты и правила «условие–действие» и вносить корректировки в алгоритм достижения целей [7].

Поскольку предложенная система является многоагентной, объединения агентов могут составлять виртуальный слой киберфизической системы [73]. Причем на нижнем уровне происходит построение моделей поведения агентов. Посредством выработки запросов на передачу данных агент проявляет способность к взаимодействию, и сложная задача распределяется между агентами согласно подзадачам. Таким образом, предложенная многоагентная система может быть рассмотрена как аппарат управления сложными многоуровневыми структурами. Рисунок 1.13 отображает процессы коллективного взаимодействия обучающихся

агентов, представленных модулями многоагентной платформы для поддержки принятия решений в области управления объектами ПТО ГДК.

Предложенные компоненты МАСППР (Рисунок 1.14) позволяют снизить нагрузку на оператора за счет оперативного анализа состояния объектов и расчетов комплексных показателей пожаровзрывобезопасности объектов ПТО ГДК. На рисунке 1.14 отображены основные подсистемы АСУ ТП НГДК, среди которых установка первичной подготовки газа (УППГ).

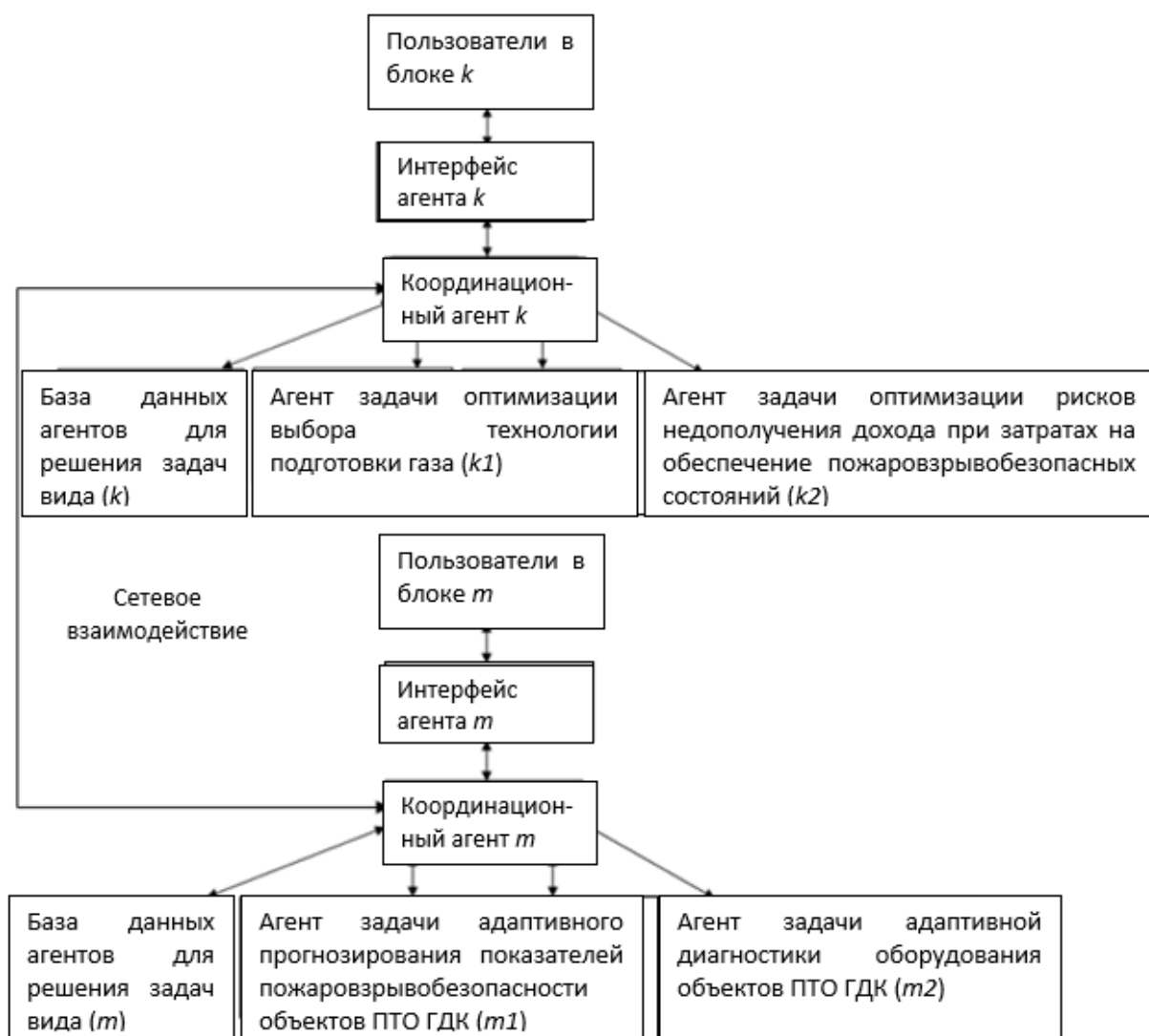


Рисунок 1.13 – Фрагмент схемы взаимодействия агентов интеллектуальной системы поддержки принятия решений в области управления ПТО ГДК



Рисунок 1.14 – Место МАСППР в структуре управления технологическими процессами на примере подготовки газа

1.5 Этапы работы многоагентной адаптивной компьютерной системы поддержки принятия решений по адаптивному управлению пожаровзрывобезопасностью объектов производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса

Процессы разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений характеризуются многокомпонентностью рассматриваемых систем, высокой неоднородностью свойств объекта управления, чувствительностью к внешним воздействиям и сменой состояний, вызванной рядом причин природного и техногенного происхождения. Применение компьютерных технологий в процессе принятия решений при управлении ПТО ГДК позволяет рационально распределить ресурсы для выполнения промышленных операций, повысить экономическую эффективность работы производственных структур, а также снизить временные, ресурсные и эксплуатационные затраты на обеспечение основных операций. На процесс генерации решений в области управления газодобывающим комплексом зачастую влияют субъективные причины и условия среды проведения работ. Сложность принятия решения заключается еще и в том, что исследуемые

процессы и механизмы управления требуют знания смежных отраслей и процедур уточнения начальных компьютерных моделей.

Для формирования представленной в работе КСППР используется комплекс методов и алгоритмов оценки результатов исследования показателей разработки, оценки информативности приведенных показателей, а также учет состояний среды и объекта управления. При рассмотрении ряда функциональных решений учитываются вопросы оценки неопределенности условий среды, специфика отраслевых объектов.

Ниже приведены основные **этапы формирования решений** в рамках работы разрабатываемой КСППР и реализации соответствующих модулей многоагентной адаптивной КСППР:

1. Критериальная оценка работы алгоритма адаптации пластовой системы, факторный анализ процессов исследования лицензионного продуктивного участка. Определение классов критериев, среди которых выделяются технологический, экономический, временной.

2. Генерация возможных альтернатив решений: методы ассимиляции согласно полученным данным вектора состояния (принятый математический аппарат, модифицированные решения, комбинированный подход).

3. Оценка возможных альтернатив решений (определение таких показателей, как разность средних для начального и конечного ансамблей, стандартное отклонение, полнота и достаточность информации о распределении параметров в околоскважинных зонах).

4. Согласование решений.

5. Прогнозирование последствий принимаемых решений.

Для оценки корректности применяемого метода или алгоритма рассматриваются следующие позиции: учет точности работы метода, влияние начальной информации, используемой для реализации метода, варианты применения метода.

Для определения практической ценности и возможности использования результатов в решении задач следующего уровня можно опираться на следующие

составляющие: рассмотрение решения задач оптимизации, проектирования и управления разработкой и эксплуатацией месторождений с учетом пожаровзрывобезопасности объектов добычи углеводородов (например, операции расстановки скважин, учета начальных запасов).

6. Выбор решения.

7. Оценка соответствия выполнения принятых решений намеченным целям.

Среди **задач**, которые рассматриваются в рамках применения разработанной МАСППР, отмечаются следующие:

1. Формирование долговременных программ производства. Определение сценариев управления разработкой месторождений.

2. Формирование структурно-образующих соотношений производства. Определение объектов контроля проектирования и обустройства месторождений.

3. Формирование плана подготовки информации согласно выбранным масштабам времени.

4. Разработка и утверждение плана сбора, подготовки, использования данных реального времени на этапах адаптации модели месторождения. Разработка сценария использования информации в задачах оптимизации.

5. Получение и обработка информации о производственном процессе. Применение технологий обработки информации и интеллектуальных решений, получение геостатистических оценок кондиционных пределов петрофизических свойств пласта.

6. Оперативное регулирование. Учет и контроль пожаровзрывобезопасных режимов разработки месторождения.

Компонентами базы данных разработанной КСППР приняты составляющие, среди которых следует отметить:

1) петрофизические параметры (статические, динамические измерения);

2) данные о работе насосного оборудования (время активной работы, простоя, восстановления);

3) данные о защите информации (функции распределения времени между проникновениями в систему, времени активации источника опасности, частота возникновения опасных воздействий).

Информация в базе знаний (БЗ) разрабатываемой КСППР представлена в виде символьных компонентов, которые отображены информационными массивами показателей ПВБ и параметров добычи углеводородов, оказывающих влияние на пожаровзрывобезопасные состояния объектов добычи углеводородов (дебит, обводненность, приемистость, скорость вытеснения флюида водой), динамических параметров (нефте-, газо-, и водонасыщенность), петрофизических параметров (пористость, проницаемость, песчанистость, эффективная толщина, измеренная глубина бурения, полная глубина бурения, степень неоднородности коллектора, информация о перфорировании скважин).

База знаний в разрабатываемой СППР относится к динамическому типу (ее содержание изменяется в зависимости от условий окружающей среды, состояния объекта управления, взаимодействия с внешними структурами). Причем новые факты, которые добавляются в БЗ, получаются в результате применения правил к уже имеющимся фактам. К примеру, значения кондиционных пределов проницаемости и пористости определяются на основании имеющейся информации о распределении коллекторного свойства согласно глубине. Эвристики базы знаний формируются на основе накопленного опыта в результате анализа информации, например геостатистических параметров, оценки корректности, точности цифровой модели пласта, актуальности, защищенности.

Обработка накопленных и обновленных информационных массивов представляет собой трудоемкий процесс. Кроме того, принятие ряда решений может осуществляться в результате обращения к итеративным алгоритмам, в связи с чем появляется необходимость в разработке компьютерной системы поддержки принятия решений. Представленная в диссертационной работе КСППР основана на интеллектуальных процедурах обработки информации, предварительной подготовки данных, применении методов многокритериального анализа в целях выбора

приемлемого инструмента адаптации модели, а также оценки информативности и комплексных показателей работы подсистем ГДК.

Функции многоагентной КСППР можно соотнести в общем виде с задачами управления и проектирования разработки месторождений углеводородов (Рисунок 1.15). При этом рассматриваемые функции будут использоваться для решения задач, которые позволят достигнуть заданных целей.

Управление разработкой и эксплуатацией месторождений является сложным динамическим процессом, а объекты добычи углеводородов характеризуются высоким уровнем пожарной опасности. В связи с этим представляется обоснованной разработка комплекса моделей, которые будут выполнять задачи оценки, прогнозирования и управления, выбора решения для корректировки и возможных проектных изменений схемы расстановки объектов системы добычи с учетом ПВБ объектов добычи углеводородов [74]. В этом случае модели, будучи связанными, будут оказывать друг на друга влияние, поскольку сами процессы, составляющие исследуемую область, взаимозависимы. В связи с этим выбор метода ассимиляции будет определяться результатами предварительной оценки вектора состояния объекта управления и внешней среды. Поэтому адаптация цифровой модели будет осуществляться по мере проведения исследовательских работ и на этапах разработки. Процедуры численного моделирования при этом обретают итерационный характер.

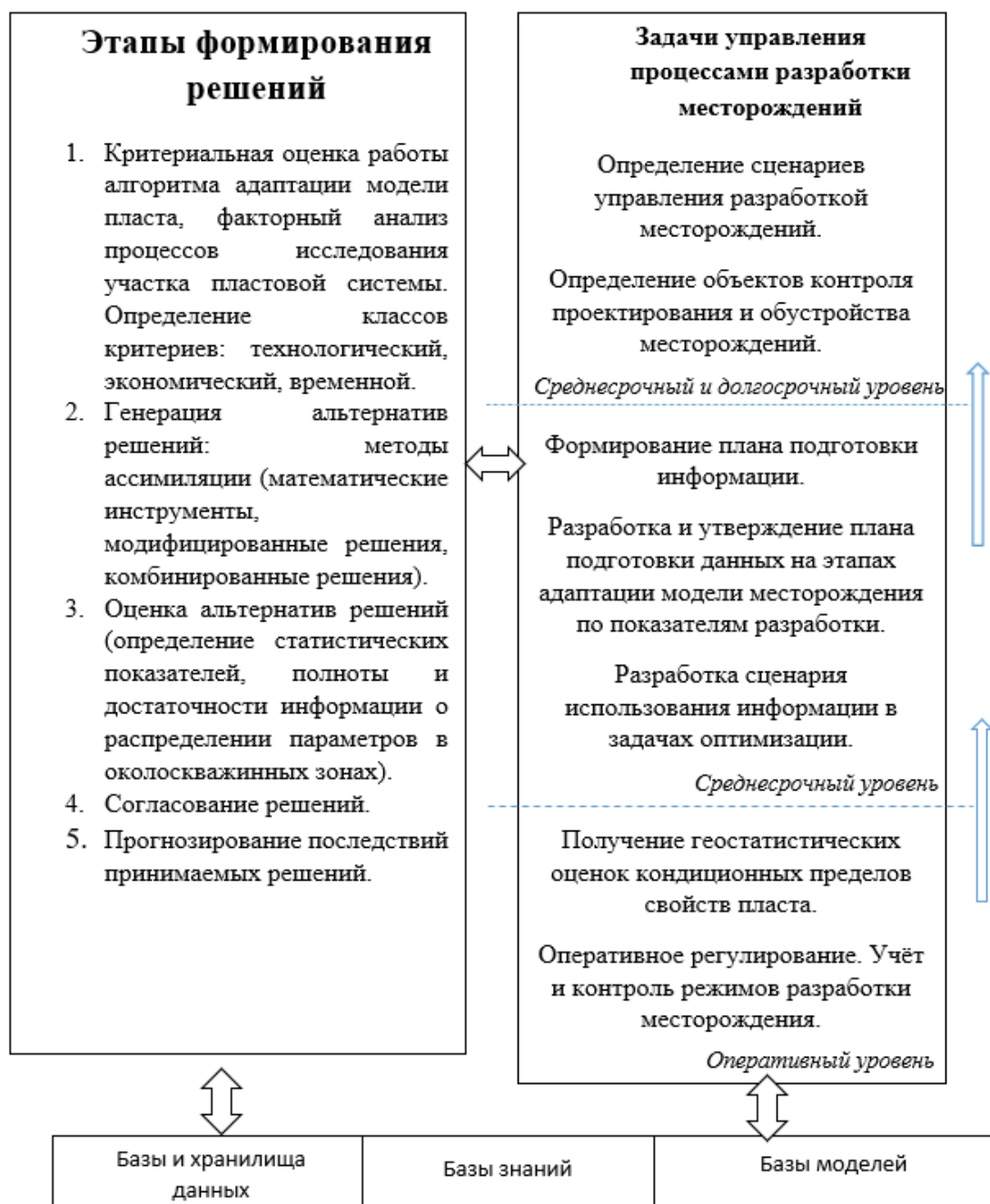


Рисунок 1.15 – Взаимосвязь функций КСППР с задачами адаптивного управления разработкой месторождений

Инструменты системного анализа и формируемые инструменты поддержки принятия решений являются основой для идентификации особенностей, присущих промышленным объектам и процессам разработки и эксплуатации месторождений, что, в свою очередь, позволяет обеспечить принятие рациональных решений и выбрать эффективный с позиции экономического и технологического развития сценарий управления.

Поскольку процесс принятия решений на производстве связан с ограничениями по времени и ресурсам, то обоснованной является аналитическая поддержка, которая может быть реализована при помощи создания и совершенствования интеллектуальных адаптивных систем поддержки принятия управленческих решений на объектах промышленности. СППР является коммуникатором для реализации обработки данных, полученных систем сбора, хранилищ информации и передачи результатов на уровень систем принятия решений, представляющих собой организационную структуру управления, объединяющую руководящих лиц подразделений и объекты управления.

При реализации ряда математических моделей, содержащихся в МАСППР, используются высокопроизводительные вычисления, сложные расчеты по многим вариантам и сценариям, что позволяет сформировать решения проблем оптимизации управления ПТО ГДК на тактическом и стратегическом уровнях, оценить эти решения, осуществить прогноз последствий.

1.6 Выводы по главе 1

1. Выявлены проблемы адаптивного управления ПВБ объектов ПТО газодобывающего комплекса (преимущественно при разработке и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера). Впервые предложена укрупненная схема системы ПТО ГДК на пожароопасных объектах нефтегазоконденсатных месторождений с учетом пожаровзрывобезопасного функционирования системы «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК». Выявлена недостаточная проработанность вопросов адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ГДК с применением методов адаптивного прогнозирования показателей добычи углеводородов, а также оптимизации рисков ПВБ объектов ПТО ГДК с применением аппарата марковских случайных процессов с дискретными состояниями и технологий многоагентного моделирования.

2. Предложено построение целостной информационно-аналитической среды для поддержки управления процессами газодобывающего производства и

объектами ПТО ГДК, которая представляет собой комплекс расчетных модулей, технологическую и информационную инфраструктуру создания и применения многоагентной адаптивной системы. При этом учитывается распределенность, динамичность и структурная сложность образующих подсистем.

3. Показана целесообразность разработки адаптивной МАСППР с использованием механизмов сетецентрического управления, что позволяет сформировать целостную виртуальную среду для интеграции функциональных и вычислительных компонентов. Модули разработанной платформы наделены адаптивными способностями к изменениям параметров состояния объекта управления и внешней среды благодаря использованию современных технологий одноранговых мультиагентных распределенных информационных систем и механизмов сетецентрического управления. Компоненты МАСППР рассматриваются как модули вычислительного слоя киберфизической системы для поддержки управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК.

4. В ходе разработки моделей и алгоритмов МАСППР по оптимизации оперативного и тактического управления ПТО ГДК показано преимущество виртуализации заданных функций управления и их делегирование интеллектуальным проактивным агентам; выявлено влияние координации действий агентов на достижение требуемых показателей качества работы подсистем самоорганизующегося виртуального информационного пространства (положение подтверждается в настоящей главе диссертации).

ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ, АЛГОРИТМОВ И ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА МНОГОАГЕНТНОЙ АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ДЛЯ МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ПОЖАРОВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

2.1 Моделирование и оптимизация технологий функционирования компонентов многоагентной адаптивной системы поддержки принятия решений по управлению пожаровзрывобезопасностью объектов

В условиях воздействия внешних факторов на процессы эксплуатации становится очевидной необходимость снижения степени неопределенности при вычислении комплексных показателей функционирования объектов системы разработки месторождений. Целью снижения временных, ресурсных и организационных затрат на выполнение технологических мероприятий по повышению объемов энергоресурсов, извлекаемых в условиях изменчивой и открытой среды, обоснована разработка аналитического решения по поддержке формирования механизмов управления разработкой и эксплуатацией месторождений.

В связи с многокомпонентностью систем добычи нефти и газа обретает актуальность формирование многоуровневых структурных моделей для описания подсистем управления процессами эксплуатации углеводородов. Сетецентрический тип управления является основным механизмом формирования устойчивого функционирования компонентов системы добычи углеводородов. На Рисунке 2.1 предложена структурная модель для реализации адаптивного управления процессами разработки и эксплуатации месторождений с учетом пожаровзрывобезопасности объектов ПТО ГДК.

Предложенная разработка предлагает организацию математического обеспечения для контроля показателей функционирования оборудования и выполнения производственных операций с учетом факторов, способных повлиять на выход оборудования из строя или стабильность его работы [75; 76]. Совместное

взаимодействие систем контроля механического оборудования в целях достижения высоких результатов и соответствия плановым показателям обеспечивается применением механизмов сетецентрического стратегического управления. Причем наблюдение за поведением технологических объектов формируется в дискретном времени в соответствии с действиями и состоянием супервизора – управляющей компоненты системы добычи газа.

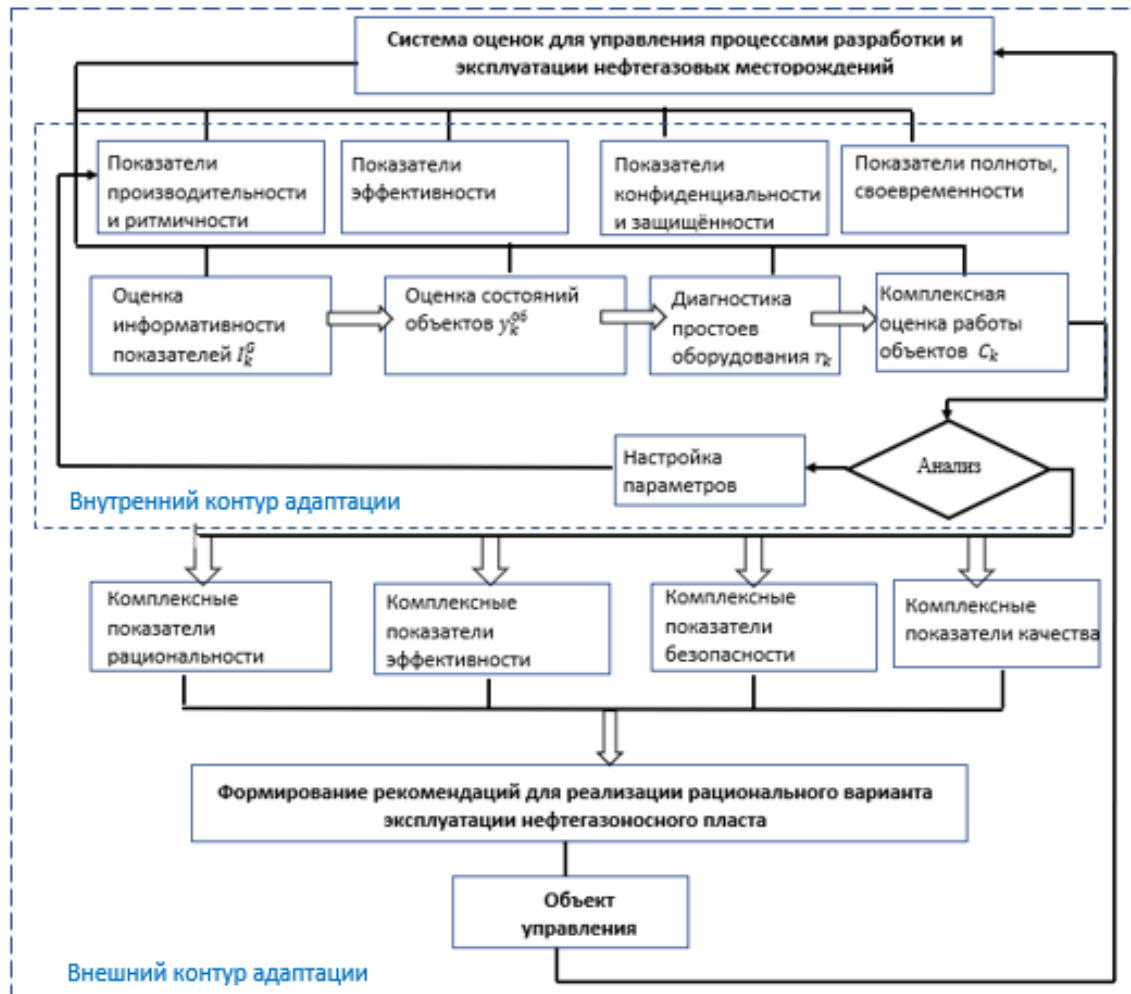


Рисунок 2.1 – Структурная модель системы оценок для адаптивного управления объектами ПТО ГДК с учетом их пожаровзрывобезопасности

С учетом заданных ограничений становится достижимым обеспечение уровня качества работы подсистемы контроля и оперативного реагирования на нештатные ситуации. Охват компонентов модели сетевой структурой позволяет поддерживать активный контроль состояния промышленных объектов и принятие своевременных решений о модернизации системы добычи газа [76; 77].

При управлении разработкой и эксплуатацией месторождений важно отметить работу нескольких центров по принятию управленческих решений в области выбора модели месторождения с учетом анализа геофизической информации, ассимиляции данных с помощью соответствующих алгоритмов, а также рациональности расстановки скважин и модернизации проектных решений [78; 79].

Регулирование и координация связей между объектами добычи углеводородов в пределах лицензионного участка пластовой системы, а также создание основных и резервных каналов для контроля безопасности работы оборудования обеспечивают повышение производительности подсистем добычи, корректности полученных результатов и рационализации управления производственными структурами [80–82].

Для уточнения и пересчета показателей пожаровзрывобезопасных состояний объектов добычи и подготовки углеводородов, а также для определения вероятностей пребывания компонентов системы газодобывающего комплекса в работоспособном и неработоспособном состояниях выполняется разработка марковских моделей анализа эффективности работы объектов и подсистем АСУ объектами системы «скважина – УКПГ». Подраздел 2.1.1 посвящен решению задачи моделирования и оптимизации выбора технологий работы объектов ГДК.

2.1.1 Обобщенная марковская модель (динамики средних) и многокритериальная оценка работы объектов газодобывающего комплекса с учетом пожаровзрывоопасных состояний

Для того чтобы обеспечить заданный уровень ежедневной добычи и соответствующие накопленные объемы углеводородов, необходимо выполнить оперативный анализ информации и уже по его результатам принимать обоснованные решения по проведению технического обслуживания и ремонтных работ для бесперебойного функционирования подсистем разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа. Исследование функционирования объектов разработки и анализ состояний компонентов проводились на примере

составляющих подсистем ГДК. По результатам оценки состояний объектов системы добычи углеводородов выполнялся анализ и расчет показателей, отражающих эффективность и производительность структур промышленности.

Газодобывающий комплекс, включая составляющие компоненты, представляет собой сложную систему, которая характеризуется продолжительным периодом эксплуатации и непрерывным режимом функционирования [83; 84]. Основной объем сопровождающего оборудования пребывает на стадии эксплуатации. Период ТО в основном планируется календарным способом или в интервалах времени, когда объект не находится в эксплуатации. Сложности эксплуатации могут быть обусловлены появлением отказов или неисправностью объектов [85]. Для описания переходов объектов ГДК из состояния в состояние используется аппарат марковских случайных процессов с дискретными состояниями [4; 5; 86]. Марковские процессы с непрерывным временем и конечным множеством состояний или счетным множеством состояний служат моделью для решения большого числа прикладных задач нефтегазовой отрасли [20; 21]. К примеру, процессы ремонта скважин и регулирования проведения технологических операций могут быть описаны моделями марковских цепей. В ряде работ рассматривается использование нечетких марковских моделей при оценке состояний распределенных многоагентных информационных систем [87]. В [88] описывается применение нечетких иерархических марковских моделей для контроля и диагностики газотурбинных двигателей. Рассмотрена возможность использования формул Байеса в качестве инструмента нечеткой логики для идентификации марковских моделей. Работа [89] исследует применение марковских моделей для описания процессов тепло- и массопереноса между потоками газа. Процесс теплопереноса описывается с помощью сеточной модели, в которой каждой ячейке или группе ячеек свойственны термальные состояния. Работа [90] описывает разработку марковской модели процесса принятия решений для оптимизации операций по ремонту нефте- и газопроводов. Определяется проблема применения внутритрубной дефектоскопии, а также ингибиторов в соответствии с состоянием объекта.

Состояние компонентов подсистемы добычи газа можно описать с помощью марковского процесса с непрерывным временем. При этом матрица вероятностей переходов преобразована в матрицу интенсивностей переходов, а уравнения Колмогорова–Чепмена для поиска $p_j(k)$ модифицированы в дифференциальные уравнения относительно производных $p'_j(t)$:

$$p'_j(t) = (\sum_{k=1}^n \lambda_{jk})p_j(t) + \sum_{k=1}^n \beta \lambda_{kj} p_k(t), \quad (2.1)$$

где λ_{jk} – интенсивность перехода из состояния j в состояние k ;

β – параметр.

В качестве нормирующего выступает следующее условие:

$$\sum_{j=1}^n p_j(t) = 1. \quad (2.2)$$

Начальные условия при этом записываются выражениями:

$$p_1(0) = 1; p_j(0) = 0, j = 2, 3, \dots, n. \quad (2.3)$$

Интенсивность перехода может быть выражена с помощью следующей формулы:

$$\lambda = \frac{1}{t_{cp}}, \quad (2.4)$$

где t_{cp} – среднее время перехода элемента системы из состояния в состояние.

Потоки событий, которые способствуют переводу элементов системы из состояния в состояние, подчиняются пуассоновскому закону распределения.

Марковские процессы с непрерывным временем позволяют оперировать с самими элементами (параметрами) системы. Для этого применяется метод динамики средних, который помогает описывать функционирование подсистемы добычи газа и процессы ремонтных работ, а также прогнозирование поведения подсистем добычи и объектов, составляющих такие системы. Описание функционирования проводится с помощью систем дифференциальных уравнений, которые аналогичны уравнениям Колмогорова, но записаны относительно средних численностей состояний подсистемы. При этом уравнения могут быть также записаны относительно дисперсий и корреляционных моментов [91].

При применении метода динамики средних предполагается, что все потоки событий, которые переводят элементы из состояния в состояние, являются пуассоновскими. Следовательно, динамика поведения элемента описывается марковским случайным процессом. С точки зрения управления процессом ремонта и регулирования работы подсистемы добычи метод динамики средних особенно применим, к примеру, для контроля работы насосного оборудования, поскольку в этом случае система располагает большим числом однородных элементов и состояний. Под однородными понимаются элементы, идентичные относительно интенсивностей переходов из состояния в состояние и относительно самих состояний [4; 92]. Поэтому граф состояний системы может быть описан графом состояния одного элемента.

Для того чтобы определить средние численности однородных объектов, пребывающих в возможных состояниях $M_j[t]$, записывается система дифференциальных уравнений динамики средних:

$$M'_j(t) = \sum_{k=1}^n \lambda_{jk} M_k(t) + \sum_{j=k}^n \lambda_{kj} M_k(t). \quad (2.5)$$

При этом выполняются нормирующее и начальное условия:

$$\sum_{j=1}^n M_j(t) = N, \quad (2.6)$$

$$M_1(0) = N; M_j(0) = 0, j = 2, 3, \dots, n. \quad (2.7)$$

Дисперсия $D_j(t)$ определяется следующим выражением:

$$D_j(t) = M_j(t) \left(1 - \frac{M_j(t)}{N} \right). \quad (2.8)$$

Метод динамики средних способствует описанию функционирования ряда однородных групп элементов, взаимодействующих между собой, а также ряда элементов, взаимодействующих с этими группами. В таком случае динамика действия системы будет описана векторным марковским случайным процессом с зависимыми составляющими.

В отдельных отраслевых задачах интенсивности λ_{jk} могут носить непостоянный характер, что выражается в зависимости от численности элементов исследуемого состояния $x_j(t)$. В этом случае численность элементов будет

случайной величиной для рассматриваемого момента t . В условиях многокомпонентности системы интенсивности λ_{jk} могут зависеть от численности ряда состояний. Чтобы решить такую систему уравнений, предполагается, что интенсивность зависит от средних значений численностей элементов. Такое допущение принято называть принципом квазирегулярности, который позволяет получить приближенное решение уравнения динамики средних.

В целях повышения эффективности подготовки газа на НГКМ Крайнего Севера используют мощности газодобывающих структур, в том числе высокопроизводительных УКПГ [83; 93]. На Рисунке 2.2 изображена структурная схема АСУ УКПГ.



Рисунок 2.2 – Укрупненная структурная схема АСУ УКПГ

В рамках решения вопросов моделирования и оптимизации функционирования нефтегазодобывающих систем на основе теории марковских случайных процессов рассмотрено функционирование объектов Уренгойского НГКМ [26].

В работе поставлены задачи моделирования и оптимизации функционирования групп объектов подготовки газа и конденсата согласно процессу (этапу) подготовки углеводорода. Причем для технологии НТС рассмотрены варианты, используемые на объектах эксплуатации НГКМ Западной Сибири (Таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Количественные характеристики групп объектов в составе УКПГ

Процесс и тип технологии	Группа объектов
Очистка (отбензинивание) газа: Т1 – НТС с дроссельным циклом Т2 – НТС с усовершенствованными компонентами подготовки и рациональным использованием ингибитора Т3 – НТС с использованием оборудования системы регенерации гликоля	Сепараторы
	Разделители жидкости
	Теплообменники
Осушка газа: ТА1 – Промысловая низкотемпературная абсорбция ТА2 – Масляная абсорбция	Абсорберы
	Фильтры
	Насосы гликоля и водяного конденсата
	Дегазаторы
Охлаждение газа	Система подготовки импульсного газа (СПИГ)
	Аппарат воздушного охлаждения газа
	Турбодетандер
Подготовка нестабильного конденсата	Ректификационная колонна
	Воздушный холодильник
	Флегмовая емкость
	Система подачи щелочного реагента

В общем случае функционирование групп объектов системы подготовки газа (Рисунок 2.3) может быть представлено совокупностью взаимодействующих процессов [35; 94].

Функционирование объектов каждого блока технологической линии УКПГ может быть описано с помощью аппарата марковских случайных процессов с дискретными состояниями и непрерывным временем.

В качестве основных групп однородных объектов УКПГ, блуждающих по одним и тем же состояниям, приняты следующие применительно к технологиям:

- *очистка* газа: сепараторы (С), разделители (Р), теплообменники (Т);

- *осушка* газа: абсорберы, дегазаторы (Д), фильтры (Ф), насосы (Н), разделители (Р), теплообменники (Т).

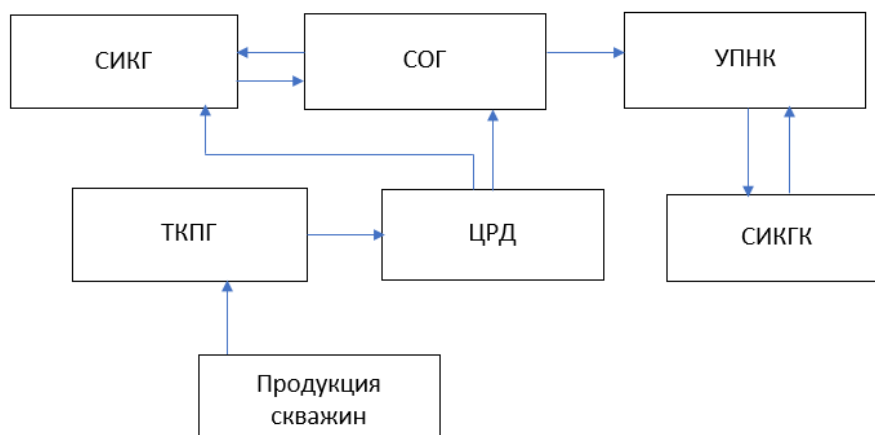


Рисунок 2.3 – Структурная схема взаимодействия подсистем комплексной подготовки газа и конденсата

Количество объектов для каждой группы составляет более 8–10 единиц, что обосновывает применение метода динамики средних. Результаты применения метода динамики средних для расчета средних численностей однородных объектов УКПГ в работоспособном и неработоспособном взрывопожароопасных состояниях используются при расчете показателей ПВБ при функционировании групп объектов УКПГ применительно к технологиям очистки и осушки газа. Требуемое количество однотипных объектов объясняется технологическими особенностями подготовки газа на НГКМ Крайнего Севера [26], а именно на УКПГ-1АВ Уренгойского НГКМ действует 8 технологических линий, на УКПГ-1С Заполярного НГКМ – 12.

Системы уравнений динамики средних (уравнений Колмогорова, записанных относительно средних численностей состояний) для исследуемых групп объектов рассматриваются в комплексе (Рисунок 2.4), поскольку марковские процессы, описанные с помощью указанных систем уравнений, являются зависимыми: интенсивности переходов одних состояний зависят от средней численности других. Показано, что средние численности объектов в работоспособном состоянии применительно к ведущей группе объектов УКПГ, СОГ и УПНК, для которых величины показателей ПВБ близки к критическим или характеризуются работой на

максимально допустимую мощность, оказывают влияние на интенсивность перехода второстепенных групп объектов в неработоспособное состояние. В частности, на Рисунке 2.4 отмечены интенсивности переходов из состояния в состояние для групп объектов «дегазаторы» и «насосы», которые определяются средними численностями объектов ведущей группы «абсорберы», пребывающих в работоспособном и неработоспособном взрывопожароопасных состояниях [35].

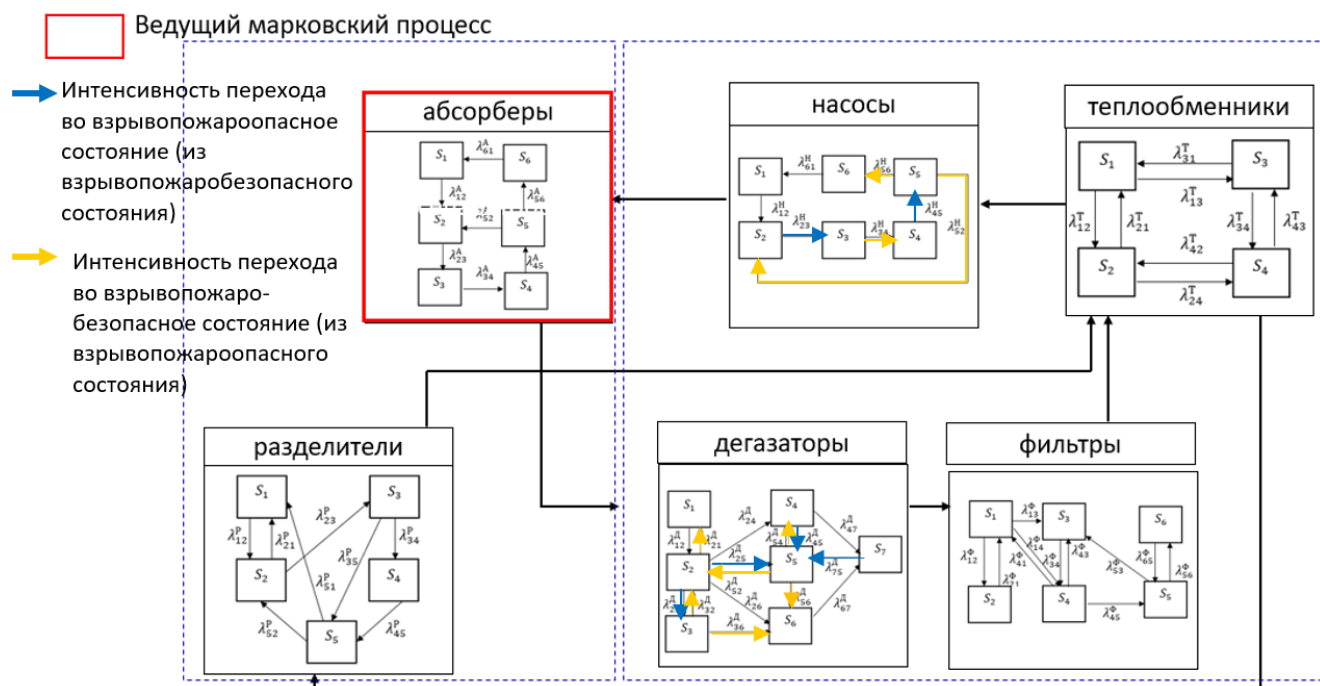


Рисунок 2.4 – Взаимодействие марковских моделей процессов функционирования групп объектов «УКПГ – СОГ – УПНК»

2.1.1.1 Моделирование и оптимизация выбора технологий низкотемпературной сепарации газа (на примере объектов установки комплексной подготовки газа Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения)

В рамках исследования функционирования системы подготовки газа с применением методов НТС решена задача многокритериального выбора предпочтительной технологии подготовки газа на пожароопасных производственных объектах ГДК. Проведена разработка марковских моделей для анализа эффективности работы автоматизированных систем управления установками комплексной подготовки газа. Расчеты выполнены на основе данных функционирования УКПГ Уренгойского НГКМ. Выявлены основы формирования

расчетных моделей критериев оптимальности процесса подготовки газа. Реализована многокритериальная модель оценки и выбора оптимальной технологии подготовки газа при применении трех типов **технологий очистки газа**: НТС с дроссельным циклом (Т1), НТС с усовершенствованными компонентами подготовки и рациональным использованием ингибитора гидратообразования – метанола (Т2), НТС с использованием оборудования системы регенерации гликоля (Т3). Приведены рекомендации по учету вероятности пребывания компонентов установки низкотемпературной сепарации газа в работоспособном состоянии при пересчете экономических критериев для оценки реализации технологий подготовки газа с учетом пожароопасных состояний объектов УКПГ [95; 96].

Для рассмотрения **способа очистки газа методами НТС** принято решение объединить объекты, обладающие сходным множеством состояний, в следующие группы: сепараторы, разделители жидкости, теплообменники. В работе выполнено построение графов состояний для групп компонентов установки комплексной подготовки газа. Функции теплообменников состоят в изменении температурного режима подготовки газа, разделителей жидкости – в обработке нестабильного конденсата. На Рисунке 2.5 предложены графы состояний для групп «сепараторы», «разделители жидкости» и «теплообменники».

На Рисунке 2.5 графы состояний групп содержат следующие узлы, каждому из которых соответствует определенное состояние (указано в скобках):

а) *сепараторы*: S_1 – поступление и очистка газа от жидкости (РС); S_2 – очистка газа от примесей (РС); S_3 – регистрация превышения уровня загазованности (НС пожароопасное); S_4 – ликвидация последствий простоя (НС пожароопасное); S_5 – проверка работоспособности (НС); S_6 – активная работа (РС);

б) *разделители жидкости*: S_1 – проверка функционирования (НС пожароопасное); S_2 – поступление продукта (РС); S_3 – дегазация конденсата (РС); S_4 – регистрация превышения критического показателя ПВБ и аварийного пролива жидкости при разделении, ожидание ремонта (НС); S_5 – ремонт и диагностика оборудования ОПО (НС пожароопасное);

в) *теплообменники*: S_1 – обнаружение неплотностей и нарушения герметичности в теплообменном аппарате и регистрация повышения давления (НС пожароопасное); S_2 – идентификация причины сбоя и его устранение (НС пожароопасное); S_3 – проверка поступления газа, полученного в процессе низкотемпературной сепарации (РС); S_4 – проверка охлаждения очищенного газа и запуск в эксплуатацию (РС).

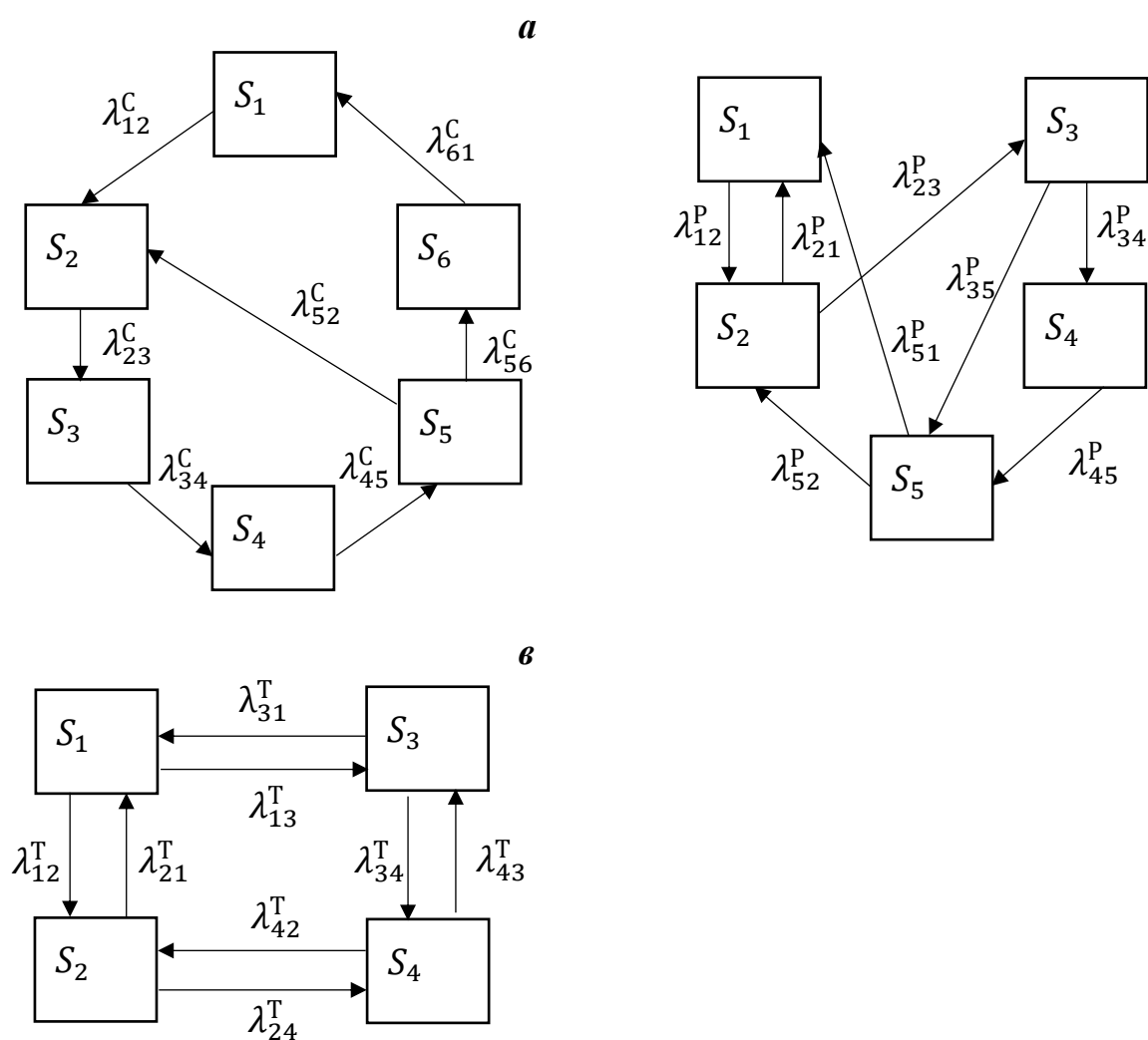


Рисунок 2.5 – Графы состояний групп объектов УКПГ: *a* – сепараторы; *б* – разделители жидкости; *в* – теплообменники

Неработоспособные состояния для групп объектов УКПГ рассматриваются с учетом пожаровзрывоопасности ОПО ГДК.

Для определения вероятностей и средних численностей объектов очистки газа, находящихся в работоспособном состоянии, необходимо привести компоненты матрицы интенсивностей переходов из состояния в состояние для

сепараторов, разделителей жидкости и теплообменников в случае использования технологии очистки газа (С – объекты группы «сепараторы», Р – объекты группы «разделители жидкости», Т – объекты группы «теплообменники», Т k – тип технологии очистки газа, $k = 1, 2, 3$):

$$\lambda_{ij}^{P,Tk} = \lambda_{ij}^{C,Tk} = \begin{bmatrix} 0 & \lambda_{12}^{C,Tk} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_{23}^{C,Tk} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_{34}^{C,Tk} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{45}^{C,Tk} & 0 \\ 0 & \lambda_{52}^{C,Tk} & 0 & 0 & 0 & \lambda_{56}^{C,Tk} \\ \lambda_{61}^{C,Tk} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$\lambda_{ij}^{P,Tk} = \begin{bmatrix} 0 & \lambda_{12}^{P,T1} & 0 & 0 & 0 \\ \lambda_{21}^{P,T1} & 0 & \lambda_{23}^{P,T1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_{34}^{P,T1} & \lambda_{35}^{P,T1} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{45}^{P,T1} \\ \lambda_{51}^{P,T1} & \lambda_{52}^{P,T1} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$\lambda_{ij}^{T,Tk} = \begin{bmatrix} 0 & \lambda_{12}^{T,T1} & \lambda_{13}^{T,T1} & 0 \\ \lambda_{21}^{T,T1} & 0 & 0 & \lambda_{24}^{T,T1} \\ \lambda_{31}^{T,T1} & 0 & 0 & \lambda_{34}^{T,T1} \\ 0 & \lambda_{42}^{T,T1} & \lambda_{43}^{T,T1} & 0 \end{bmatrix}.$$

Система уравнений Колмогорова–Чепмена для группы объектов «сепараторы» примет вид:

$$\begin{cases} \frac{d\vec{p}^C(t)}{dt} = \lambda^C \vec{p}^C(t), \\ \sum_{i=1}^6 p_i^C = 1, \end{cases}$$

$$\begin{cases} \frac{dp_1^C(t)}{dt} = -\lambda_{12}^C p_1^C(t) + \lambda_{61}^C p_6^C(t), \\ \frac{dp_2^C(t)}{dt} = \lambda_{12}^C p_1^C(t) + \lambda_{52}^C p_5^C(t) - \lambda_{23}^C p_2^C(t), \\ \frac{dp_3^C(t)}{dt} = \lambda_{23}^C p_2^C(t) - \lambda_{34}^C p_3^C(t), \\ \frac{dp_4^C(t)}{dt} = \lambda_{34}^C p_3^C(t) - \lambda_{45}^C p_4^C(t), \\ \frac{dp_5^C(t)}{dt} = \lambda_{45}^C p_4^C(t) - (\lambda_{56}^C + \lambda_{52}^C) p_5^C(t), \\ \frac{dp_6^C(t)}{dt} = \lambda_{56}^C p_5^C(t) - \lambda_{61}^C p_6^C(t), \\ \sum_{i=1}^6 p_i^C = 1, \end{cases} \quad (2.9)$$

где λ_{ij}^C – интенсивность переходов сепаратора из состояния i в состояние j ;
 $p_i^C(t)$ – вероятность пребывания сепаратора в состоянии S_i .

Система уравнений Колмогорова–Чепмена для группы «разделители жидкости» принимает следующий вид:

$$\begin{cases} \frac{dp_1^P(t)}{dt} = -\lambda_{12}^P p_1^P(t) + \lambda_{21}^P p_2^P(t) + \lambda_{51}^P p_5^P(t), \\ \frac{dp_2^P(t)}{dt} = -(\lambda_{21}^P + \lambda_{23}^P) p_2^P(t) + \lambda_{12}^P p_1^P(t) + \lambda_{52}^P p_5^P(t), \\ \frac{dp_3^P(t)}{dt} = -(\lambda_{34}^P + \lambda_{35}^P) p_3^P(t) + \lambda_{23}^P p_2^P(t), \\ \frac{dp_4^P(t)}{dt} = -\lambda_{45}^P p_4^P(t) + \lambda_{34}^P p_3^P(t), \\ \frac{dp_5^P(t)}{dt} = -(\lambda_{51}^P + \lambda_{52}^P) p_5^P(t) + \lambda_{35}^P p_3^P(t) + \lambda_{45}^P p_4^P(t), \\ \sum_{i=1}^5 p_i^P = 1, \end{cases} \quad (2.10)$$

где λ_{ij}^P – интенсивность переходов разделителя жидкости из состояния i в состояние j ;

$p_i^P(t)$ – вероятность пребывания разделителя жидкости в состоянии S_i .

Система уравнений Колмогорова–Чепмена для графа состояний группы «теплообменники» имеет вид:

$$\begin{cases} \frac{dp_1^T(t)}{dt} = -(\lambda_{12}^T + \lambda_{13}^T) p_1^T(t) + \lambda_{21}^T p_2^T(t) + \lambda_{31}^T p_3^T(t), \\ \frac{dp_2^T(t)}{dt} = -(\lambda_{21}^T + \lambda_{24}^T) p_2^T(t) + \lambda_{12}^T p_1^T(t) + \lambda_{42}^T p_4^T(t), \\ \frac{dp_3^T(t)}{dt} = -(\lambda_{31}^T + \lambda_{34}^T) p_3^T(t) + \lambda_{13}^T p_1^T(t) + \lambda_{43}^T p_4^T(t), \\ \frac{dp_4^T(t)}{dt} = -(\lambda_{42}^T + \lambda_{43}^T) p_4^T(t) + \lambda_{24}^T p_2^T(t) + \lambda_{34}^T p_3^T(t), \\ \sum_{i=1}^4 p_i^T = 1, \end{cases} \quad (2.11)$$

где λ_{ij}^T – интенсивность переходов теплообменника из состояния i в состояние j ;

$p_i^T(t)$ – вероятность пребывания теплообменника в состоянии S_i .

Ниже приведены выражения для расчета вероятностей $p_{PC}^{C,Tk}$, $p_{PC}^{P,Tk}$, $p_{PC}^{T,Tk}$ пребывания в работоспособном состоянии согласно технологии очистки газа Tk

следующих групп объектов: сепараторов, разделителей жидкости и теплообменников:

$$\begin{aligned} p_{PC}^{C,Tk} &= p_1^{C,Tk} + p_2^{C,Tk} + p_6^{C,Tk}, \\ p_{PC}^{P,Tk} &= p_2^{P,Tk} + p_3^{P,Tk}, \\ p_{PC}^{T,Tk} &= p_3^{T,Tk} + p_4^{T,Tk}. \end{aligned} \quad (2.12)$$

Для учета работоспособности компонентов при определении эффективности внедрения предложенных технологий подготовки газа необходимо рассчитать среднее значение вероятности пребывания для компонентов УКПГ в работоспособном состоянии. Для этой операции учитывается используемая технология подготовки газа. Средние значения вероятностей пребывания УКПГ в работоспособном состоянии согласно технологии очистки газа Tk определяются по выражению

$$p_{PC}^{C-P-T,Tk} = \frac{1}{3} (p_{PC}^{C,Tk} + p_{PC}^{P,Tk} + p_{PC}^{T,Tk}). \quad (2.12.1)$$

Ввиду того что количество однородных объектов УКПГ, составляющих каждую из рассмотренных групп, превышает восемь, целесообразно применить метод динамики средних и метод динамики моментов [97] для описания функционирования и определения средних численностей объектов в работоспособном и неработоспособном состояниях. Количество однотипных объектов объясняется технологическими особенностями подготовки газа на НГКМ Крайнего Севера, а именно: на УКПГ-1АВ Уренгойского НГКМ действует 8 технологических линий (на каждой линии по 3 сепаратора, 2 разделителя, 2 теплообменника); на УКПГ-1С Заполярного НГКМ – 12 (на каждой линии по 2 сепаратора, 2 теплообменника и 3 разделителя жидкости).

Система уравнений динамики средних для группы объектов «сепараторы» в структуре УКПГ может быть представлена в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dM_1^C(t)}{dt} = -\lambda_{12}^C M_1^C(t) + \lambda_{61}^C M_6^C(t), \\ \frac{dM_2^C(t)}{dt} = \lambda_{12}^C M_1^C(t) + \lambda_{52}^C M_5^C(t) - \lambda_{23}^C M_2^C(t), \\ \frac{dM_3^C(t)}{dt} = \lambda_{23}^C M_2^C(t) - \lambda_{34}^C M_3^C(t), \\ \frac{dM_4^C(t)}{dt} = \lambda_{34}^C M_3^C(t) - \lambda_{45}^C M_4^C(t), \\ \frac{dM_5^C(t)}{dt} = \lambda_{45}^C M_4^C(t) - (\lambda_{56}^C + \lambda_{52}^C) M_5^C(t), \\ \frac{dM_6^C(t)}{dt} = \lambda_{56}^C M_5^C(t) - \lambda_{61}^C M_6^C(t), \\ \sum_{i=1}^6 M_i^C = N_C, \end{array} \right. \quad (2.13)$$

где $M_i^C(t)$ – количество сепараторов, которые в момент времени t пребывают в состоянии S_i ;

N_C – общее количество сепараторов на всех технологических линиях УКПГ рассматриваемого участка НГКМ;

$M_i = N_C p_i$; $\sum_{i=1}^K M_i = N$;

K – количество состояний для объекта «сепаратор»;

N_C – количество объектов группы «сепараторы».

Средняя численность объектов группы «сепараторы» для технологии Tk НТС (где $k = 1, 2, 3$) определяется следующим образом:

– для объектов в работоспособном состоянии:

$$M_{PC}^{C,Tk} = M_{1(PC)}^{C,Tk} + M_{2(PC)}^{C,Tk} + M_{6(PC)}^{C,Tk}; \quad (2.13.1)$$

– для объектов в неработоспособном состоянии:

$$M_{HC}^{C,Tk} = M_{3(HC)}^{C,Tk} + M_{4(HC)}^{C,Tk} + M_{5(HC)}^{C,Tk}. \quad (2.13.2)$$

Система уравнений динамики средних для группы объектов «разделители жидкости» в структуре УКПГ может быть представлена в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dM_1^P(t)}{dt} = -\lambda_{12}^P M_1^P(t) + \lambda_{21}^P M_2^P(t) + \lambda_{51}^P M_5^P(t), \\ \frac{dM_2^P(t)}{dt} = -(\lambda_{21}^P + \lambda_{23}^P) M_2^P(t) + \lambda_{12}^P M_1^P(t) + \lambda_{52}^P M_5^P(t), \\ \frac{dM_3^P(t)}{dt} = -(\lambda_{34}^P + \lambda_{35}^P) M_3^P(t) + \lambda_{23}^P M_2^P(t), \\ \frac{dM_4^P(t)}{dt} = -\lambda_{45}^P M_4^P(t) + \lambda_{34}^P M_3^P(t), \\ \frac{dM_5^P(t)}{dt} = -(\lambda_{51}^P + \lambda_{52}^P) M_5^P(t) + \lambda_{35}^P M_3^P(t) + \lambda_{45}^P M_4^P(t), \\ \sum_{i=1}^5 M_i^P = N_P, \end{array} \right. \quad (2.14)$$

где $M_i^P(t)$ – количество разделителей жидкости, которые в момент времени t пребывают в состоянии S_i ;

N_P – общее количество разделителей жидкости на всех технологических линиях УКПГ рассматриваемого участка НГКМ.

Средняя численность объектов группы «разделители жидкости» для технологии Tk НТС (где $k = 1, 2, 3$) определяется следующим образом:

– для объектов в работоспособном состоянии:

$$M_{PC}^{P,Tk} = M_{2(PC)}^{P,Tk} + M_{3(PC)}^{P,Tk}; \quad (2.14.1)$$

– для объектов в неработоспособном состоянии:

$$M_{HC}^{P,Tk} = M_{1(HC)}^{P,Tk} + M_{4(HC)}^{P,Tk} + M_{5(HC)}^{P,Tk}. \quad (2.14.2)$$

Система уравнений динамики средних для группы объектов «теплообменники» в структуре УКПГ может быть представлена в виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dM_1^T(t)}{dt} = -(\lambda_{12}^T + \lambda_{13}^T) M_1^T(t) + \lambda_{21}^T M_2^T(t) + \lambda_{31}^T M_3^T(t), \\ \frac{dM_2^T(t)}{dt} = -(\lambda_{21}^T + \lambda_{24}^T) M_2^T(t) + \lambda_{12}^T M_1^T(t) + \lambda_{42}^T M_4^T(t), \\ \frac{dM_3^T(t)}{dt} = -(\lambda_{31}^T + \lambda_{34}^T) M_3^T(t) + \lambda_{13}^T M_1^T(t) + \lambda_{43}^T M_4^T(t), \\ \frac{dM_4^T(t)}{dt} = -(\lambda_{42}^T + \lambda_{43}^T) M_4^T(t) + \lambda_{24}^T M_2^T(t) + \lambda_{34}^T M_3^T(t), \\ \sum_{i=1}^4 M_i^T = N_T, \end{array} \right. \quad (2.15)$$

где $M_i^T(t)$ – количество разделителей жидкости, которые в момент времени t пребывают в состоянии S_i ;

N_T – общее количество разделителей жидкости на всех технологических линиях УКПГ рассматриваемого участка НГКМ.

Средняя численность объектов группы «теплообменники» для технологии Tk НТС (где $k = 1, 2, 3$) определяется следующим образом:

- для объектов в работоспособном состоянии:

$$M_{PC}^{T,Tk} = M_{3(PC)}^{T,Tk} + M_{4(PC)}^{T,Tk}; \quad (2.15.1)$$

- для объектов в неработоспособном состоянии:

$$M_{HC}^{T,Tk} = M_{1(HC)}^{T,Tk} + M_{2(HC)}^{T,Tk}. \quad (2.15.2)$$

Для определения зависимостей между численностями состояний объектов ведущей группы и объектов второстепенных групп для каждого типа технологии очистки газа предложено отношение

$$K_{PC}^{g,Tk} = \frac{M_{PC}^{g(Tk)}}{N_g}, \quad (2.15.3)$$

где $K_{PC}^{g,Tk}$ – коэффициент, отражающий отношение средней численности объектов группы g в работоспособном состоянии $M_{PC}^{g(Tk)}$ к общей численности N_g для технологии очистки газа Tk .

Кроме того, системы уравнений (2.9)–(2.11) и (2.13)–(2.15) предложено рассматривать в комплексе, поскольку случайные процессы, которые описаны с помощью указанных систем уравнений, являются связанными.

2.1.1.2 Моделирование и оптимизация технологий подготовки газа с применением низкотемпературных режимов (на примере объектов Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения)

Для описания функционирования объектов для реализации технологии низкотемпературной абсорбции газа разработаны марковские модели для анализа эффективности работы следующих групп объектов ТКПГ и ЦРД УКПГ: абсорберов, дегазаторов, фильтров, насосов.

Абсорберы включены в технологический корпус подготовки газа. Дегазаторы также включены в ТКПГ и работают в связке с объектами

«сепараторы» и «абсорберы». Группа объектов «фильтры» составляет цех ЦРД и функционирует в связке с группой объектов «разделители жидкости» и «теплообменники». Группа объектов «насосы» включена в ЦРД и работает в связке с емкостным оборудованием.

Граф состояний для группы «дегазаторы» (Д) для технологии абсорбционной осушки газа представлен на Рисунке 2.6.

Для функционирования группы объектов «дегазаторы» с учетом подготовки НДЭГ определены следующие состояния: S_1 – подготовка и определение параметров НДЭГ; S_2 – подача НДЭГ из ТКПГ в блок дегазатора 30Д-1 (извлечение газа выветривания); S_3 – сбой при подаче НДЭГ из ТКПГ в блок дегазатора, нарушение герметичности емкости для дегазации и устранение сбоев (НС пожароопасное); S_4 – отведение НДЭГ из дегазатора 30Д-1 в блок фильтров 30БФ-1 (через отсекающую задвижку 43д1-10, клапан-регулятор 4КР1-1 и отсекающую задвижку 43д1-9 или по байпасной линии через задвижки 43д1-8); S_5 – сбой при отводе НДЭГ из дегазатора 30Д-1 в блок фильтров 30БФ-1 и при смешивании потоков НДЭГ, нарушение герметичности фильтров, устранение сбоев (НС пожароопасное); S_6 – отвод газа выветривания на площадку свечных сепараторов и выход на дренажную линию для опорожнения дегазатора 30Д-1 через задвижки 43д1-5 и 43д1-7; S_7 – смешивание потоков НДЭГ.

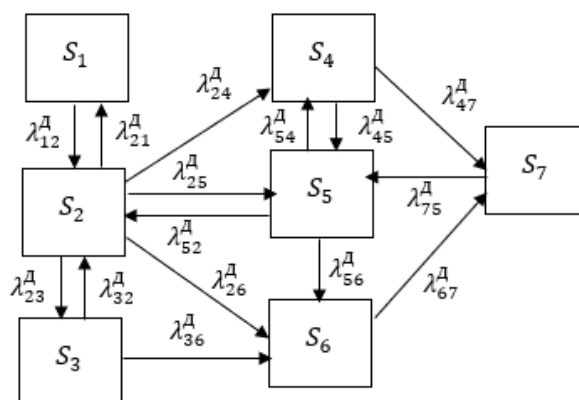


Рисунок 2.6 – Граф состояний для функционирования группы объектов «дегазаторы»

Составлена матрица интенсивностей переходов из состояния в состояние для дегазаторов:

$$\lambda_{ij}^{D,Tk} = \begin{bmatrix} 0 & \lambda_{12}^{D,Tk} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \lambda_{21}^{D,Tk} & 0 & \lambda_{23}^{D,Tk} & \lambda_{24}^{D,Tk} & \lambda_{25}^{D,Tk} & \lambda_{26}^{D,Tk} & 0 \\ 0 & \lambda_{32}^{D,Tk} & 0 & 0 & 0 & \lambda_{36}^{D,Tk} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{45}^{D,Tk} & 0 & \lambda_{47}^{D,Tk} \\ 0 & \lambda_{52}^{D,Tk} & 0 & \lambda_{54}^{D,Tk} & 0 & \lambda_{56}^{D,Tk} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{67}^{D,Tk} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{75}^{D,Tk} & 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Система уравнений Колмогорова–Чепмена для графа состояний группы объектов «дегазаторы» примет вид:

$$\begin{cases} \frac{dp_1^D(t)}{dt} = -\lambda_{12}^D p_1^D(t) + \lambda_{21}^D p_2^D(t), \\ \frac{dp_2^D(t)}{dt} = -(\lambda_{21}^D + \lambda_{23}^D + \lambda_{24}^D + \lambda_{25}^D + \lambda_{26}^D) p_2^D(t) + \lambda_{12}^D p_1^D(t) + \lambda_{32}^D p_3^D(t) + \lambda_{52}^D p_5^D(t), \\ \frac{dp_3^D(t)}{dt} = -(\lambda_{32}^D + \lambda_{36}^D) p_3^D(t) + \lambda_{23}^D p_2^D(t), \\ \frac{dp_4^D(t)}{dt} = -(\lambda_{45}^D + \lambda_{47}^D) p_4^D(t) + \lambda_{24}^D p_2^D(t) + \lambda_{54}^D p_5^D(t), \\ \frac{dp_5^D(t)}{dt} = -(\lambda_{52}^D + \lambda_{54}^D + \lambda_{56}^D) p_5^D(t) + \lambda_{25}^D p_2^D(t) + \lambda_{45}^D p_4^D(t) + \lambda_{75}^D p_7^D(t), \\ \frac{dp_6^D(t)}{dt} = -\lambda_{67}^D p_6^D(t) + \lambda_{26}^D p_2^D(t) + \lambda_{36}^D p_3^D(t) + \lambda_{56}^D p_5^D(t), \\ \frac{dp_7^D(t)}{dt} = -\lambda_{75}^D p_7^D(t) + \lambda_{47}^D p_4^D(t) + \lambda_{67}^D p_6^D(t), \\ \sum_{i=1}^7 p_i^D = 1, \end{cases} \quad (2.16)$$

где λ_{ij}^D – интенсивность переходов дегазатора из состояния i в состояние j ;

$p_i^D(t)$ – вероятность пребывания дегазатора в состоянии S_i .

Граф состояний для группы объектов «фильтры» представлен на Рисунке 2.7.

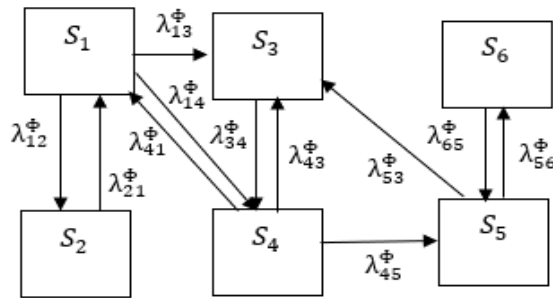


Рисунок 2.7 – Граф состояний для функционирования группы объектов «фильтры»

На Рисунке 2.7 отображен граф состояний функционирования группы объектов «фильтры» (Ф): S_1 – контроль состояния блока фильтров, смешивание потоков НДЭГ из 30Д-1 и РДЭГ из межтрубного пространства 30Т-1 в линии подачи РДЭГ в емкость 30Е-1 для последующего разделения в блоке фильтров; S_2 – сбой при подаче РДЭГ в емкость 30Е-1, регистрация нарушения герметичности и обнаружение неплотностей емкостного оборудования, устранение сбоев (НС пожароопасное); S_3 – разделение потока НДЭГ в блоке фильтров 30БФ-1; S_4 – техническое обслуживание и проверка состояния НДЭГ; S_5 – очистка НДЭГ для предотвращения образования накипи на стенках оборудования при его нагревании; S_6 – обнаружение неисправности, связанной с перегревом комплектующих, и проверка технических характеристик фильтрационного оборудования (НС пожароопасное).

Матрица интенсивностей переходов из состояния в состояние для фильтров имеет вид:

$$\lambda_{ij}^{\Phi, Tk} = \begin{bmatrix} 0 & \lambda_{12}^{\Phi, Tk} & \lambda_{13}^{\Phi, Tk} & \lambda_{14}^{\Phi, Tk} & 0 & 0 \\ \lambda_{21}^{\Phi, Tk} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_{34}^{\Phi, Tk} & 0 & 0 \\ \lambda_{41}^{\Phi, Tk} & 0 & \lambda_{43}^{\Phi, Tk} & 0 & \lambda_{45}^{\Phi, Tk} & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_{53}^{\Phi, Tk} & 0 & 0 & \lambda_{56}^{\Phi, Tk} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{65}^{\Phi, Tk} & 0 \end{bmatrix}.$$

Система уравнений Колмогорова–Чепмена для графа состояний группы объектов «фильтры» записывается в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dp_1^{\Phi}(t)}{dt} = -(\lambda_{12}^{\Phi} + \lambda_{13}^{\Phi} + \lambda_{14}^{\Phi})p_1^{\Phi}(t) + \lambda_{21}^{\Phi} p_2^{\Phi}(t) + \lambda_{41}^{\Phi} p_4^{\Phi}(t), \\ \frac{dp_2^{\Phi}(t)}{dt} = -\lambda_{21}^{\Phi} p_2^{\Phi}(t) + \lambda_{12}^{\Phi} p_1^{\Phi}(t), \\ \frac{dp_3^{\Phi}(t)}{dt} = -\lambda_{34}^{\Phi} p_3^{\Phi}(t) + \lambda_{13}^{\Phi} p_1^{\Phi}(t) + \lambda_{43}^{\Phi} p_4^{\Phi}(t) + \lambda_{53}^{\Phi} p_5^{\Phi}(t), \\ \frac{dp_4^{\Phi}(t)}{dt} = -(\lambda_{41}^{\Phi} + \lambda_{43}^{\Phi} + \lambda_{45}^{\Phi})p_4^{\Phi}(t) + \lambda_{14}^{\Phi} p_1^{\Phi}(t), \\ \frac{dp_5^{\Phi}(t)}{dt} = -(\lambda_{53}^{\Phi} + \lambda_{56}^{\Phi}) p_5^{\Phi}(t) + \lambda_{45}^{\Phi} p_4^{\Phi}(t) + \lambda_{65}^{\Phi} p_6^{\Phi}(t), \\ \frac{dp_6^{\Phi}(t)}{dt} = -\lambda_{65}^{\Phi} p_6^{\Phi}(t) + \lambda_{56}^{\Phi} p_5^{\Phi}(t), \\ \sum_{i=1}^6 p_i^{\Phi} = 1, \end{array} \right. \quad (2.17)$$

где λ_{ij}^{Φ} – интенсивность переходов фильтра из состояния i в состояние j ;

$p_i^\Phi(t)$ – вероятность пребывания фильтра в состоянии S_i .

Для группы объектов «насосы» (Н) при применении абсорбционной технологии осушки газа используется граф состояний, представленный на Рисунке 2.8.

На Рисунке 2.8 отображены следующие состояния для группы объектов «насосы»: S_1 – подача горячей воды из технологической насосной в емкость 60Е-2/1 и загрузка порошкообразного хлористого кальция (РС); S_2 – техническое обслуживание оборудования; S_3 – сбои при подаче смеси на всас насоса 50Н-2/1 для перемешивания, регистрация нарушения герметичности функционирования насоса, обнаружение утечек по цилиндру, регистрация перегрева подшипников (НС пожароопасное); S_4 – устранение сбоев при подаче смеси на всас насоса 50Н-2/1 (НС пожароопасное); S_5 – проверка работоспособности насосного оборудования (НС пожароопасное); S_6 – перекачка раствора в емкости, регулирование задвижек и проверка функционирования системы хранения ДЭГ.

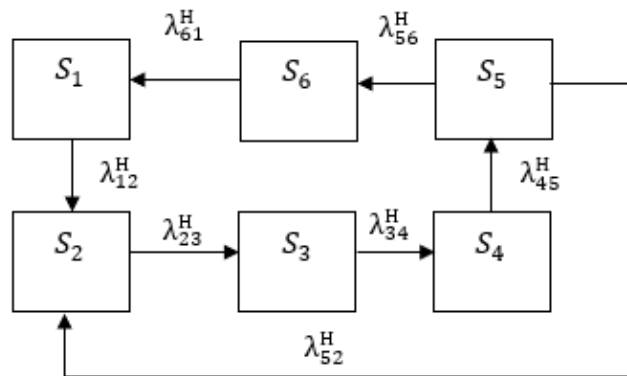


Рисунок 2.8 – Граф состояний для функционирования группы объектов «насосы»

Матрица интенсивностей переходов из состояния в состояние для объектов «насосы» имеет вид:

$$\lambda_{ij}^{H,Tk} = \begin{bmatrix} 0 & \lambda_{12}^{H,Tk} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_{23}^{H,Tk} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_{34}^{H,Tk} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{45}^{H,Tk} & 0 \\ 0 & \lambda_{52}^{H,Tk} & 0 & 0 & 0 & \lambda_{56}^{H,Tk} \\ \lambda_{61}^{H,Tk} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Система уравнений Колмогорова–Чепмена для графа состояний группы объектов «насосы» записывается следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dp_1^H(t)}{dt} = -\lambda_{12}^H p_1^H(t) + \lambda_{61}^H p_6^H(t), \\ \frac{dp_2^H(t)}{dt} = -\lambda_{23}^H p_2^H(t) + \lambda_{12}^H p_1^H(t) + \lambda_{52}^H p_5^H(t), \\ \frac{dp_3^H(t)}{dt} = -\lambda_{34}^H p_3^H(t) + \lambda_{23}^H p_2^H(t), \\ \frac{dp_4^H(t)}{dt} = -\lambda_{45}^H p_4^H(t) + \lambda_{34}^H p_3^H(t), \\ \frac{dp_5^H(t)}{dt} = -(\lambda_{52}^H + \lambda_{56}^H) p_5^H(t) + \lambda_{45}^H p_4^H(t), \\ \frac{dp_6^H(t)}{dt} = -\lambda_{61}^H p_6^H(t) + \lambda_{56}^H p_5^H(t), \\ \sum_{i=1}^6 p_i^H = 1, \end{array} \right. \quad (2.18)$$

где λ_{ij}^H – интенсивность переходов насосного оборудования из состояния i в состояние j ;

$p_i^H(t)$ – вероятность пребывания насосного оборудования в состоянии S_i .

На Рисунке 2.9 показано, что граф состояний группы «абсорберы» содержит узлы, каждому из которых соответствует определенное состояние: S_1 – поступление газовых компонентов (РС); S_2 – поглощение газовых компонентов жидкой фазой (РС); S_3 – регистрация образования горючих концентраций, снижение давления и обнаружение повреждений, связанных с коррозией материалов абсорбционной установки, устранение простоя (НС пожароопасное); S_4 – ликвидация последствий простоя и проверка уровня флюида в нижнем корпусе абсорбера в целях исключения выхода газовой фазы из абсорбера (НС пожароопасное); S_5 – тестовые испытания (НС пожароопасное); S_6 – проверка состояния поглотителя (РС) [35].

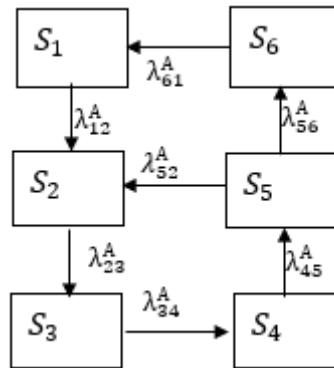


Рисунок 2.9 – Граф состояний для функционирования группы объектов «абсорберы»

Составлена матрица интенсивностей переходов из состояния в состояние для объектов «абсорберы»:

$$\lambda_{ij}^{A,Tk} = \begin{bmatrix} 0 & \lambda_{12}^{A,Tk} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_{23}^{A,Tk} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_{34}^{A,Tk} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{45}^{A,Tk} & 0 \\ 0 & \lambda_{52}^{A,Tk} & 0 & 0 & 0 & \lambda_{56}^{A,Tk} \\ \lambda_{61}^{A,Tk} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Система уравнений Колмогорова–Чепмена для группы объектов «абсорберы» примет следующий вид:

$$\begin{cases} \frac{dp_1^A(t)}{dt} = -\lambda_{12}^A p_1^A(t) + \lambda_{61}^A p_6^A(t), \\ \frac{dp_2^A(t)}{dt} = \lambda_{12}^A p_1^A(t) + \lambda_{52}^A p_5^A(t) - \lambda_{23}^A p_2^A(t), \\ \frac{dp_3^A(t)}{dt} = \lambda_{23}^A p_2^A(t) - \lambda_{34}^A p_3^A(t), \\ \frac{dp_4^A(t)}{dt} = \lambda_{34}^A p_3^A(t) - \lambda_{45}^A p_4^A(t), \\ \frac{dp_5^A(t)}{dt} = \lambda_{45}^A p_4^A(t) - (\lambda_{56}^A + \lambda_{52}^A) p_5^A(t), \\ \frac{dp_6^A(t)}{dt} = \lambda_{56}^A p_5^A(t) - \lambda_{61}^A p_6^A(t), \\ \sum_{i=1}^6 p_i^A = 1, \end{cases} \quad (2.19)$$

где λ_{ij}^A – интенсивность переходов абсорбера из состояния i в состояние j ;

$p_i^A(t)$ – вероятность пребывания абсорбера в состоянии S_i .

Ниже приведены выражения для расчета вероятностей пребывания в работоспособном состоянии объектов групп «абсорберы» ($p_{PC}^{A,Tk}$), «дегазаторы» ($p_{PC}^{D,Tk}$), «фильтры» ($p_{PC}^{\Phi,Tk}$) и «насосы» ($p_{PC}^{H,Tk}$):

$$\begin{aligned} p_{PC}^{A,Tk} &= p_1^{A,Tk} + p_2^{A,Tk} + p_6^{A,Tk}, \\ p_{PC}^{D,Tk} &= p_1^{D,Tk} + p_2^{D,Tk} + p_4^{D,Tk} + p_6^{D,Tk}, \\ p_{PC}^{\Phi,Tk} &= p_1^{\Phi,Tk} + p_3^{\Phi,Tk} + p_4^{\Phi,Tk} + p_5^{\Phi,Tk}, \\ p_{PC}^{H,Tk} &= p_1^{H,Tk} + p_2^{H,Tk} + p_6^{H,Tk}, \end{aligned} \quad (2.20)$$

где Tk – тип технологии, в данном случае осушки газа.

Для учета работоспособности компонентов при определении эффективности внедрения предложенных технологий осушки газа необходимо рассчитать среднее значение вероятности пребывания групп объектов УКПГ в работоспособном состоянии. Для этой операции учитывается используемая технология осушки газа. Определение средних значений вероятностей пребывания УКПГ в работоспособном состоянии согласно технологии абсорбционной осушки газа ТАК осуществляется согласно следующему выражению:

$$p_{PC}^{D-\Phi-H-A,Tk} = \frac{1}{4} (p_{PC}^{D,Tk} + p_{PC}^{\Phi,Tk} + p_{PC}^{H,Tk} + p_{PC}^{A,Tk}). \quad (2.20.1)$$

Для определения средней численности объектов, пребывающих в работоспособном и неработоспособном состояниях, применяется метод динамики средних. Использование метода можно обосновать тем, что количество однородных объектов осушки газа, включенных в состав технологических линий подготовки газа, превышает 10. К примеру, с учетом того что количество технологических линий на УКПГ-1С ЗНГКМ составляет 12, общая численность абсорберов эквивалентна 12, дегазаторов – также 12, фильтров – 24, насосов – 48.

Система уравнений динамики средних для группы объектов «дегазаторы» в структуре УКПГ может быть представлена в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dM_1^D(t)}{dt} = -\lambda_{12}^D M_1^D(t) + \lambda_{21}^D M_2^D(t), \\ \frac{dM_2^D(t)}{dt} = -(\lambda_{21}^D + \lambda_{23}^D + \lambda_{24}^D + \lambda_{25}^D + \lambda_{26}^D) M_2^D(t) + \lambda_{12}^D M_1^D(t) + \lambda_{32}^D M_3^D(t) + \lambda_{52}^D M_5^D(t), \\ \frac{dM_3^D(t)}{dt} = -(\lambda_{32}^D + \lambda_{36}^D) M_3^D(t) + \lambda_{23}^D M_2^D(t), \\ \frac{dM_4^D(t)}{dt} = -(\lambda_{45}^D + \lambda_{47}^D) M_4^D(t) + \lambda_{24}^D M_2^D(t) + \lambda_{54}^D M_5^D(t), \\ \frac{dM_5^D(t)}{dt} = -(\lambda_{52}^D + \lambda_{54}^D + \lambda_{56}^D) M_5^D(t) + \lambda_{25}^D M_2^D(t) + \lambda_{45}^D M_4^D(t) + \lambda_{75}^D M_7^D(t), \\ \frac{dM_6^D(t)}{dt} = -\lambda_{67}^D M_6^D(t) + \lambda_{26}^D M_2^D(t) + \lambda_{36}^D M_3^D(t) + \lambda_{56}^D M_5^D(t), \\ \frac{dM_7^D(t)}{dt} = -\lambda_{75}^D M_7^D(t) + \lambda_{47}^D M_4^D(t) + \lambda_{67}^D M_6^D(t), \\ \sum_{i=1}^7 M_i^D = N_D, \end{array} \right. \quad (2.21)$$

где $M_i^D(t)$ – количество дегазаторов, которые в момент времени t пребывают в состоянии S_i ;

N_D – общее количество дегазаторов на всех технологических линиях УКПГ рассматриваемого участка НГКМ.

Средние численности объектов группы «дегазаторы», пребывающих в работоспособном и неработоспособном состояниях, для технологии НТС T_k (где $k = 1, 2, 3$):

$$M_{PC}^{D,Tk} = M_{1(PC)}^{D,Tk} + M_{2(PC)}^{D,Tk} + M_{4(PC)}^{D,Tk} + M_{6(PC)}^{D,Tk},$$

$$M_{HC}^{D,Tk} = M_{3(HC)}^{D,Tk} + M_{5(HC)}^{D,Tk}.$$

Система уравнений динамики средних для группы объектов «фильтры» в структуре УКПГ может быть представлена в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dM_1^\Phi(t)}{dt} = -(\lambda_{12}^\Phi + \lambda_{13}^\Phi + \lambda_{14}^\Phi)M_1^\Phi(t) + \lambda_{21}^\Phi M_2^\Phi(t) + \lambda_{41}^\Phi M_4^P(t), \\ \frac{dM_2^\Phi(t)}{dt} = -\lambda_{21}^\Phi M_2^\Phi(t) + \lambda_{12}^\Phi M_1^\Phi(t), \\ \frac{dM_3^\Phi(t)}{dt} = -\lambda_{34}^\Phi M_3^\Phi(t) + \lambda_{13}^\Phi M_1^\Phi(t) + \lambda_{43}^\Phi M_4^\Phi(t) + \lambda_{53}^\Phi M_5^\Phi(t), \\ \frac{dM_4^\Phi(t)}{dt} = -(\lambda_{41}^\Phi + \lambda_{43}^\Phi + \lambda_{45}^\Phi)M_4^\Phi(t) + \lambda_{14}^\Phi M_1^P(t), \\ \frac{dM_5^\Phi(t)}{dt} = -(\lambda_{53}^\Phi + \lambda_{56}^\Phi)M_5^\Phi(t) + \lambda_{45}^\Phi M_4^\Phi(t) + \lambda_{65}^\Phi M_6^\Phi(t), \\ \frac{dM_6^\Phi(t)}{dt} = -\lambda_{65}^\Phi M_6^\Phi(t) + \lambda_{56}^\Phi M_5^\Phi(t), \\ \sum_{i=1}^6 M_i^\Phi = N_\Phi, \end{array} \right. \quad (2.22)$$

где $M_i^\Phi(t)$ – количество фильтров, которые в момент времени t пребывают в состоянии S_i ;

N_Φ – общее количество фильтров на всех технологических линиях УКПГ рассматриваемого участка НГКМ.

Средние численности объектов «фильтры», пребывающих в работоспособном и неработоспособном состояниях, для технологии НТС T_k (где $k = 1, 2, 3$):

$$M_{PC}^{\Phi,Tk} = M_{1(PC)}^{\Phi,Tk} + M_{3(PC)}^{\Phi,Tk} + M_{4(PC)}^{\Phi,Tk} + M_{5(PC)}^{\Phi,Tk},$$

$$M_{HC}^{\Phi,Tk} = M_{2(HC)}^{\Phi,Tk} + M_{6(HC)}^{\Phi,Tk}.$$

Система уравнений динамики средних для группы объектов «насосы» в структуре УКПГ может иметь следующий вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dM_1^H(t)}{dt} = -\lambda_{12}^H M_1^H(t) + \lambda_{61}^H M_6^H(t), \\ \frac{dM_2^H(t)}{dt} = -\lambda_{23}^H M_2^H(t) + \lambda_{12}^H M_1^H(t) + \lambda_{52}^H M_5^H(t), \\ \frac{dM_3^H(t)}{dt} = -\lambda_{34}^H M_3^H(t) + \lambda_{23}^H M_2^H(t), \\ \frac{dM_4^H(t)}{dt} = -\lambda_{45}^H M_4^H(t) + \lambda_{34}^H M_3^H(t), \\ \frac{dM_5^H(t)}{dt} = -(\lambda_{52}^H + \lambda_{56}^H) M_5^H(t) + \lambda_{45}^H M_4^H(t), \\ \frac{dM_6^H(t)}{dt} = -\lambda_{61}^H M_6^H(t) + \lambda_{56}^H M_5^H(t), \\ \sum_{i=1}^6 M_i^H = N_H, \end{array} \right. \quad (2.23)$$

где $M_i^H(t)$ – количество насосов, которые в момент времени t пребывают в состоянии S_i ;

N_H – общее количество насосов на всех технологических линиях УКПГ рассматриваемого участка НГКМ.

Средние численности объектов группы «насосы», пребывающих в работоспособном и неработоспособном состояниях, для технологии НТС Tk (где $k = 1, 2, 3$):

$$M_{PC}^{H,Tk} = M_{1(PC)}^{H,Tk} + M_{2(PC)}^{H,Tk} + M_{6(PC)}^{H,Tk},$$

$$M_{HC}^{H,Tk} = M_{3(HC)}^{H,Tk} + M_{5(HC)}^{H,Tk}.$$

Система уравнений динамики средних для группы объектов «абсорберы» в структуре УКПГ может быть представлена в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dM_1^A(t)}{dt} = -\lambda_{12}^A M_1^A(t) + \lambda_{61}^A M_6^A(t), \\ \frac{dM_2^A(t)}{dt} = \lambda_{12}^A M_1^A(t) + \lambda_{52}^A M_5^A(t) - \lambda_{23}^A M_2^A(t), \\ \frac{dM_3^A(t)}{dt} = \lambda_{23}^A M_2^A(t) - \lambda_{34}^A M_3^A(t), \\ \frac{dM_4^A(t)}{dt} = \lambda_{34}^A M_3^A(t) - \lambda_{45}^A M_4^A(t), \\ \frac{dM_5^A(t)}{dt} = \lambda_{45}^A M_4^A(t) - (\lambda_{56}^A + \lambda_{52}^A) M_5^A(t), \\ \frac{dM_6^A(t)}{dt} = \lambda_{56}^A M_5^A(t) - \lambda_{61}^A M_6^A(t), \\ \sum_{i=1}^6 M_i^A = N_A, \end{array} \right. \quad (2.24)$$

где $M_i^A(t)$ – количество абсорберов, которые в момент времени t пребывают в состоянии S_i ;

N_A – общее количество абсорберов на всех технологических линиях УКПГ рассматриваемого участка НГКМ.

Средние численности объектов группы «абсорберы», пребывающих в работоспособном и неработоспособном состояниях, для технологии НТС T_k (где $k = 1, 2, 3$):

$$M_{PC}^{A,Tk} = M_{1(PC)}^{A,Tk} + M_{2(PC)}^{A,Tk} + M_{6(PC)}^{A,Tk},$$

$$M_{HC}^{A,Tk} = M_{3(HC)}^{A,Tk} + M_{5(HC)}^{A,Tk}.$$

Для определения зависимостей между численностями состояний объектов ведущей группы объектов и второстепенных групп объектов для каждого типа технологии осушки газа предложено следующее отношение:

$$K_{PC}^{g,TAk} = \frac{M_{PC}^{g(TAk)}}{N_g}, \quad (2.24.1)$$

где $K_{PC}^{g,TAk}$ – коэффициент, отражающий отношение средней численности объектов группы g в работоспособном состоянии $M_{PC}^{g(Tk)}$ к общей численности N_g для технологии осушки газа TAk .

Функционирование групп объектов для реализации технологии охлаждения газа

Для системы охлаждения газа определены три группы объектов: АВО, ТДА и СПИГ.

Для группы объектов «АВО» системы охлаждения газа рассматривается граф состояний, представленный на Рисунке 2.10: S_1 – осмотр основного и вспомогательного технологического оборудования, трубопроводов СОГ и АВО; S_2 – проверка правильного положения на приборах указателей предельных и установочных значений (смена в случае ошибочных величин); S_3 – проверка комплектности и работоспособности средств пожаротушения; S_4 – проверка работы систем противоаварийной защиты СОГ; S_5 – проверка работоспособности шаровых кранов, клапанов-регуляторов и запуск установки АВО. При этом неработоспособные состояния для группы объектов «АВО» не являются

пожаровзрывоопасными, поскольку операции с АВО производятся с негорючими материалами в холодном состоянии [1].

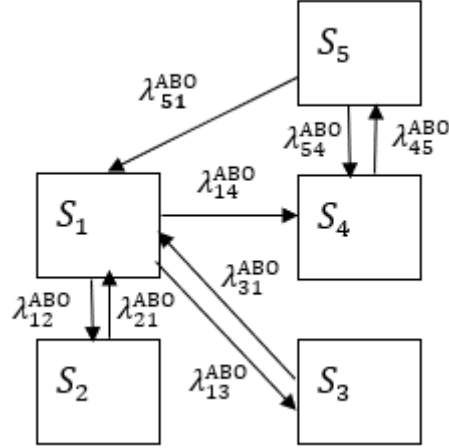


Рисунок 2.10 – Граф состояний для функционирования группы объектов «АВО»

Система уравнений Колмогорова–Чепмена для группы объектов «АВО» имеет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dp_1^{ABO}(t)}{dt} = -(\lambda_{12}^{ABO} + \lambda_{13}^{ABO} + \lambda_{14}^{ABO})p_1^{ABO}(t) + \lambda_{21}^{ABO}p_2^{ABO}(t) + \lambda_{31}^{ABO}p_3^{ABO}(t) + \lambda_{51}^{ABO}p_5^{ABO}(t), \\ \frac{dp_2^{ABO}(t)}{dt} = -\lambda_{21}^{ABO}p_2^{ABO}(t) + \lambda_{12}^{ABO}p_1^{ABO}(t), \\ \frac{dp_3^{ABO}(t)}{dt} = -\lambda_{31}^{ABO}p_3^{ABO}(t) + \lambda_{13}^{ABO}p_1^{ABO}(t), \\ \frac{dp_4^{ABO}(t)}{dt} = -\lambda_{45}^{ABO}p_4^{ABO}(t) + \lambda_{14}^{ABO}p_1^{ABO}(t) + \lambda_{54}^{ABO}p_5^{ABO}(t), \\ \frac{dp_5^{ABO}(t)}{dt} = -(\lambda_{51}^{ABO} + \lambda_{54}^{ABO})p_5^{ABO}(t) + \lambda_{45}^{ABO}p_4^{ABO}(t), \\ \sum_{i=1}^5 p_i^{ABO} = 1, \end{array} \right. \quad (2.25)$$

где λ_{ij}^{ABO} – интенсивность переходов АВО из состояния i в состояние j ;

$p_i^{ABO}(t)$ – вероятность пребывания АВО в состоянии S_i .

Для группы объектов «ТДА» системы охлаждения газа рассматривается граф состояний, представленный на Рисунке 2.11: S_1 – обнаружение превышения критических показателей пожаровзрывоопасности ТДА, контроль технических характеристик и проверка величины силы тока и напряжения, диагностика оборудования (НС пожароопасное); S_2 – проверка работоспособности клапанов-регуляторов с дистанционным управлением и технического состояния ТДА; S_3 – запуск в работу УОГ (комплекса АВО); S_4 – запуск в работу комплекса

турбодетандерных агрегатов; S_5 – проверка температуры охлажденного газа и функционирования вентиляторов (НС взрывопожароопасное). При этом неработоспособными состояниями для графа на Рисунке 2.11 являются S_1 и S_5 .

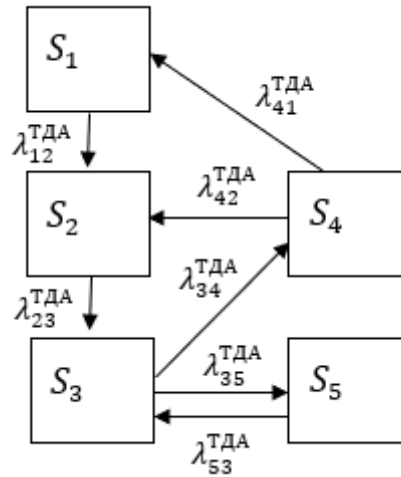


Рисунок 2.11 – Граф состояний для функционирования группы объектов «ТДА»

Система уравнений Колмогорова–Чепмена для группы объектов «ТДА» имеет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dp_1^{\text{TDA}}(t)}{dt} = -\lambda_{12}^{\text{TDA}} p_1^{\text{TDA}}(t) + \lambda_{41}^{\text{TDA}} p_4^{\text{TDA}}(t), \\ \frac{dp_2^{\text{TDA}}(t)}{dt} = -\lambda_{23}^{\text{TDA}} p_2^{\text{TDA}}(t) + \lambda_{12}^{\text{TDA}} p_1^{\text{TDA}}(t) + \lambda_{42}^{\text{TDA}} p_4^{\text{TDA}}(t), \\ \frac{dp_3^{\text{TDA}}(t)}{dt} = -(\lambda_{34}^{\text{TDA}} + \lambda_{35}^{\text{TDA}}) p_3^{\text{TDA}}(t) + \lambda_{23}^{\text{TDA}} p_2^{\text{TDA}}(t) + \lambda_{53}^{\text{TDA}} p_5^{\text{TDA}}(t), \\ \frac{dp_4^{\text{TDA}}(t)}{dt} = -(\lambda_{41}^{\text{TDA}} + \lambda_{42}^{\text{TDA}}) p_4^{\text{TDA}}(t) + \lambda_{34}^{\text{TDA}} p_3^{\text{TDA}}(t), \\ \frac{dp_5^{\text{TDA}}(t)}{dt} = -\lambda_{53}^{\text{TDA}} p_5^{\text{TDA}}(t) + \lambda_{35}^{\text{TDA}} p_3^{\text{TDA}}(t), \\ \sum_{i=1}^5 p_i^{\text{TDA}} = 1, \end{array} \right. \quad (2.26)$$

где $\lambda_{ij}^{\text{ТДА}}$ – интенсивность переходов ТДА из состояния i в состояние j ;

$p_i^{\text{ТДА}}(t)$ – вероятность пребывания АВО в состоянии S_i .

Для системы подготовки импульсного газа рассматривается граф состояний, показанный на Рисунке 2.12. Вершинам графа соответствуют следующие состояния: S_1 – контроль характеристик и диагностика оборудования блок-бокса установки подготовки импульсного газа, выходного коллектора СОГ, регистрация разгерметизации трубопровода ресивера для блока подготовки импульсного газа (НС пожаровзрывоопасное); S_2 – проверка работоспособности кранов N41 и N42 с пневмоприводом; S_3 – запуск в работу УПИГ, распределение импульсного газа и

проверка работы блоков управления кранами; S_4 – перевод адсорберов УПИГ в резервный режим (или в режим регенерации) по причине обнаружения разгерметизации абсорберов, устранение повреждений (НС пожаровзрывоопасное). При этом неработоспособными состояниями для СПИГ согласно графу на Рисунке 2.12 являются S_1 и S_4 .

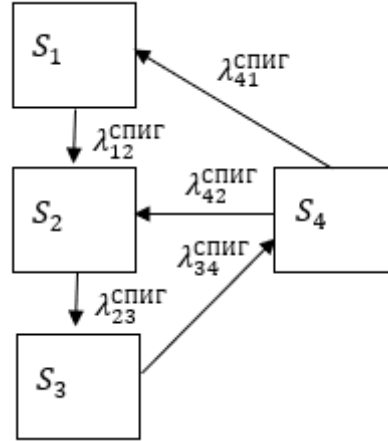


Рисунок 2.12 – Граф состояний для функционирования группы объектов «СПИГ»

Система уравнений Колмогорова–Чепмена для группы объектов «СПИГ» примет вид:

$$\begin{cases} \frac{dp_1^{\text{СПИГ}}(t)}{dt} = -\lambda_{12}^{\text{СПИГ}} p_1^{\text{СПИГ}}(t) + \lambda_{41}^{\text{СПИГ}} p_4^{\text{СПИГ}}(t), \\ \frac{dp_2^{\text{СПИГ}}(t)}{dt} = -\lambda_{23}^{\text{СПИГ}} p_2^{\text{СПИГ}}(t) + \lambda_{12}^{\text{СПИГ}} p_1^{\text{СПИГ}}(t) + \lambda_{42}^{\text{СПИГ}} p_4^{\text{СПИГ}}(t), \\ \frac{dp_3^{\text{СПИГ}}(t)}{dt} = -\lambda_{34}^{\text{СПИГ}} p_3^{\text{СПИГ}}(t) + \lambda_{23}^{\text{СПИГ}} p_2^{\text{СПИГ}}(t), \\ \frac{dp_4^{\text{СПИГ}}(t)}{dt} = -(\lambda_{41}^{\text{СПИГ}} + \lambda_{42}^{\text{СПИГ}}) p_4^{\text{СПИГ}}(t) + \lambda_{34}^{\text{СПИГ}} p_3^{\text{СПИГ}}(t), \\ \sum_{i=1}^4 p_i^{\text{СПИГ}} = 1, \end{cases} \quad (2.27)$$

где $\lambda_{ij}^{\text{СПИГ}}$ – интенсивность переходов СПИГ из состояния i в состояние j ;

$p_i^{\text{СПИГ}}(t)$ – вероятность пребывания СПИГ в состоянии S_i .

Ниже приведены выражения для расчета вероятностей пребывания следующих групп объектов в работоспособных состояниях согласно технологии подготовки газа Tk : АВО ($p_{\text{РС(АВО, Tk)}}$), ТДА ($p_{\text{РС(ТДА, Tk)}}$), СПИГ ($p_{\text{РС(СПИГ, Tk)}}$):

$$\begin{aligned} p_{\text{РС}}^{\text{АВО, Tk}} &= p_1^{\text{АВО, Tk}} + p_4^{\text{АВО, Tk}} + p_5^{\text{АВО, Tk}}, \\ p_{\text{РС}}^{\text{ТДА, Tk}} &= p_2^{\text{ТДА, Tk}} + p_3^{\text{ТДА, Tk}} + p_4^{\text{ТДА, Tk}}, \end{aligned} \quad (2.28)$$

$$p_{PC}^{СПИГ,Тк} = p_2^{СПИГ,Тк} + p_3^{СПИГ,Тк} + p_4^{СПИГ,Тк}.$$

Выражение для определения среднего значения вероятностей пребывания СОГ в работоспособном состоянии согласно технологии охлаждения газа ТАк имеет вид:

$$p_{PC}^{АВО-ТДА-СПИГ,Тк} = \frac{1}{3} (p_{PC}^{АВО,Тк} + p_{PC}^{ТДА,Тк} + p_{PC}^{СПИГ,Тк}). \quad (2.28.1)$$

2.1.2 Моделирование и оптимизация рисков пожаровзрывобезопасности при функционировании групп объектов установки комплексной подготовки газа нефтегазоконденсатных месторождений Ямало-Ненецкого Автономного Округа

Полученные средние численности состояний групп объектов УКПГ используются для расчета и оптимизации рисков при функционировании групп объектов УКПГ применительно к реализации технологий очистки и осушки газа.

Под риском подразумевается среднеквадратическое отклонение оцениваемого параметра системы от его среднего значения [98; 99]. Таким образом, если учесть выражение для дисперсии $D_j^{g(Тк)}(t)$, то можно определить риск $\sigma_j(t)$. При этом $P_j^{g(Тк)}(t)$ – вероятность пребывания группы объектов g УКПГ в состоянии j , $M_j^{g(Тк)}$ – средняя численность группы объектов g в состоянии j , $Тк$ – тип технологии очистки газа (причем $Т$ – способ очистки газа НТС или НТА, k – номер варианта технологии НТС или НТА), N_g – численность группы объектов g (g соответствует обозначению для каждой группы объектов – С, Р, Т):

$$D_j^{g(Тк)}(t) = N_g P_j^{g(Тк)}(t) \left(1 - P_j^{g(Тк)}(t) \right) = M_j^{g(Тк)} \left(1 - \frac{M_j^{g(Тк)}}{N} \right). \quad (2.29)$$

Определение риска будет учитывать затраты, связанные с функционированием и обеспечением ПТО группы объектов УКПГ, работающей по технологии НТС или осушки, а также с соответствием заданным стандартам и регламентам. Компонент $c_{j(Д)}^{g(Тк)}$ означает доход (Д), который обеспечивается работой активных компонентов группы g объектов УКПГ, где j – работоспособное состояние группы.

Риск $\sigma_{j(D)}(t)^{g(Tk)}$ недостаточного получения дохода в результате функционирования компонентов группы объектов УКПГ определяется согласно

$$\sigma_{j(D)}(t)^{g(Tk)} = c_{j(D)}^{g(Tk)} \sqrt{D_j(M_j^{g(Tk)})} = c_{j(D)}^{g(Tk)} \sqrt{M_j^{g(Tk)} \left(1 - \frac{M_j^{g(Tk)}}{N_g}\right)}, \quad (2.30)$$

где N_g – общая численность группы объектов g УКПГ;

Tk – тип технологии, в данном случае НТС.

Риск $\sigma_{j(3)}(t)^{g(Tk)}$, связанный с затратами из-за пребывания объектов УКПГ в неработоспособном состоянии, определяется по выражению

$$\sigma_{j(3)}(t)^{g(Tk)} = c_{j(3)}^{g(Tk)} \sqrt{D_j(M_j^{g(Tk)})} = c_{j(3)}^{g(Tk)} \sqrt{M_j^{g(Tk)} \left(1 - \frac{M_j^{g(Tk)}}{N_g}\right)}, \quad (2.31)$$

где j – неработоспособное состояние группы объектов УКПГ;

$c_{j(3)}^{g(Tk)}$ – затраты (3), связанные с проведением ПТО групп объектов УКПГ.

Тогда суммарный риск от недостаточного получения дохода при функционировании объектов группы g на УКПГ определится как

$$\sigma_{j(\Sigma)}(t)^{g(Tk)} = \sigma_{j(D)}(t)^{g(Tk)} + \sigma_{j(3)}(t)^{g(Tk)}. \quad (2.32)$$

Для решения задачи оптимизации рисков при функционировании группы объектов g рассматривается случай, при котором количество объектов, находящихся в работоспособном состоянии, максимально, а риски недополучения дохода и затрат на техническое обслуживание объектов группы на УКПГ минимизированы. Формируются следующие критерии оптимальности функционирования объектов группы g на УКПГ при применении технологии НТС Tk [94]:

1) критерий максимизации дохода $c_{j(D)}^{g(Tk)}$ при функционировании объектов группы g :

$$F_1(x_j) = \sum_{j=t}^p c_{j(D)}^{g(Tk)} x_{j(PC)}^{g(Tk)} \rightarrow \max, \quad (2.33)$$

где $x_{j(PC)}^{g(Tk)}$ – величина, эквивалентная средней численности объектов группы g в работоспособном состоянии j при применении технологии Tk ; при этом

$j \in [t, \dots, p]$, где $t, \dots, p$ – индекс работоспособного состояния объектов группы g ;

2) критерий минимизации риска недостаточного получения дохода $c_{j(D)}^{g(Tk)}$ при функционировании объектов группы g :

$$F_2(x_j) = \sum_{j=t}^p c_{j(D)}^{g(Tk)} \sqrt{D(x_{j(PC)}^{g(Tk)})} \rightarrow \min; \quad (2.34)$$

3) критерий минимизации рисков затрат $c_{j(3)}^{g(Tk)}$, связанных с неработоспособным состоянием объектов группы g на УКПГ:

$$F_3(x_j) = \sum_{j=t}^p c_{j(3)}^{g(Tk)} \sqrt{D(x_{j(НС)}^{g(Tk)})} \rightarrow \min, \quad (2.35)$$

где $x_{j(НС)}^{g(Tk)}$ – величина, эквивалентная средней численности объектов группы g в неработоспособном состоянии j при применении технологии Tk ; при этом $j \in [t, \dots, p]$, где $t, \dots, p$ – индекс неработоспособного состояния объектов группы g ;

4) критерий минимизации суммарного риска, связанного с недостаточным получением дохода $c_{j(D)}^{g(Tk)}$ при функционировании объектов группы g и затратами, обусловленными пребыванием объектов группы g в неработоспособном состоянии:

$$F_4(x_j) = \sum_{j=t}^p c_{j(D)}^{g(Tk)} \sqrt{D(x_{j(PC)}^{g(Tk)})} + \sum_{j=t}^p c_{j(3)}^{g(Tk)} \sqrt{D(x_{j(НС)}^{g(Tk)})} \rightarrow \min. \quad (2.36)$$

В рамках работы выявлены ведущие группы объектов для реализации технологии очистки газа. Под ведущей понимается группа объектов УКПГ, обладающая наибольшей вероятностью пребывания в работоспособном состоянии (и наибольшей средней численностью объектов в работоспособном состоянии). Показано, что средние численности объектов ведущей группы УКПГ, находящихся в неработоспособном пожароопасном состоянии, влияют на средние численности пребывающих в работоспособном состоянии групп объектов, составляющих

технологические линии УКПГ, при использовании принятой технологии очистки газа:

$$M_{PC}^{g,Tk} = K_{Tk}^{g_{вед},g} M_{HC}^{g_{вед},Tk}, \quad (2.37)$$

где $M_{PC}^{g,Tk}$ – средняя численность пребывающих в работоспособном состоянии объектов группы g , составляющих технологические линии УКПГ;

Tk – тип технологии, в данном случае очистки газа;

$M_{HC}^{g_{вед},Tk}$ – средняя численность объектов ведущей группы $g_{вед}$ в неработоспособном состоянии;

$K_{Tk}^{g_{вед},g}$ – коэффициент пропорциональности, характеризующий отношение между средней численностью объектов группы g технологической линии УКПГ в работоспособном состоянии и средней численностью пребывающих в неработоспособном состоянии объектов ведущей группы $g_{вед}$ технологической линии УКПГ.

Выявлена зависимость между интенсивностью перехода объектов группы g из неработоспособного состояния i в работоспособное j и интенсивностью перехода объектов ведущей группы $g_{вед}$ технологической линии УКПГ из работоспособного состояния k в неработоспособное l через отношение средней численности объектов ведущей группы $g_{вед}$ в неработоспособном состоянии к средней численности объектов группы g в работоспособном состоянии при применении технологии очистки газа Tk :

$$\lambda_{ij(PC)}^{g,Tk} = \frac{K_{HC}^{g_{вед},Tk}}{K_{PC}^{g,Tk}} \lambda_{kl(HC)}^{g_{вед},Tk}, \quad (2.38)$$

где $K_{HC}^{g_{вед},Tk} = \frac{M_{HC}^{g_{вед}(Tk)}}{N_{g_{вед}}}$; $K_{PC}^{g,Tk} = \frac{M_{PC}^{g(Tk)}}{N_g}$;

$M_{HC}^{g_{вед}(Tk)}$, $M_{PC}^{g(Tk)}$ – средние численности объектов ведущей группы $g_{вед}$ в неработоспособном состоянии и объектов группы g технологической линии УКПГ в работоспособном состоянии соответственно;

$N_{g_{\text{вед}}}$, N_g – общие численности объектов ведущей группы $g_{\text{вед}}$ и объектов группы g соответственно [94].

2.1.3 Многокритериальный выбор технологий комплексной подготовки газа на примере объектов Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

2.1.3.1 Моделирование и оптимизация технологий очистки газа

Для определения вероятностей и средних численностей групп объектов УКПГ, пребывающих в работоспособном состоянии, необходимо привести компоненты матрицы интенсивностей переходов из состояния в состояние для групп объектов «сепараторы» (С), «разделители жидкости» (Р) и «теплообменники» (Т) в случае использования технологии очистки газа первого (Т1), второго (Т2) и третьего (Т3) типов ($k = 1, 2, 3$):

$$\lambda_{ij}^{C,T1} = \begin{bmatrix} 0 & 5 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 4 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 6 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 6 & 0 \\ 0 & 2 & 0 & 0 & 0 & 3 \\ 2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \lambda_{ij}^{C,T2} = \begin{bmatrix} 0 & 3 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 4 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 4 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 3 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \lambda_{ij}^{C,T3} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 2 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$\lambda_{ij}^{P,T1} = \begin{bmatrix} 0 & 3 & 0 & 0 & 0 \\ 2 & 0 & 3 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2 & 7 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 15 \\ 10 & 8 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \lambda_{ij}^{P,T2} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{2}{3} & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 2 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 5 \\ 2 & 4 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \lambda_{ij}^{P,T3} = \begin{bmatrix} 0 & 2 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{3} & 0 & 3 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 4 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 2 \\ 2 & 2 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$\lambda_{ij}^{T,T1} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 0 \\ 2 & 0 & 0 & 2 \\ 3 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 3 & 2 & 0 \end{bmatrix}, \lambda_{ij}^{T,T2} = \begin{bmatrix} 0 & 2 & 2 & 0 \\ 4 & 0 & 0 & 2 \\ 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 2 & 0 \end{bmatrix}, \lambda_{ij}^{T,T3} = \begin{bmatrix} 0 & 8 & 4 & 0 \\ 2 & 0 & 0 & 4 \\ 2 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 2 & 4 & 0 \end{bmatrix}.$$

Для определения вероятностей пребывания объектов группы «сепараторы» в возможных состояниях в стационарном режиме необходимо выполнение условия $\frac{dp_i^{C,Tk}(t)}{dt} = 0$. Тогда система (2.9) примет следующий вид (согласно каждому из типов технологии очистки газа):

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 = -5p_1^{C,T1}(t) + 2p_6^{C,T1}(t), \\ 0 = 5p_1^{C,T1}(t) + 2p_5^{C,T1}(t) - 4p_2^{C,T1}(t), \\ 0 = 4p_2^{C,T1}(t) - 6p_3^{C,T1}(t), \\ 0 = 6p_3^{C,T1}(t) - 6p_4^{C,T1}(t), \\ 0 = 6p_4^{C,T1}(t) - 5p_5^{C,T1}(t), \\ 0 = 3p_5^{C,T1}(t) - 2p_6^{C,T1}(t), \\ p_1^{C,T1}(t) + p_2^{C,T1}(t) + p_3^{C,T1}(t) + p_4^{C,T1}(t) + p_5^{C,T1}(t) + p_6^{C,T1}(t) = 1, \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 = -3p_1^{C,T2}(t) + p_6^{C,T2}(t), \\ 0 = 3p_1^{C,T2}(t) + p_5^{C,T2}(t) - 2p_2^{C,T2}(t), \\ 0 = 2p_2^{C,T2}(t) - 4p_3^{C,T2}(t), \\ 0 = 4p_3^{C,T2}(t) - 4p_4^{C,T2}(t), \\ 0 = 4p_4^{C,T2}(t) - 4p_5^{C,T2}(t), \\ 0 = 3p_5^{C,T2}(t) - p_6^{C,T2}(t), \\ p_1^{C,T2}(t) + p_2^{C,T2}(t) + p_3^{C,T2}(t) + p_4^{C,T2}(t) + p_5^{C,T2}(t) + p_6^{C,T2}(t) = 1, \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 = -3p_1^{C,T3}(t) + p_6^{C,T3}(t), \\ 0 = p_1^{C,T3}(t) + p_5^{C,T3}(t) - 2p_2^{C,T3}(t), \\ 0 = 2p_2^{C,T3}(t) - 4p_3^{C,T3}(t), \\ 0 = 4p_3^{C,T3}(t) - 4p_4^{C,T3}(t), \\ 0 = 2p_4^{C,T3}(t) - 2p_5^{C,T3}(t), \\ 0 = p_5^{C,T3}(t) - p_6^{C,T3}(t), \\ p_1^{C,T3}(t) + p_2^{C,T3}(t) + p_3^{C,T3}(t) + p_4^{C,T3}(t) + p_5^{C,T3}(t) + p_6^{C,T3}(t) = 1. \end{array} \right.$$

Вероятности пребывания объектов группы «сепараторы» в каждом из состояний в стационарном режиме (согласно каждому из типов технологии очистки газа) приведены в Таблице 2.2. При этом индекс характеристики состояния обозначен как f и принимает значения «РС» (работоспособное состояние) и «НС» (неработоспособное состояние).

Таблица 2.2 – Вероятности пребывания групп объектов g УКПГ в работоспособном и неработоспособном состояниях

Состояние	Вероятность $p_{i(f)}^{g,Tk}$ пребывания группы объектов g в состоянии i типа f согласно типу технологии очистки газа Tk											
	Сепараторы				Разделители жидкости				Теплообменники			
	f	T1	T2	T3	f	T1	T2	T3	f	T1	T2	T3
		$p_{i(f)}^{C,T1}$	$p_{i(f)}^{C,T2}$	$p_{i(f)}^{C,T3}$		$p_{i(f)}^{P,T1}$	$p_{i(f)}^{P,T2}$	$p_{i(f)}^{P,T3}$		$p_{i(f)}^{T,T1}$	$p_{i(f)}^{T,T2}$	$p_{i(f)}^{T,T3}$
$S_1^{g,Tk}$	РС	0,098	0,111	0,052	НС	0,442	0,175	0,204	НС	0,399	0,19	0,407

Состояние	Вероятность $p_{i(f)}^{g,Tk}$ пребывания группы объектов g в состоянии i типа f согласно типу технологии очистки газа Tk											
	Сепараторы				Разделители жидкости				Теплообменники			
	f	T1	T2	T3	f	T1	T2	T3	f	T1	T2	T3
		$p_{i(f)}^{C,T1}$	$p_{i(f)}^{C,T2}$	$p_{i(f)}^{C,T3}$		$p_{i(f)}^{P,T1}$	$p_{i(f)}^{P,T2}$	$p_{i(f)}^{P,T3}$		$p_{i(f)}^{T,T1}$	$p_{i(f)}^{T,T2}$	$p_{i(f)}^{T,T3}$
$S_2^{g,Tk}$	PC	0,207	0,222	0,315	PC	0,361	0,526	0,22	HC	0,199	0,142	0,148
$S_3^{g,Tk}$	HC	0,138	0,111	0,157	PC	0,12	0,175	0,134	PC	0,266	0,19	0,296
$S_4^{g,Tk}$	HC	0,138	0,111	0,157	HC	0,016	0,035	0,268	PC	0,133	0,475	0,148
$S_5^{g,Tk}$	HC	0,166	0,111	0,157	HC	0,06	0,087	0,167	—	—	—	—
$S_6^{g,Tk}$	PC	0,249	0,333	0,157	—	—	—	—	—	—	—	—

Для учета работоспособности компонентов при определении эффективности внедрения предложенных технологий очистки газа необходимо рассчитать среднее значение вероятности пребывания для компонентов УКПГ в работоспособном состоянии с учетом используемой технологии подготовки газа. Средние значения вероятностей $p_{PC}^{C-P-T,Tk}$ пребывания системы очистки газа в работоспособном состоянии при применении технологии подготовки газа Tk определяются согласно следующему выражению:

$$p_{PC}^{C-P-T,Tk} = \frac{1}{3}(p_{PC}^{C,Tk} + p_{PC}^{P,Tk} + p_{PC}^{T,Tk}), \quad (2.39)$$

где $p_{PC}^{g,Tk} = \sum_{i=1}^T p_{i(PC)}^{g,Tk}$;

i – номер работоспособных состояний для объектов группы g .

В Таблице 2.3 представлены результаты расчета вероятностей пребывания в работоспособном и неработоспособном пожароопасном состоянии для групп объектов очистки газа методами НТС согласно трем типам технологий (в соответствии с Таблицей 2.2 и [100]).

Таблица 2.3 – Вероятности пребывания групп объектов системы очистки газа по технологии НТС Tk в работоспособном и неработоспособном состояниях

Группа объектов	Вероятность пребывания в возможном состоянии	Значение вероятности для технологии типа Tk		
		T1	T2	T3
Сепараторы	$p_{PC}^{C,Tk}$	0,555	0,667	0,524
Разделители жидкости	$p_{PC}^{P,Tk}$	0,481	0,701	0,354
Теплообменники	$p_{PC}^{T,Tk}$	0,399	0,665	0,444
Сепараторы – разделители жидкости – теплообменники	$p_{PC}^{C-P-T,Tk}$	0,478	0,678	0,440
	$p_{HC}^{C-P-T,Tk}$	0,522	0,322	0,56
Сепараторы	$p_{PC}^{C,T1-2-3}$ (средняя)	0,582		
Разделители жидкости	$p_{PC}^{P,T1-2-3}$ (средняя)	0,512		
Теплообменники	$p_{PC}^{T,T1-2-3}$ (средняя)	0,502		

Приведенные выше результаты означают необходимость усиленного контроля сепарационного оборудования и получения информации о причинах пребывания в неработоспособном состоянии объектов группы «сепараторы» и «разделители жидкости» при применении технологии очистки газа третьего типа, объектов группы «теплообменники» – технологии первого типа.

Полученные значения вероятности пребывания групп объектов системы комплексной подготовки газа в работоспособном и неработоспособном состоянии (согласно методу подготовки и типу технологии подготовки) предложено использовать для уточнения выражений для расчета показателей эффективности применения исследуемых технологий подготовки углеводородов.

Анализ полученных значений вероятности пребывания групп объектов УКПГ в работоспособном состоянии (применительно к технологиям НТС газа) показал, что наибольшая вероятность пребывания групп объектов в работоспособном состоянии соответствует группе «сепараторы». Для технологии второго типа наибольшая вероятность пребывания групп объектов УКПГ в

работоспособном состоянии характерна для группы «теплообменники». Поскольку для предпочтительной технологии очистки газа низкотемпературными способами, отличающейся встроенным циклом дросселирования, наибольшая вероятность пребывания группы объектов системы очистки газа в работоспособном состоянии соответствует группе «сепараторы», то можно определить данную группу как ведущую для реализации технологий низкотемпературной сепарации. Под работоспособным состоянием объекта УКПГ понимается состояние, в котором он способен выполнять поставленные задачи (в отличие от неработоспособного состояния, при котором хотя бы один из параметров объекта не соответствует предъявляемому требованию, установленному в документации).

Для графов, приведенных для групп объектов УКПГ на Рисунках 2.5,а и 2.5,в, интенсивности переходов в неработоспособные состояния первой (ведущей) группы объектов «сепараторы», участвующей в технологическом процессе очистки газа, определяют интенсивности переходов в работоспособные состояния третьей группы объектов «теплообменники», которые сопровождают очистку газа ($K_{НТС}^{C,T}$ – коэффициент, определяющий взаимосвязь между интенсивностями переходов для групп объектов «теплообменники» и «сепараторы»):

$$\lambda_{ij(PC)}^T = K_{НТС}^{C,T} \lambda_{kl(НС)}^C, \quad (2.40)$$

где $K_{НТС}^{C,T} = \frac{K_{НС}^{C,Tk}}{K_{PC}^{T,Tk}}; K_{НС}^{C,Tk} = \frac{M_{НС}^{C(Tk)}}{N_C}; K_{PC}^{T,Tk} = \frac{M_{PC}^{T(Tk)}}{N_T};$

$M_{НС}^{C(Tk)}$ – средняя численность объектов группы «сепараторы» в неработоспособном состоянии для технологии НТС типа k ;

$M_{PC}^{T(Tk)}$ – средняя численность объектов группы «теплообменники» в работоспособном состоянии;

N_C, N_T – общая численность объектов групп «сепараторы» и «теплообменники» соответственно.

Согласно Рисункам 2.5,а и 2.5,в справедливо следующее отношение:

$$\lambda_{24(PC)}^T = K_{НТС}^{C,T} \lambda_{23(НС)}^C. \quad (2.41)$$

Для графов, приведенных для групп объектов УКПГ на Рисунках 2.5,б и 2.5,в, интенсивности переходов в работоспособные состояния группы объектов «теплообменники», участвующей в технологическом процессе очистки газа, определяют интенсивности переходов в работоспособные состояния второй группы объектов «разделители жидкости», которые сопровождают очистку газа ($K_{\text{НТС}}^{\text{T,P}}$ – коэффициент, определяющий взаимосвязь между интенсивностями переходов для групп объектов «разделители жидкости» и «теплообменники»):

$$\lambda_{ij(\text{PC})}^{\text{P}} = K_{\text{НТС}}^{\text{T,P}} \lambda_{kl(\text{PC})}^{\text{T}}, \quad (2.42)$$

где $K_{\text{НТС}}^{\text{T,P}} = \frac{K_{\text{НТС}}^{\text{T,Tk}}}{K_{\text{PC}}^{\text{P,Tk}}}.$

Поскольку $K_{\text{PC}}^{\text{P,Tk}} = \frac{M_{\text{PC}}^{\text{P(Tk)}}}{N_{\text{P}}}$ и $K_{\text{PC}}^{\text{T,Tk}} = \frac{M_{\text{PC}}^{\text{T(Tk)}}}{N_{\text{T}}}$, то справедливо выражение

$$K_{\text{НТС}}^{\text{T,P}} = \frac{M_{\text{PC}}^{\text{T(Tk)}} N_{\text{P}}}{N_{\text{T}} M_{\text{PC}}^{\text{P(Tk)}}}, \quad (2.43)$$

где $M_{\text{PC}}^{\text{P(Tk)}}$ – средняя численность объектов группы «разделители жидкости» в работоспособном состоянии для технологии НТС типа k ;

N_{P} – общая численность объектов группы «разделители жидкости»;

j – индекс, соответствующий работоспособному состоянию группы «разделители жидкости»;

l – индекс, соответствующий работоспособному состоянию группы «теплообменники».

Согласно Рисункам 2.5,а и 2.5,б справедливо следующее отношение:

$$\lambda_{12(\text{PC})}^{\text{P}} = K_{\text{НТС}}^{\text{T,P}} \lambda_{24(\text{HC})}^{\text{T}}. \quad (2.44)$$

Для подтверждения зависимостей между интенсивностями переходов для групп объектов УКПГ при реализации технологии НТС необходимо обратиться к расчету средних численностей состояний. Кроме того, внимание следует обратить на отношение средних численностей каждой из групп объектов в работоспособном и неработоспособном состояниях к общей численности каждой из групп объектов.

В Таблице 2.4 приведена общая численность основных групп объектов для УКПГ-1АВ Уренгойского НГКМ и УКПГ-1С Заполярного НГКМ.

Таблица 2.4 – Численность групп объектов УКПГ при применении технологий НТС и НТА на объектах нефтегазоконденсатных месторождений ЯНАО

Процесс	Группа объектов	УКПГ-1АВ, УНГКМ	УКПГ-16, УНГКМ	УКПГ-1С, ЗНГКМ
НТС	Сепараторы	24	–	24
	Разделители жидкости	16	–	36
	Теплообменники	16	–	24
НТА	Абсорберы	–	10	12
	Насосы	–	16	48
	Дегазаторы	–	10	12
	Фильтры	–	10	24

Ниже приведены результаты расчета средних численностей объектов группы «сепараторы» при применении технологии НТС первого типа (см. Рисунок 2.5,*а*) с учетом количества однотипных объектов, функционирующих на технологических линиях УКПГ Уренгойского НГКМ.

С учетом количества однотипных объектов групп «сепараторы» (24 объекта), «теплообменники» (10 объектов), «разделители жидкости» (10 объектов) выполнен расчет средних численностей объектов групп «сепараторы», «теплообменники» и «разделители жидкости» в работоспособном и неработоспособном состояниях согласно полученным вероятностям (для технологии НТС первого типа). Результаты расчета представлены в Таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Средние численности объектов групп УКПГ в возможных состояниях при применении технологии очистки газа НТС первого типа

Состояние группы объектов	Сепараторы		Разделители жидкости		Теплообменники	
	$M_i^{c,T1}$	Тип состояния	$M_i^{p,T1}$	Тип состояния	$M_i^{t,T1}$	Тип состояния
$S_1^{g,T1}$	3	РС	7	НС	7	НС
$S_2^{g,T1}$	5	РС	6	РС	3	НС
$S_3^{g,T1}$	3	НС	2	РС	4	РС
$S_4^{g,T1}$	3	НС	0	НС	2	РС
$S_5^{g,T1}$	4	НС	1	НС	–	–
$S_6^{g,T1}$	6	РС	–	–	–	–
Средняя численность $M_{i(p)}^{g,T1}$ объектов группы g в состоянии типа p (РС или НС)						
$M_{i(PC)}^{g,T1}$	14	РС	8	РС	6	РС
$M_{i(НС)}^{g,T1}$	10	НС	8	НС	10	НС

Согласно данным, полученным для технологии очистки газа первого типа (на УКПГ-1АВ УНГКМ), результаты расчета показателей $K_{PC}^{g,T1}$ и $K_{НС}^{g,T1}$, определяющих отношение средней численности объектов соответственно в работоспособном ($M_{PC}^{g(T1)}$) и неработоспособном ($M_{НС}^{g(T1)}$) состояниях к общей численности N_g для трех групп объектов при применении технологии НТС первого типа, приведены в Таблице 2.6. Соответствующие выражения для расчета данных показателей имеют вид:

$$K_{PC}^{g,T1} = \frac{M_{PC}^{g(T1)}}{N_g}, \quad K_{НС}^{g,T1} = \frac{M_{НС}^{g(T1)}}{N_g}. \quad (2.45)$$

Таблица 2.6 – Значения коэффициентов $K_{PC}^{g,T1}$ и $K_{HC}^{g,T1}$ для трех групп объектов при применении технологии очистки газа НТС

Показатель	Сепараторы	Разделители жидкости	Теплообменники
$K_{PC}^{g,T1}$	0,583	0,5	0,375
$K_{HC}^{g,T1}$	0,416	0,5	0,375

Результаты, полученные в Таблице 2.6, подтверждают превышение доли численности объектов группы «сепараторы», пребывающих в работоспособном состоянии, над долей численности объектов групп «теплообменники» и «разделители жидкости», пребывающих также в работоспособном состоянии:

$$K_{PC}^{C,T1} > K_{PC}^{T,T1} > K_{PC}^{P,T1}.$$

Поскольку группа «сепараторы» является ведущей, то справедливы следующие отношения:

$$K_{PC}^{P,T1} = K_{HTC}^{C-P,T1} K_{PC}^{C,T1}, \text{ где } K_{HTC}^{C-P} \in (0,1],$$

$$K_{PC}^{T,T1} = K_{HTC}^{C-T,T1} K_{PC}^{C,T1}, \text{ где } K_{HTC}^{C-T} \in (0,1].$$

Для случая подготовки газа согласно первому типу технологии очистки газа, представленному в работе, получаем:

$$K_{HTC}^{C-P,T1} = 0,643, K_{HTC}^{C-T,T1} = 0,857.$$

Справедливы также следующие отношения между интенсивностями переходов из состояния в состояние для групп «сепараторы» и «теплообменники», а также групп «сепараторы» и «разделители жидкости»:

$$\lambda_{ij(PC)}^T = 0,8\lambda_{kl(HC)}^C, \lambda_{ij(PC)}^P = 1,1\lambda_{kl(HC)}^C,$$

поскольку

$$K_{HTC}^{C-T} = \frac{K_{HC}^{C,Tk}}{K_{PC}^{T,Tk}}, K_{HTC1}^{C-T} = \frac{K_{HC}^{C,T1}}{K_{PC}^{T,T1}}, K_{HTC1}^{C-T} = \frac{0,416}{0,5} = 0,832,$$

$$K_{HTC}^{C-P} = \frac{K_{HC}^{C,Tk}}{K_{PC}^{P,Tk}}, K_{HTC1}^{C-P} = \frac{K_{HC}^{C,T1}}{K_{PC}^{P,T1}}, K_{HTC1}^{C-P} = \frac{0,416}{0,375} = 1,1.$$

2.1.3.2 Функционирование групп объектов для реализации осушки газа

Для осушки газа рассматриваются два типа технологий: ТА1 – промышленная низкотемпературная абсорбционная осушка (ПНТА); ТА2 – масляная абсорбционная осушка газа (МА). Для абсорбции газа рассмотрены четыре группы объектов, каждая из которых характеризуется своими состояниями и соответствующими интенсивностями переходов:

- 1) дегазаторы (включены в технологический корпус подготовки газа);
- 2) фильтры (составляют ЦРД, где располагается установка огневой регенерации);
- 3) насосы;
- 4) абсорберы.

Соответственно, состояния перечисленных групп аналогичны состояниям, принятым для групп компонентов УКПГ, функционирующих в условиях низкотемпературных режимов.

Если рассмотреть вероятности пребывания в работоспособном состоянии групп объектов УКПГ, СОГ и УПНК на каждом этапе подготовки газа (очистка газа, осушка газа, охлаждение газа, подготовка конденсата), то для каждого этапа подготовки определяются ведущие группы объектов, которые обладают наибольшей финальной величиной вероятности пребывания в работоспособном состоянии.

На Рисунке 2.6 интенсивностям перехода в неработоспособные состояния дегазаторов соответствуют следующие показатели: λ_{23}^D , λ_{25}^D , λ_{45}^D , λ_{75}^D . Учитывая каждое из состояний i и j для перечисленных интенсивностей переходов λ_{ij}^D и объектов, связанных с состояниями i и j , интенсивности переходов для графа состояний группы объектов «дегазаторы», которые связаны с аналогичными объектами группы «фильтры», можно выразить через интенсивности для группы объектов «дегазаторы». Например, для графа на Рисунке 2.7 будут справедливы следующие отношения:

$$\lambda_{43}^{\Phi} = K_{45}^{D-\Phi} \lambda_{45}^D, \quad 1 < K_{45}^{D-\Phi} < 2,$$

$$\lambda_{45}^{\Phi} = K_{75}^{D-\Phi} \lambda_{75}^D, \quad 0 < K_{75}^{D-\Phi} < 1,$$

$$\lambda_{14}^{\Phi} = K_{23}^{D-\Phi} \lambda_{23}^D, \quad 1 < K_{23}^{D-\Phi} < 2,$$

$$\lambda_{64}^{\Phi} = K_{25}^{D-\Phi} \lambda_{25}^D, \quad 1 < K_{25}^{D-\Phi} < 2.$$

С учетом интенсивностей, приведенных для абсорбционной осушки газа в Таблицах 2.3 (группа «дегазаторы») и 2.4 («фильтры»), предложены следующие значения коэффициентов:

$$K_{45}^{D-\Phi} = 1,5, \quad K_{75}^{D-\Phi} = 0,56, \quad K_{23}^{D-\Phi} = 1,78, \quad K_{25}^{D-\Phi} = 1,32.$$

Ниже приведены матрицы интенсивностей переходов для графа состояний групп объектов «дегазаторы», «фильтры», «насосы» и «абсорберы» для реализации двух типов технологий абсорбционной осушки газа:

$$\lambda_{ij}^{D,T1} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{1,25} & \frac{1}{1,25} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{3,3} & 0 & \frac{1}{2,5} & \frac{1}{3,3} & \frac{1}{3,3} & \frac{1}{1,6} & 0 \\ 0 & \frac{1}{1,4} & 0 & 6 & 0 & \frac{1}{2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{2,5} & 0 & \frac{1}{1,25} \\ 0 & \frac{1}{3,3} & 0 & \frac{1}{1,4} & 0 & \frac{1}{2,5} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,4} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,4} & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad \lambda_{ij}^{D,T2} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{3,3} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{3,3} & 0 & \frac{1}{6,6} & \frac{1}{5} & \frac{1}{5} & \frac{1}{2,2} & 0 \\ 0 & \frac{1}{1,6} & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{1,25} \\ 0 & \frac{1}{5} & 0 & \frac{1}{1,6} & 0 & \frac{1}{2,5} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,3} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,6} & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$\lambda_{ij}^{\Phi,T1} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{1,25} & \frac{1}{1,25} & \frac{1}{1,4} & 0 & 0 \\ \frac{1}{3,3} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,6} & 0 & 0 \\ \frac{1}{1,4} & 0 & \frac{1}{1,6} & 0 & \frac{1}{2,5} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{2,5} & 0 & 0 & \frac{1}{1,4} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,4} & 0 \end{bmatrix}, \quad \lambda_{ij}^{\Phi,T2} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{1,3} & \frac{1}{1,3} & \frac{1}{1,54} & 0 & 0 \\ \frac{1}{2,2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,4} & 0 & 0 \\ \frac{1}{1,54} & 0 & \frac{1}{1,3} & 0 & \frac{1}{2,5} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{2,5} & 0 & 0 & \frac{1}{1,6} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,4} & 0 \end{bmatrix},$$

$$\lambda_{ij}^{H,T1} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{5} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{2,5} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,6} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,6} & 0 \\ 0 & \frac{1}{5} & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{3,3} \\ \frac{1}{5} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \lambda_{ij}^{H,T2} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{2,5} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,6} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,6} & 0 \\ 0 & \frac{1}{5} & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{3,3} \\ \frac{1}{5} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$\lambda_{ij}^{A,T1} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{0,65} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{0,25} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{0,2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{0,16} & 0 \\ 0 & \frac{1}{5} & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{0,16} \\ \frac{1}{0,65} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, \lambda_{ij}^{A,T2} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{0,65} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{0,33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{0,2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{0,16} & 0 \\ 0 & \frac{1}{4} & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{0,16} \\ \frac{1}{1,25} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Выражения для расчета вероятностей пребывания групп объектов в работоспособном состоянии для технологии абсорбционной осушки газа ТАk:

$$\begin{aligned} p_{PC}^{\Phi,TAk} &= p_1^{\Phi,TAk} + p_3^{\Phi,TAk} + p_4^{\Phi,TAk} + p_5^{\Phi,TAk} + p_7^{\Phi,TAk}, \\ p_{PC}^{D,TAk} &= p_1^{D,TAk} + p_2^{D,TAk} + p_4^{D,TAk} + p_6^{D,TAk} + p_7^{D,TAk}, \\ p_{PC}^{H,TAk} &= p_1^{H,TAk} + p_2^{H,TAk} + p_6^{H,TAk}, \\ p_{PC}^{A,TAk} &= p_1^{A,TAk} + p_2^{A,TAk} + p_6^{A,TAk}. \end{aligned} \quad (2.46)$$

При определении эффективности внедрения рассматриваемых технологий осушки газа важно учитывать работоспособность каждой группы объектов УКПГ. Для этого принято решение рассчитать средние значения вероятностей пребывания всех групп объектов УКПГ в работоспособном состоянии при реализации технологии подготовки газа ТАk. Средние значения вероятностей $p_{PC}^{\Phi-D-H-A,TAk}$ и $p_{HC}^{\Phi-D-H-A,TAk}$ пребывания системы осушки газа в работоспособном и неработоспособном пожароопасном состояниях для технологии абсорбционной осушки ТАk определяются по выражениям:

$$\begin{aligned} p_{PC}^{\Phi-D-H-A,TAk} &= \frac{1}{4} (p_{PC}^{\Phi,TAk} + p_{PC}^{D,TAk} + p_{PC}^{H,TAk} + p_{PC}^{A,TAk}), \\ p_{HC}^{\Phi-D-H-A,TAk} &= 1 - p_{PC}^{\Phi-D-H-A,TAk}. \end{aligned} \quad (2.47)$$

В Таблице 2.7 приведены результаты расчета вероятностей пребывания в работоспособном состоянии для двух технологий осушки газа – промышленной низкотемпературной абсорбции (ТА1) и масляной абсорбции (ТА2). Жирным шрифтом выделено наибольшее значение вероятности пребывания в работоспособном состоянии группы объектов при использовании технологии осушки газа среди рассматриваемых трех групп объектов осушки газа.

Результаты расчета показывают, что ведущей группой объектов для рассмотренных технологий осушки газа являются абсорберы.

С учетом количества технологических линий УКПГ и групп однотипных объектов «фильтры» (10 объектов), «дегазаторы» (10 объектов), «насосы» (16 объектов), «абсорберы» (10 объектов) выполнен расчет средних численностей объектов данных групп в работоспособном и неработоспособном состояниях. Результаты объединены в Таблицу 2.8, где также указана средняя численность объектов группы g в работоспособном и неработоспособном состояниях с учетом их средней численности для каждого состояния.

Таблица 2.7 – Результаты расчета вероятностей пребывания системы осушки газа абсорбционными методами в работоспособном и неработоспособном состоянии

Группа объектов	Вероятность пребывания в возможном состоянии	Значение вероятности для технологии типа ТА k	
		ТА1	ТА2
Фильтры	$p_{PC}^{\Phi, TAk}$	0,661	0,664
Дегазаторы	$p_{PC}^{Д, TAk}$	0,777	0,768
Насосы	$p_{PC}^{Н, TAk}$	0,7	0,62
Абсорберы	$p_{PC}^{А, TAk}$	0,82	0,81
Фильтры – дегазаторы – насосы – абсорберы	$p_{PC}^{\Phi-Д-Н-А, TAk}$	0,74	0,716
Фильтры – дегазаторы – насосы – абсорберы	$p_{PC}^{\Phi-Д-Н-А, TAk}$	0,26	0,284

Таблица 2.8 – Определение средних численностей для групп объектов УКПГ при использовании технологии ТА1 для осушки газа

Состояние группы объектов	Фильтры		Дегазаторы		Насосы		Абсорберы	
	$M_i^{\Phi, \text{ТА1}}$	Тип состояния	$M_i^{\Delta, \text{ТА1}}$	Тип состояния	$M_i^{\text{Н}, \text{ТА1}}$	Тип состояния	$M_i^{\text{А}, \text{ТА1}}$	Тип состояния
$S_1^{g, \text{ТА1}}$	0	РС	0	РС	5	РС	4	РС
$S_2^{g, \text{ТА1}}$	1	НС	1	РС	2	РС	1	РС
$S_3^{g, \text{ТА1}}$	1	РС	0	НС	1	НС	1	НС
$S_4^{g, \text{ТА1}}$	1	РС	1	РС	1	НС	0	НС
$S_5^{g, \text{ТА1}}$	1	РС	2	НС	2	НС	0	НС
$S_6^{g, \text{ТА1}}$	2	НС	2	РС	5	РС	4	РС
$S_7^{g, \text{ТА1}}$	4	РС	4	РС	—	—	—	—
Средняя численность $M_{i(p)}^{g, \text{ТА1}}$ объектов группы g для состояния типа p (РС или НС)								
$M_{i(\text{РС})}^{g, \text{ТА1}}$	7	РС	8	РС	12	РС	9	РС
$M_{i(\text{НС})}^{g, \text{ТА1}}$	3	НС	2	НС	4	НС	1	НС

Согласно полученным данным для технологии осушки газа первого типа (на УКПГ-1В УНГКМ) результаты расчета показателей $K_{\text{РС}}^{g, \text{ТА1}}$ и $K_{\text{НС}}^{g, \text{ТА1}}$, определяющих отношение средней численности объектов группы g соответственно в работоспособном ($M_{\text{РС}}^{g(\text{ТА1})}$) и неработоспособном ($M_{\text{НС}}^{g(\text{ТА1})}$) состояниях к общей численности N_g каждой группы объектов g для технологии осушки первого типа ТА1, представлены в Таблице 2.9. Выражения для расчета коэффициентов имеют вид:

$$K_{\text{РС}}^{g, \text{ТА1}} = \frac{M_{\text{РС}}^{g(\text{ТА1})}}{N_g}, \quad K_{\text{НС}}^{g, \text{ТА1}} = \frac{M_{\text{НС}}^{g(\text{ТА1})}}{N_g}. \quad (2.48)$$

Таблица 2.9 – Значения коэффициентов $K_{PC}^{g,TA1}$ и $K_{HC}^{g,TA1}$ для каждой группы объектов осушки газа

Показатель	Фильтры	Дегазаторы	Насосы	Абсорберы
$K_{PC}^{g,TA1}$	0,7	0,8	0,9	0,9
$K_{HC}^{g,TA1}$	0,3	0,2	0,25	0,1

Результаты, приведенные в Таблице 2.9, подтверждают превышение доли численности объектов группы «абсорберы» (от общей численности состояний группы «абсорберы»), пребывающих в работоспособном состоянии, над долей численности объектов групп «фильтры», «дегазаторы» и «насосы» (от общей численности состояний каждой из перечисленных групп):

$$K_{PC}^{A,TA1} > K_{PC}^{D,TA1} > K_{PC}^{H,AT1} > K_{PC}^{\Phi,AT1}.$$

Поскольку группа «абсорберы» для применяемой технологии ПНТА является ведущей среди групп объектов УКПГ, то справедливы следующие отношения:

$$K_{PC}^{H,TA1} = K_{ПНТА}^{H-A,TA1} K_{PC}^{A,TA1}, \text{ где } K_{ПНТА}^{H-A} \in (0,1],$$

$$K_{PC}^{D,TA1} = K_{ПНТА}^{D-A,TA1} K_{PC}^{A,TA1}, \text{ где } K_{ПНТА}^{D-A} \in (0,1],$$

$$K_{PC}^{\Phi,TA1} = K_{ПНТА}^{\Phi-A,TA1} K_{PC}^{A,TA1}, \text{ где } K_{ПНТА}^{\Phi-A} \in (0,1].$$

Для технологии осушки газа первого типа (на объекте УНГКМ) получаем следующие значения коэффициентов:

$$K_{ПНТА}^{H-A,TA1} = 0,833; K_{ПНТА}^{D-A,TA1} = 0,889; K_{ПНТА}^{\Phi-A,TA1} = 0,778.$$

Справедливы также следующие отношения между интенсивностями переходов из состояния в состояние для групп «абсорберы» и «насосы», «абсорберы» и «дегазаторы», «абсорберы» и «фильтры»:

$$\lambda_{ij(PC)}^H = 0,133 \lambda_{kl(HC)}^A; \lambda_{ij(PC)}^D = 0,125 \lambda_{kl(HC)}^A; \lambda_{ij(PC)}^{\Phi} = 0,143 \lambda_{kl(HC)}^A,$$

поскольку

$$K_{TAK}^{A,H} = \frac{K_{HC}^{A,TAK}}{K_{PC}^{H,TAK}}, K_{TA1}^{A,H} = \frac{K_{HC}^{A,TA1}}{K_{PC}^{H,TA1}}, K_{TA1}^{A,H} = \frac{0,1}{0,75} = 0,133,$$

$$K_{ТАk}^{A,Д} = \frac{K_{НС}^{A,Тк}}{K_{РС}^{Д,Тк}}, \quad K_{НТС1}^{A,Д} = \frac{K_{НС}^{A,ТА1}}{K_{РС}^{Д,ТА1}}, \quad K_{ТА1}^{A,Д} = \frac{0,1}{0,8} = 0,125,$$

$$K_{ТАk}^{A,Ф} = \frac{K_{НС}^{A,Тк}}{K_{РС}^{Ф,Тк}}, \quad K_{НТС1}^{A,Ф} = \frac{K_{НС}^{A,ТА1}}{K_{РС}^{Ф,ТА1}}, \quad K_{ТА1}^{A,Ф} = \frac{0,1}{0,7} = 0,143.$$

2.1.3.3. Функционирование групп объектов для реализации охлаждения газа

Ниже приведены матрицы интенсивностей переходов из состояния в состояние для объектов системы охлаждения газа:

$$\lambda_{ij}^{ABO,Тк} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{4} & \frac{1}{6,6} & \frac{1}{1,6} & 0 \\ \frac{1}{1,3} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{1,18} & 0 & 0 & \frac{1}{1,6} & 0 \\ \frac{1}{1,4} & 0 & \frac{1}{1,6} & 0 & \frac{1}{3,3} \\ \frac{1}{1,54} & 0 & 0 & \frac{1}{2,5} & 0 \end{bmatrix}, \quad \lambda_{ij}^{ТДА,Тк} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{1,25} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{1,25} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,4} & \frac{1}{3,3} \\ \frac{1}{4} & \frac{1}{1,18} & 0 & 0 & \frac{1}{3,3} \\ 0 & 0 & \frac{1}{1,4} & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$\lambda_{ij}^{СПИГ,Тк} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{2,5} & \frac{1}{4} & \frac{1}{2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{1,8} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,25} & \frac{1}{2,2} \\ \frac{1}{2,8} & \frac{1}{1,25} & 0 & 0 & \frac{1}{2,5} \\ 0 & 0 & \frac{1}{1,18} & 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Расчет вероятностей пребывания групп объектов СОГ в работоспособном и неработоспособном состояниях выполнен согласно следующим выражениям:

$$p_{РС}^{ABO} = p_1^{ABO} + p_4^{ABO} + p_5^{ABO},$$

$$p_{РС}^{ТДА} = p_2^{ТДА} + p_3^{ТДА} + p_4^{ТДА},$$

$$p_{РС}^{СПИГ} = p_2^{СПИГ} + p_3^{СПИГ} + p_4^{СПИГ}. \quad (2.49)$$

В Таблице 2.10 приведены результаты расчета вероятностей пребывания в работоспособном состоянии для технологии охлаждения газа. Жирным шрифтом выделена наибольшая величина вероятности пребывания в работоспособном состоянии группы объектов для используемой технологии охлаждения газа среди рассматриваемых трех групп объектов охлаждения газа.

Таблица 2.10 – Вероятности пребывания групп объектов СОГ в работоспособном состоянии

Группа объектов СОГ	Вероятность пребывания объектов в работоспособном состоянии	
	Показатель	Значение
АВО	p_{PC}^{ABO}	0,908
ТДА	p_{PC}^{TDA}	0,798
СПИГ	$p_{PC}^{СПИГ}$	0,734

По результатам расчета ведущей группой объектов для системы охлаждения газа определена группа объектов «АВО».

2.1.3.4. Функционирование групп объектов для реализации подготовки конденсата

Для описания функционирования **установки подготовки нестабильного конденсата** вводятся состояния для группы объектов «ректификационная колонна – холодильник – флегмовая емкость», приведенные на Рисунке 2.13.

На Рисунке 2.13 представлены следующие состояния: S_1 – аккумуляция конденсата в трубной части теплообменника; S_2 – повышение температуры конденсата в теплообменнике; S_3 – отвод конденсата в ректификационную колонну; S_4 – разделение конденсата в колонне; S_5 – разделение конденсата во флегмовой емкости; S_6 – проверка состояния конденсата (после разделения и очистки); S_7 – техническое обслуживание оборудования емкости и проверка соответствия характеристик конденсата; S_8 – проверка состояния и температуры конденсата.

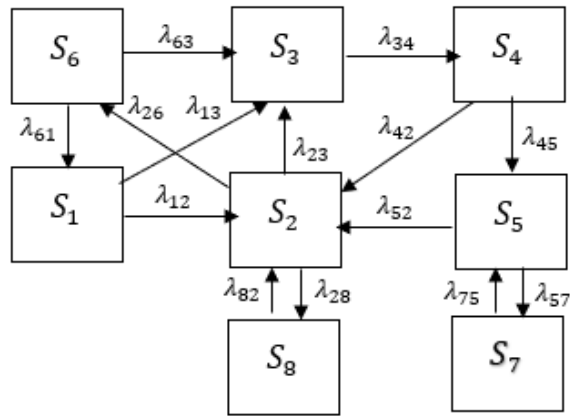


Рисунок 2.13 – Граф состояний для функционирования группы объектов «ректификационная колонна – холодильник – флегмовая емкость»

Интенсивности переходов из состояния в состояние для установки подготовки нестабильного конденсата отражены в матрице $\lambda_{ij}^{\text{УПНК,Тк}}$:

$$\lambda_{ij}^{\text{УПНК,Тк}} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{1,25} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{1,4} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{2} \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,4} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{3,3} & 0 & 0 & \frac{1}{1,6} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{2,5} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{4} & 0 \\ \frac{1}{2,5} & 0 & \frac{1}{1,6} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{1,1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{1,1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Из вышеизложенного нетрудно увидеть, что критерии оптимальности функционирования объектов ПТО ГДК и возможные факторы рисков, а следовательно, и риски (трактуемые как дисперсионная модель риска в широком смысле согласно [101]) обусловлены теми средними численностями состояний и интенсивностями переходов, которые представлены на графах состояний на Рисунках 2.5–2.12 и относятся к той или иной группе объектов ПТО НГК, а именно:

- а) очистки газа;
- б) осушки газа;
- в) охлаждения газа;

г) установки подготовки нестабильного конденсата.

Выполнено моделирование и оптимизация выбора предпочтительной технологии подготовки газа на УКПГ согласно следующим группам объектов:

1) технология **очистки** газа (УКПГ):

- сепараторы;
- разделители жидкости;
- теплообменники;

2) технология **осушки** газа (УКПГ):

- дегазаторы;
- абсорберы;
- фильтры;
- насосы;

3) технология **охлаждения** газа (СОГ):

- АВО;
- ТДА;
- СПИГ;

4) технология **подготовки нестабильного конденсата** (УПНК):

- ректификационная колонна;
- холодильник;
- флегмовая емкость.

Выявлены следующие зависимости интенсивностей переходов в работоспособное и неработоспособное состояния объектов подготовки газа на УКПГ для технологий применительно к объектам системы «УКПГ – СОГ – УПНК»:

$$\lambda_{ij(\text{осуш})} = K_{\text{ТНТС}} \lambda_{kl(\text{очист})}, \quad (2.50)$$

$$\lambda_{pt(\text{охл})} = K_{\text{ТНТА}} \lambda_{kl(\text{осуш})}, \quad (2.51)$$

где i, j – индексы состояний i и j ;

$\lambda_{ij(\text{осуш})}$ – интенсивность перехода из состояния i в состояние j (для процесса осушки газа);

k, l – индексы состояний k и l ;

$\lambda_{kl(\text{очист})}$ – интенсивность перехода из состояния k в состояние l (для процесса очистки газа);

p, m – индексы, обозначающие состояния p и m ;

$\lambda_{pm(\text{охл})}$ – интенсивность перехода из состояния p в состояние m (для процесса охлаждения газа);

$K_{\text{НТС}}$ – коэффициент, характеризующий взаимосвязь между интенсивностями переходов для групп объектов осушки газа и очистки газа при применении технологии НТС;

$K_{\text{НТА}}$ – коэффициент, характеризующий взаимосвязь между интенсивностями переходов для групп объектов охлаждения газа и осушки газа при применении технологии НТА.

Рассмотрим теперь, каким образом на базе представленного подхода определяются и оптимизируются конкретные эффективности и риски функционирования рассматриваемых объектов ПТО НГК.

2.2 Моделирование и оптимизация рисков пожаровзрывобезопасности при функционировании групп объектов установки комплексной подготовки газа

Как было показано (принято) в подразделе 2.1, состояние функционирования элементов подсистемы добычи газа можно описать с помощью марковского процесса с непрерывным временем. Приведены результаты расчета средних численностей и доли средних численностей групп объектов УКПГ в работоспособных состояниях относительно общей численности каждой группы объектов. Полученные значения средних численностей применяются для определения факторов рисков при функционировании групп объектов УКПГ.

Согласно (2.30) и (2.31) при определении рисков в процессе функционирования групп объектов УКПГ учитываются затраты $c_{j(3)}^{g(Tk)}$, обусловленные проведением производственно-технического обслуживания групп объектов УКПГ (j – неработоспособное состояние группы объектов УКПГ), а также недополучение

дохода $c_{i(Д)}^{g(Tk)}$ при функционировании объектов (i – работоспособное состояние группы объектов УКПГ).

2.2.1. Оптимизация рисков пожаровзрывобезопасности для технологий очистки газа на установке комплексной подготовки газа

2.2.1.1 Оптимизация рисков для объектов группы «сепараторы»

Для объектов группы «сепараторы» обозначим следующие составляющие дохода и затрат: $c_{1(Д)}^{g(Tk)}$, $c_{2(Д)}^{g(Tk)}$, $c_{6(Д)}^{g(Tk)}$ – доход, который обеспечивается пребыванием объектов в работоспособном состоянии (тыс. усл. ед.), $c_{3(З)}^{g(Tk)}$, $c_{4(З)}^{g(Tk)}$, $c_{5(З)}^{g(Tk)}$ – затраты на ПТО объектов группы при реализации технологии Tk (тыс. усл. ед.):

$$c_{1(Д)}^{C(T1)} = 3; c_{2(Д)}^{C(T1)} = 2; c_{3(З)}^{C(T1)} = 2; c_{4(З)}^{C(T1)} = 3; c_{5(З)}^{C(T1)} = 1; c_{6(Д)}^{C(T1)} = 5.$$

Риск недостаточного получения дохода в результате функционирования объектов группы «сепараторы»:

$$\sigma_{126(Д)}(t)^{C(T1)} = c_{1(Д)}^{C(T1)} \sqrt{M_1^{C(T1)} \left(1 - \frac{M_1^{C(T1)}}{N_C}\right)} + c_{2(Д)}^{C(T1)} \sqrt{M_2^{C(T1)} \left(1 - \frac{M_2^{C(T1)}}{N_C}\right)} + c_{6(Д)}^{C(T1)} \sqrt{M_6^{C(T1)} \left(1 - \frac{M_6^{C(T1)}}{N_C}\right)}. \quad (2.52)$$

Риск затрат, связанных с неработоспособностью объектов группы «сепараторы»:

$$\sigma_{345(З)}(t)^{C(T1)} = c_{3(З)}^{C(T1)} \sqrt{M_3^{C(T1)} \left(1 - \frac{M_3^{C(T1)}}{N_C}\right)} + c_{4(З)}^{C(T1)} \sqrt{M_4^{C(T1)} \left(1 - \frac{M_4^{C(T1)}}{N_C}\right)} + c_{5(З)}^{C(T1)} \sqrt{M_5^{C(T1)} \left(1 - \frac{M_5^{C(T1)}}{N_C}\right)}. \quad (2.53)$$

Суммарный риск, связанный с недополучением дохода и затратами, для группы объектов «сепараторы»:

$$\sigma_{(Д+З)}(t)^{C(T1)} = \sigma_{126(Д)}(t)^{C(T1)} + \sigma_{345(З)}(t)^{C(T1)}, \quad (2.54)$$

где $\sigma_{126(Д)}(t)^{C(T1)} = 4,86 + 3,979 + 10,607 = 19,446$;

$$\sigma_{345(З)}(t)^{C(T1)} = 3,24 + 4,86 + 1,826 = 9,927.$$

В итоге получаем: $\sigma_{(Д+З)}(t)^{C(T1)} = 19,446 + 9,927 = 29,373$.

Для оптимизации рисков при функционировании группы «сепараторы» численность объектов, пребывающих в работоспособном состоянии, должна быть максимальной, а указанные выше риски минимизированы. Зафиксируем значения интенсивностей переходов $\lambda_{52}^{C,T1}$, $\lambda_{56}^{C,T1}$ и средней численности $M_{5(HC)}^{C,T1}$. Оставшиеся интенсивности переходов и средние численности примем в качестве параметров управления и обозначим переменными x_i . Тогда обновленные обозначения интенсивностей переходов и средних численностей пребывания группы «сепараторы» в возможных состояниях примут вид:

$$x_1 = \lambda_{12}^{C,T1}, x_2 = \lambda_{23}^{C,T1}, x_3 = \lambda_{34}^{C,T1}, x_4 = \lambda_{45}^{C,T1}, x_5 = \lambda_{61}^{C,T1},$$

$$x_6 = M_{1(PC)}^{C,T1}, x_7 = M_{2(PC)}^{C,T1}, x_8 = M_{3(HC)}^{C,T1}, x_9 = M_{4(HC)}^{C,T1}, x_{10} = M_{6(PC)}^{C,T1}.$$

При подстановке обновленных переменных в систему линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) получаем задачу математического программирования. При этом учитываются следующие критерии оптимальности для группы объектов «сепараторы»:

1) максимизация дохода от функционирования:

$$F_1^{C,T1}(x_i) = (c_{1(D)}^{C(T1)} \cdot x_6) + (c_{2(D)}^{C(T1)} \cdot x_7) + (c_{6(D)}^{C(T1)} \cdot x_{10}) \rightarrow \max, \quad (2.55)$$

где $c_{1(D)}^{C(T1)}$, $c_{2(D)}^{C(T1)}$, $c_{6(D)}^{C(T1)}$ – доходы в результате активной работы системы при применении технологии очистки газа первого типа;

2) минимизация риска недостаточного получения дохода:

$$F_2^{C,T1}(x_i) = (c_{1(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_6 \left(1 - \frac{x_6}{N_C}\right)}) + (c_{2(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_C}\right)}) + (c_{6(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_{10} \left(1 - \frac{x_{10}}{N_C}\right)}) \rightarrow \min; \quad (2.56)$$

3) минимизация суммы рисков затрат, связанных с неработоспособностью объектов:

$$F_3^{C,T1}(x_i) = c_{3(3)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_C}\right)} + c_{4(3)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_C}\right)} + c_{5(3)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{M_{5(HC)}^{C,T1} \left(1 - \frac{M_{5(HC)}^{C,T1}}{N_C}\right)} \rightarrow \min, \quad (2.57)$$

где $c_{3(3)}^{C(T1)}$, $c_{4(3)}^{C(T1)}$, $c_{5(3)}^{C(T1)}$ – затраты на восстановление работоспособности объектов;

4) минимизация суммарного риска:

$$F_4^{C,T1}(x_i) = c_{1(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_6 \left(1 - \frac{x_6}{N_C}\right)} + c_{2(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_C}\right)} + c_{3(3)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_C}\right)} + \\ + c_{4(3)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_C}\right)} + c_{5(3)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{M_{5(HC)}^{C,T1} \left(1 - \frac{M_{5(HC)}^{C,T1}}{N_C}\right)} + c_{6(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_{10} \left(1 - \frac{x_{10}}{N_C}\right)} \rightarrow \min \quad (2.58)$$

Ограничения: $x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7, x_8, x_9, x_{10} > 0$.

Критериями в поставленной задаче оптимизации являются выражения для минимизации рисков (и максимизации дохода), а ограничениями – алгебраические уравнения динамики средних для стационарного режима объектов группы «сепараторы»:

$$\begin{cases} -x_1 \cdot x_6 + x_5 \cdot x_{10} = 0, \\ x_1 \cdot x_6 - x_2 \cdot x_7 = -8, \\ x_2 \cdot x_7 - x_3 \cdot x_8 = 0, \\ x_3 \cdot x_8 - x_4 \cdot x_9 = 0, \\ -x_4 \cdot x_9 = -20, \\ x_5 \cdot x_{10} = 12, \\ x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 20. \end{cases}$$

Обновленные значения интенсивностей переходов:

$$\lambda_{12}^{C,T1} = 12; \lambda_{23}^{C,T1} = 0; \lambda_{34}^{C,T1} = 0; \lambda_{45}^{C,T1} = 0; \lambda_{52}^{C,T1} = 2; \lambda_{56}^{C,T1} = 3; \lambda_{61}^{C,T1} = 12.$$

Средние численности системы, пребывающей в каждом из состояний, после оптимизации (Таблица 2.11):

$$M_{1(PC)}^{C,T1} = 1, M_{2(PC)}^{C,T1} = 1, M_{3(HC)}^{C,T1} = 1, M_{4(HC)}^{C,T1} = 1, M_{5(HC)}^{C,T1} = 4, M_{6(PC)}^{C,T1} = 16.$$

Величина дохода после оптимизации:

$$F_{1(опт)}^{C,T1}(x_i) = 3 \cdot 1 + 2 \cdot 1 + 5 \cdot 16 = 85.$$

Таблица 2.11 – Средние численности объектов группы «сепараторы» в возможных состояниях

Состояние	Обозначение средней численности	Средняя численность	
		без оптимизации	после оптимизации
Очистка газа от жидкости	$M_{1(PC)}^{C,T1}$	3	1
Очистка газа от примесей	$M_{2(PC)}^{C,T1}$	5	1

Продолжение Таблицы 2.11

Состояние	Обозначение средней численности	Средняя численность	
		без оптимизации	после оптимизации
Процесс устранения простоя	$M_{3(НС)}^{C,T1}$	3	1
Ликвидация последствий простоя	$M_{4(НС)}^{C,T1}$	3	1
Проверка работоспособности	$M_{5(НС)}^{C,T1}$	4	4
Активная работа	$M_{6(РС)}^{C,T1}$	6	16
Средняя численность объектов $M_{i(p)}^{C,TA1}$ для состояния типа p (РС или НС)			
Работоспособное	$M_{i(РС)}^{C,TA1}$	14	18
Неработоспособное	$M_{i(НС)}^{C,TA1}$	10	6

Риск недополучения дохода после оптимизации:

$$F_{2(опт)}^{C,T1}(x_i) = 3 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{24}\right)} + 2 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{24}\right)} + 5 \cdot \sqrt{20 \cdot \left(1 - \frac{16}{24}\right)} = 13,82.$$

Риск затрат, связанных с неработоспособностью объектов группы «сепараторы», после оптимизации:

$$F_{3(опт)}^{C,T1}(x_i) = 2 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{24}\right)} + 3 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{24}\right)} + 1 \cdot \sqrt{4 \cdot \left(1 - \frac{4}{24}\right)} = 6,67.$$

Суммарный риск, связанный с недополучением дохода и осуществлением затрат, для объектов группы «сепараторы» после оптимизации (Таблица 2.12):

$$F_{4(опт)}^{C,T1}(x_i) = 14,023 + 6,72 = 20,47.$$

Результаты, приведенные в Таблицах 2.11 и 2.12, подтверждают снижение суммарного риска при функционировании группы объектов «сепараторы» после оптимизации почти на 30 % в сравнении с величиной, полученной без проведения процедуры оптимизации.

Таблица 2.12 – Результаты оптимизации рисков функционирования группы «сепараторы»

Тип риска (критерия)	Величина риска	
	без оптимизации	после оптимизации
Риск недополучения дохода при функционировании группы «сепараторы»	19,446	13,81
Сумма рисков затрат, определяемых неработоспособностью объектов	9,927	6,67
Суммарный риск затрат от недополучения дохода и затрат на техническое обслуживание	29,373	20,47

На основании представленных выше критериев можно определить, что для принятия управленческих решений при функционировании объектов «сепараторы» ЛПР уместно рассмотреть три двухкритериальные задачи по типу «доход – риск». Причем рассматриваются следующие сочетания критериев: $QR_1(F_1^{C,T1}(x_i), F_2^{C,T1}(x_i))$, $QR_2(F_1^{C,T1}(x_i), F_3^{C,T1}(x_i))$ и $QR_3(F_1^{C,T1}(x_i), F_4^{C,T1}(x_i))$. Для решения предложенных задач применяется выражение «доход – риск»:

$$\varphi(q, r) = q - r, \quad (2.59)$$

где q – доход; r – риск.

Выбор наиболее подходящего сочетания параметров $M_j^{C,Tk}$ и $\lambda_{ij}^{C,Tk}$ осуществляется в результате решения задач оптимизации по следующим критериям:

$$QR_1(F_1^{C,T1}(x_i), F_2^{C,T1}(x_i)) = F_1^{C,T1}(x_i) - F_2^{C,T1}(x_i) = (c_{1(D)}^{C(T1)} \cdot x_6 + c_{2(D)}^{C(T1)} \cdot x_7 + c_{6(D)}^{C(T1)} \cdot x_{10}) - \\ - \left(c_{1(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_6 \left(1 - \frac{x_6}{N_C}\right)} + c_{2(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_C}\right)} + c_{6(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_{10} \left(1 - \frac{x_{10}}{N_C}\right)} \right) \rightarrow \max, \quad (2.60)$$

$$QR_2(F_1^{C,T1}(x_i), F_3^{C,T1}(x_i)) = F_1^{C,T1}(x_i) - F_3^{C,T1}(x_i) = (c_{1(D)}^{C(T1)} \cdot x_6 + c_{2(D)}^{C(T1)} \cdot x_7 + c_{6(D)}^{C(T1)} \cdot x_{10}) - \\ - c_{3(3)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_C}\right)} - c_{4(3)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_C}\right)} - c_{5(3)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{M_{5(HC)}^{C,T1} \left(1 - \frac{M_{5(HC)}^{C,T1}}{N_C}\right)} \rightarrow \max, \quad (2.61)$$

$$QR_3(F_1^{C,T1}(x_i), F_4^{C,T1}(x_i)) = F_1^{C,T1}(x_i) - F_4^{C,T1}(x_i) = (c_{1(D)}^{C(T1)} \cdot x_6 + c_{2(D)}^{C(T1)} \cdot x_7 + c_{6(D)}^{C(T1)} \cdot x_{10}) - \\ - \left(c_{1(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_6 \left(1 - \frac{x_6}{N_C}\right)} + c_{2(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_C}\right)} + c_{3(3)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_C}\right)} + c_{4(3)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_C}\right)} + c_{5(3)}^{C(T1)} \times \right. \\ \left. \times \sqrt{M_{5(HC)}^{C,T1} \left(1 - \frac{M_{5(HC)}^{C,T1}}{N_C}\right)} + c_{6(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_{10} \left(1 - \frac{x_{10}}{N_C}\right)} \right) \rightarrow \max, \quad (2.62)$$

$$QR_4 \left(F_2^{C,T1}(x_i) \right) = F_2^{C,T1}(x_i), \quad (2.63)$$

$$QR_5 \left(F_3^{C,T1}(x_i) \right) = F_3^{C,T1}(x_i), \quad (2.64)$$

$$QR_6 \left(F_4^{C,T1}(x_i) \right) = F_4^{C,T1}(x_i). \quad (2.65)$$

По результатам расчетов получаем следующие значения дохода от функционирования группы «сепараторы» после оптимизации (Таблица 2.13):

$$QR_1 \left(F_1^{C,T1}(x_i), F_2^{C,T1}(x_i) \right) = 85 - 13,81 = 71,18,$$

$$QR_2 \left(F_1^{C,T1}(x_i), F_3^{C,T1}(x_i) \right) = 85 - 6,67 = 78,33,$$

$$QR_3 \left(F_1^{C,T1}(x_i), F_4^{C,T1}(x_i) \right) = 85 - 20,48 = 64,52.$$

Таблица 2.13 – Результаты решения двухкритериальных задач по типу «доход – риск» для группы объектов «сепараторы»

Показатель	Значение показателя	
	после оптимизации	без учета оптимизации
Доход от функционирования объектов	71,18	29,554
Доход с учетом риска затрат, связанных с неработоспособностью объектов	78,33	39,073
Доход с учетом риска затрат, связанных с восстановлением работоспособности объектов и недополучением дохода	64,52	19,627

По результатам решения трех двухкритериальных задач по типу «доход – риск» определяется рост дохода с учетом оптимизации рисков на 69,5 % (т. е. почти трехкратное увеличение дохода) в сравнении с величиной дохода, полученной с учетом рисков, без выполнения оптимизации.

2.2.1.2. Оптимизация рисков для объектов группы «разделители жидкости»

Для объектов группы «разделители жидкости» обозначим следующие составляющие дохода и затрат: $C_{2(D)}^{P(Tk)}$, $C_{3(D)}^{P(Tk)}$ – доход, который обеспечивается

пребыванием объектов в работоспособном состоянии (тыс. усл. ед.), $c_{1(3)}^{P(Tk)}$, $c_{4(3)}^{P(Tk)}$, $c_{5(3)}^{P(Tk)}$ – затраты на ПТО объектов группы при реализации технологии Tk (тыс. усл. ед.):

$$c_{1(3)}^{P(T1)} = 2, c_{2(Д)}^{P(T1)} = 3, c_{3(Д)}^{P(T1)} = 5, c_{4(3)}^{P(T1)} = 3, c_{5(3)}^{P(T1)} = 5.$$

Риск недостаточного получения дохода в результате функционирования объектов группы «разделители жидкости»:

$$\sigma_{23(Д)}(t)^{P(T1)} = c_{2(Д)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{M_2^{P(T1)} \left(1 - \frac{M_2^{P(T1)}}{N_P}\right)} + c_{3(Д)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{M_3^{P(T1)} \left(1 - \frac{M_3^{P(T1)}}{N_P}\right)}. \quad (2.66)$$

Риск затрат, связанных с неработоспособностью объектов группы «разделители жидкости»:

$$\sigma_{145(3)}(t)^{P(T1)} = c_{1(3)}^{P(T1)} \sqrt{M_1^{P(T1)} \left(1 - \frac{M_1^{P(T1)}}{N_P}\right)} + c_{4(3)}^{P(T1)} \sqrt{M_4^{P(T1)} \left(1 - \frac{M_4^{P(T1)}}{N_P}\right)} + c_{5(3)}^{P(T1)} \sqrt{M_5^{P(T1)} \left(1 - \frac{M_5^{P(T1)}}{N_P}\right)}. \quad (2.67)$$

Суммарный риск от недополучения дохода для группы объектов «разделители жидкости» определится как

$$\sigma_{(Д+3)}(t)^{P(T1)} = \sigma_{23(Д)}(t)^{P(T1)} + \sigma_{145(3)}(t)^{P(T1)}, \quad (2.68)$$

где $\sigma_{23(Д)}(t)^{P(T1)} = 14,39$; $\sigma_{145(3)}(t)^{P(T1)} = 8,44$.

В итоге получаем: $\sigma_{(Д+3)}(t)^{P(T1)} = 22,83$.

Для оптимизации рисков при функционировании группы «разделители жидкости» зафиксируем значения интенсивностей переходов $\lambda_{51}^{P,T1}$, $\lambda_{52}^{P,T1}$ и средней численности $M_{5(НС)}^{P,T1}$. Обновленные обозначения интенсивностей переходов и средних численностей:

$$x_1 = \lambda_{12}^{P,T1}, x_2 = \lambda_{21}^{P,T1}, x_3 = \lambda_{23}^{P,T1}, x_4 = \lambda_{34}^{P,T1}, x_5 = \lambda_{35}^{P,T1}, x_6 = \lambda_{45}^{P,T1}, \\ x_7 = M_{1(НС)}^{P,T1}, x_8 = M_{2(РС)}^{P,T1}, x_9 = M_{3(РС)}^{P,T1}, x_{10} = M_{4(НС)}^{P,T1}.$$

Критерии оптимальности для объектов группы «разделители жидкости»:

1) максимизация дохода от функционирования объектов:

$$F_1^{P,T1}(x_i) = c_{2(D)}^{P(T1)} x_8 + c_{3(D)}^{P(T1)} x_9 \rightarrow \max, \quad (2.69)$$

где $c_{2(D)}^{P(T1)}$, $c_{3(D)}^{P(T1)}$ – доходы в результате активной работы системы при применении технологии очистки газа первого типа;

2) минимизация риска недостаточного получения дохода в результате функционирования объектов:

$$F_2^{P,T1}(x_i) = c_{2(D)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_p}\right)} + c_{3(D)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_p}\right)} \rightarrow \min; \quad (2.70)$$

3) минимизация суммы рисков затрат, связанных с неработоспособностью объектов:

$$F_3^{P,T1}(x_i) = c_{1(3)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_p}\right)} + c_{4(3)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_p}\right)} + c_{5(3)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{M_{5(HC)}^{P,T1} \left(1 - \frac{M_{5(HC)}^{P,T1}}{N_p}\right)} \rightarrow \min, \quad (2.71)$$

где $c_{1(3)}^{P(T1)}$, $c_{4(3)}^{P(T1)}$, $c_{5(3)}^{P(T1)}$ – затраты на восстановление работоспособности объектов;

4) минимизация суммарного риска при функционировании объектов:

$$F_4^{P,T1}(x_i) = c_{2(D)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_p}\right)} + c_{3(D)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_p}\right)} + c_{1(3)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_p}\right)} + c_{4(3)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_p}\right)} + c_{5(3)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{M_{5(HC)}^{P,T1} \left(1 - \frac{M_{5(HC)}^{P,T1}}{N_p}\right)} \rightarrow \min. \quad (2.72)$$

Ограничения: $x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7, x_8, x_9, x_{10} > 0$.

Критериями в поставленной задаче оптимизации являются выражения для минимизации рисков (и максимизации дохода), а ограничениями – алгебраические уравнения динамики средних для стационарного режима объектов группы «разделители жидкости»:

$$\begin{cases} x_1 \cdot x_7 + x_2 \cdot x_8 = -10, \\ -x_2 \cdot x_8 - x_3 \cdot x_8 + x_1 \cdot x_7 = -8, \\ -x_4 \cdot x_9 - x_5 \cdot x_9 + x_3 \cdot x_8 = 0, \\ -x_6 \cdot x_{10} + x_4 \cdot x_9 = 0, \\ x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 9. \end{cases}$$

Обновленные значения интенсивностей переходов после оптимизации:

$$\lambda_{12}^{P,T1} = 10, \lambda_{21}^{P,T1} = 0, \lambda_{23}^{P,T1} = 19, \lambda_{34}^{P,T1} = 0, \lambda_{35}^{P,T1} = 19, \lambda_{45}^{P,T1} = 0.$$

Средние численности системы, пребывающей в каждом из состояний после оптимизации (Таблица 2.14):

$$M_{1(PC)}^{P,T1} = 1, M_{2(PC)}^{P,T1} = 6, M_{3(HC)}^{P,T1} = 1, M_{4(HC)}^{P,T1} = 1, M_{5(HC)}^{P,T1} = 1.$$

Величина дохода после оптимизации:

$$F_{1(опт)}^{P,T1}(x_i) = 6 \cdot 6 + 6 \cdot 1 = 42.$$

Риск, связанный с недополучением дохода после оптимизации:

$$F_{2(опт)}^{P,T1}(x_i) = 6 \cdot \sqrt{6 \cdot \left(1 - \frac{6}{10}\right)} + 6 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{10}\right)} = 14,98.$$

Риск затрат, связанных с неработоспособностью объектов группы «разделители жидкости» после оптимизации:

$$F_{3(опт)}^{P,T1}(x_i) = 3 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{10}\right)} + 3 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{10}\right)} + 1 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{10}\right)} = 6,64.$$

Суммарный риск, связанный с недополучением дохода и осуществлением затрат, для объектов группы «разделители жидкости» после оптимизации (Таблица 2.15):

$$F_{4(опт)}^{P,T1}(x_i) = 4,99 + 6,64 = 21,62.$$

Таблица 2.14 – Средние численности объектов группы «разделители жидкости» в возможных состояниях

Состояние	Обозначение средней численности	Средняя численность объектов	
		без учета оптимизации	после оптимизации
Проверка функционирования	$M_{1(PC)}^{P,T1}$	4	1
Поступление продукта	$M_{2(PC)}^{P,T1}$	3	6

Состояние	Обозначение средней численности	Средняя численность объектов	
		без учета оптимизации	после оптимизации
Дегазация конденсата	$M_{3(НС)}^{P,T1}$	1	1
Обнаружение неисправности	$M_{4(НС)}^{P,T1}$	1	1
Техническое обслуживание	$M_{5(НС)}^{P,T1}$	1	1
Средняя численность объектов $M_{i(p)}^{P,TA1}$ для состояния типа p			
Работоспособное	$M_{i(PC)}^{P,TA1}$	7	7
Неработоспособное	$M_{i(НС)}^{P,TA1}$	3	3

Таблица 2.15 – Результаты оптимизации рисков функционирования объектов группы «разделители жидкости»

Тип риска (критерия)	Величина риска	
	без учета оптимизации	после оптимизации
Риск недополучения дохода при функционировании группы	14,39	14,98
Сумма рисков затрат, определяемых неработоспособностью объектов	8,44	6,64
Суммарный риск затрат от недополучения дохода и осуществления затрат на ПТО	22,83	21,62

Приведенные результаты подтверждают снижение суммарного риска при функционировании группы объектов «разделители жидкости» после оптимизации на 5 % в сравнении с величиной, полученной без проведения процедуры оптимизации.

Для принятия управленческих решений при функционировании объектов «разделители жидкости» необходимо решить три двухкритериальные задачи по типу «доход – риск». Рассматриваются следующие сочетания критериев:

$$QR_1(F_1^{P,T1}(x_i), F_2^{P,T1}(x_i)); QR_2(F_1^{P,T1}(x_i), F_3^{P,T1}(x_i)); QR_3(F_1^{P,T1}(x_i), F_4^{P,T1}(x_i)).$$

Выбор наиболее подходящего сочетания параметров $M_j^{P,Tk}$ и $\lambda_{ij}^{P,Tk}$ осуществляется в результате решения задач оптимизации по следующим критериям:

$$QR_1 \left(F_1^{P,T1}(x_i), F_2^{P,T1}(x_i) \right) = F_1^{P,T1}(x_i) - F_2^{P,T1}(x_i) = c_{2(D)}^{P(T1)} \cdot x_8 + c_{3(D)}^{P(T1)} \cdot x_9 - \\ - c_{2(D)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_p} \right)} - c_{3(D)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_p} \right)} \rightarrow \max, \quad (2.73)$$

$$QR_2 \left(F_1^{P,T1}(x_i), F_3^{P,T1}(x_i) \right) = F_1^{P,T1}(x_i) - F_3^{P,T1}(x_i) = c_{2(D)}^{P(T1)} \cdot x_8 + c_{3(D)}^{P(T1)} \cdot x_9 - \\ - c_{1(3)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_p} \right)} - c_{4(3)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_p} \right)} - c_{5(3)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{M_{5(HC)}^{P,T1} \left(1 - \frac{M_{5(HC)}^{P,T1}}{N_p} \right)} \rightarrow \max, \quad (2.74)$$

$$QR_3 \left(F_1^{P,T1}(x_i), F_4^{P,T1}(x_i) \right) = F_1^{P,T1}(x_i) - F_4^{P,T1}(x_i) = c_{2(D)}^{P(T1)} \cdot x_8 + c_{3(D)}^{P(T1)} \cdot x_9 - \\ - c_{2(D)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_p} \right)} - c_{3(D)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_p} \right)} - c_{1(3)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_p} \right)} - \\ - c_{4(3)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_p} \right)} - c_{5(3)}^{P(T1)} \cdot \sqrt{M_{5(HC)}^{P,T1} \left(1 - \frac{M_{5(HC)}^{P,T1}}{N_p} \right)} \rightarrow \max, \quad (2.75)$$

$$QR_4 \left(F_2^{P,T1}(x_i) \right) = F_2^{P,T1}(x_i), \quad (2.76)$$

$$QR_5 \left(F_3^{P,T1}(x_i) \right) = F_3^{P,T1}(x_i), \quad (2.77)$$

$$QR_6 \left(F_4^{P,T1}(x_i) \right) = F_4^{P,T1}(x_i). \quad (2.78)$$

По результатам расчетов имеем следующие значения дохода после оптимизации от функционирования группы «разделители жидкости» (Таблица 2.16):

$$QR_1 \left(F_1^{P,T1}(x_i), F_2^{P,T1}(x_i) \right) = 42 - 14,99 = 27,01,$$

$$QR_2 \left(F_1^{P,T1}(x_i), F_3^{P,T1}(x_i) \right) = 42 - 6,64 = 35,36,$$

$$QR_3 \left(F_1^{P,T1}(x_i), F_4^{P,T1}(x_i) \right) = 42 - 21,63 = 20,37.$$

Таблица 2.16 – Результаты решения двухкритериальных задач по типу «доход – риск» для группы объектов «разделители жидкости»

Показатель	Значение показателя	
	после оптимизации	без учета оптимизации
Доход с учетом риска недополучения дохода	27,01	9,61
Доход с учетом риска затрат, связанных с неработоспособностью объектов	35,36	15,56
Доход с учетом риска затрат, связанных с восстановлением работоспособности объектов и недополучением дохода	20,37	1,17

По результатам решения трех двухкритериальных задач по типу «доход – риск» с учетом оптимизации рисков определяется рост дохода с учетом оптимизации рисков на 94 % в сравнении с величиной дохода, полученного с учетом рисков, без выполнения оптимизации.

2.2.1.3 Оптимизация рисков для объектов группы «теплообменники»

Для объектов группы «теплообменники» обозначим следующие составляющие дохода и затрат: $c_{3(D)}^{T(Tk)}$, $c_{4(D)}^{T(Tk)}$ – доход, который обеспечивается пребыванием объектов в работоспособном состоянии (тыс. усл. ед.), $c_{1(3)}^{T(Tk)}$, $c_{2(3)}^{T(Tk)}$ – затраты на ПТО объектов группы при реализации технологии Tk (тыс. усл. ед.):

$$c_{1(3)}^{T(T1)} = 2; c_{2(3)}^{T(T1)} = 4; c_{3(D)}^{T(T1)} = 3; c_{4(D)}^{T(T1)} = 7.$$

Риск, связанный с недостаточным получением дохода в результате функционирования объектов группы «теплообменники»:

$$\sigma_{34(D)}(t)^{T(T1)} = c_{3(D)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{M_3^{T(T1)} \left(1 - \frac{M_3^{T(T1)}}{N_T}\right)} + c_{4(D)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{M_4^{T(T1)} \left(1 - \frac{M_4^{T(T1)}}{N_T}\right)}. \quad (2.79)$$

Риск затрат, связанных с неработоспособностью объектов группы «теплообменники»:

$$\sigma_{12(3)}(t)^{T(T1)} = c_{1(3)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{M_1^{T(T1)} \left(1 - \frac{M_1^{T(T1)}}{N_T}\right)} + c_{2(3)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{M_2^{T(T1)} \left(1 - \frac{M_2^{T(T1)}}{N_T}\right)}. \quad (2.80)$$

Суммарный риск от недополучения дохода для группы объектов «теплообменники»:

$$\sigma_{(Д+3)}(t)^{T(T1)} = \sigma_{34(Д)}(t)^{T(T1)} + \sigma_{12(3)}(t)^{T(T1)}, \quad (2.81)$$

где $\sigma_{34(Д)}(t)^{T(T1)} = 10,98$; $\sigma_{12(3)}(t)^{T(T1)} = 8,16$.

В итоге получаем: $\sigma_{(Д+3)}(t)^{T(T1)} = 19,15$.

Для оптимизации рисков при функционировании группы «теплообменники» зафиксируем значения интенсивностей переходов $\lambda_{21}^{T,T1}$, $\lambda_{24}^{T,T1}$ и средней численности $M_{2(НС)}^{T,T1}$. Обновленные обозначения интенсивностей переходов и средних численностей примут вид:

$$x_1 = \lambda_{12}^{T,T1}, x_2 = \lambda_{13}^{T,T1}, x_3 = \lambda_{31}^{T,T1}, x_4 = \lambda_{34}^{T,T1}, x_5 = \lambda_{42}^{T,T1}, x_6 = \lambda_{43}^{T,T1},$$

$$x_7 = M_{1(НС)}^{T,T1}, x_8 = M_{3(РС)}^{T,T1}, x_9 = M_{4(РС)}^{T,T1}.$$

Критерии оптимальности для объектов группы «теплообменники» следующие:

1) максимизация дохода от их функционирования:

$$F_1^{T,T1}(x_i) = c_{3(Д)}^{T(T1)} x_8 + c_{4(Д)}^{T(T1)} x_9 \rightarrow \max, \quad (2.82)$$

где $c_{3(Д)}^{T(T1)}$, $c_{4(Д)}^{T(T1)}$ – доходы в результате активной работы системы при применении технологии очистки газа первого типа;

2) минимизация риска, связанного с недостаточным получением дохода в результате функционирования объектов:

$$F_2^{T,T1}(x_i) = c_{3(Д)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_T}\right)} + c_{4(Д)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_T}\right)} \rightarrow \min; \quad (2.83)$$

3) минимизация суммы рисков затрат, связанных с неработоспособностью объектов:

$$F_3^{T,T1}(x_i) = c_{1(3)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_T}\right)} + c_{2(3)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{M_{2(HC)}^{T,T1} \left(1 - \frac{M_{2(HC)}^{T,T1}}{N_T}\right)} \rightarrow \min, \quad (2.84)$$

где $c_{1(3)}^{T(T1)}$, $c_{2(3)}^{T(T1)}$ – затраты на восстановление работоспособности объектов;

4) минимизация суммарного риска при функционировании объектов:

$$F_4^{T,T1}(x_i) = c_{3(D)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_T}\right)} + c_{4(D)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_T}\right)} + c_{1(3)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_T}\right)} + c_{2(3)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{M_{2(HC)}^{T,T1} \left(1 - \frac{M_{2(HC)}^{T,T1}}{N_T}\right)} \rightarrow \min. \quad (2.85)$$

Ограничения: $x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7, x_8, x_9 > 0$.

Критериями в поставленной задаче оптимизации являются выражения для минимизации рисков (и максимизации дохода), а ограничениями – алгебраические уравнения динамики средних для стационарного режима объектов группы «теплообменники»:

$$\begin{cases} -x_1 \cdot x_7 - x_2 \cdot x_7 + x_3 \cdot x_8 = -4, \\ x_1 \cdot x_7 + x_5 \cdot x_9 = 8, \\ -x_3 \cdot x_8 - x_4 \cdot x_8 + x_2 \cdot x_7 + x_6 \cdot x_9 = 0, \\ x_7 + x_8 + x_9 = 8. \end{cases}$$

Обновленные значения интенсивностей переходов после оптимизации:

$$\lambda_{12}^{T,T1} = 4, \lambda_{13}^{T,T1} = 0, \lambda_{31}^{T,T1} = 0, \lambda_{34}^{T,T1} = 0, \lambda_{42}^{T,T1} = 4, \lambda_{43}^{T,T1} = 0.$$

Средние численности пребывания системы в каждом из состояний после оптимизации (Таблица 2.17):

$$M_{1(HC)}^{T,T1} = 1, M_{3(PC)}^{T,T1} = 1, M_{4(PC)}^{T,T1} = 6.$$

Величина дохода после оптимизации:

$$F_{1(опт)}^{T,T1}(x_i) = 6 \cdot 1 + 7 \cdot 6 = 48.$$

Риск недополучения дохода после оптимизации:

$$F_{2(опт)}^{T,T1}(x_i) = 6 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{10}\right)} + 7 \cdot \sqrt{6 \cdot \left(1 - \frac{6}{10}\right)} = 6,96.$$

Риск затрат, связанных с неработоспособностью объектов группы «теплообменники», после оптимизации:

$$F_{3(\text{опт})}^{T,T1}(x_i) = 2 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{10}\right)} + 4 \cdot \sqrt{2 \cdot \left(1 - \frac{2}{10}\right)} = 12,74.$$

Суммарный риск от недополучения дохода и осуществления затрат для объектов группы «теплообменники» после оптимизации (Таблица 2.18):

$$F_{4(\text{опт})}^{T,T1}(x_i) = 6,96 + 12,74 = 19,7.$$

Таблица 2.17 – Средние численности объектов группы «теплообменники» в возможных состояниях

Состояние	Обозначение средней численности	Средняя численность	
		без учета оптимизации	после оптимизации
Обнаружение сбоя	$M_{1(\text{НС})}^{T,T1}$	4	1
Техническое обслуживание	$M_{2(\text{РС})}^{T,T1}$	2	2
Проверка поступления газа	$M_{3(\text{РС})}^{T,T1}$	3	1
Проверка охлаждения газа и запуск в эксплуатацию	$M_{4(\text{РС})}^{T,T1}$	1	6
Средняя численность объектов $M_{i(p)}^{T,TA1}$ для состояния типа p			
Работоспособное	$M_{i(\text{РС})}^{T,TA1}$	5	8
Неработоспособное	$M_{i(\text{НС})}^{T,TA1}$	5	2

Таблица 2.18 – Результаты оптимизации рисков функционирования объектов группы «теплообменники»

Тип риска (критерия)	Величина риска	
	без учета оптимизации	после оптимизации
Риск недополучения дохода при функционировании объектов	15,36	6,96
Сумма рисков затрат, определяемых неработоспособностью объектов	8,15	12,74
Суммарный риск затрат от недополучения дохода и осуществления затрат на ПТО	23,49	19,7

Данные Таблиц 2.17 и 2.18 подтверждают снижение суммарного риска при функционировании группы объектов «теплообменники» после оптимизации

на 16 % в сравнении с величиной, полученной без проведения процедуры оптимизации.

Для принятия управленческих решений при функционировании объектов «теплообменники» необходимо решить три двухкритериальные задачи по типу «доход – риск». Рассматриваются следующие сочетания критериев:

$$QR_1(F_1^{T,T1}(x_i), F_2^{T,T1}(x_i)); QR_2(F_1^{T,T1}(x_i), F_3^{T,T1}(x_i)); QR_3(F_1^{T,T1}(x_i), F_4^{T,T1}(x_i)).$$

Выбор наиболее подходящего сочетания параметров $M_j^{T,Tk}$ и $\lambda_{ij}^{T,Tk}$ осуществляется в результате решения задач оптимизации по следующим критериям:

$$QR_1(F_1^{T,T1}(x_i), F_2^{T,T1}(x_i)) = F_1^{T,T1}(x_i) - F_2^{T,T1}(x_i) = c_{3(D)}^{T(T1)} x_8 + c_{4(D)}^{T(T1)} x_9 - c_{3(D)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_T}\right)} + c_{4(D)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_T}\right)} \rightarrow \max, \quad (2.86)$$

$$QR_2(F_1^{T,T1}(x_i), F_3^{T,T1}(x_i)) = F_1^{T,T1}(x_i) - F_3^{T,T1}(x_i) = c_{3(D)}^{T(T1)} x_8 + c_{4(D)}^{T(T1)} x_9 - c_{1(3)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_T}\right)} + c_{2(3)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{M_{2(HC)}^{T,T1} \left(1 - \frac{M_{2(HC)}^{T,T1}}{N_T}\right)} \rightarrow \max, \quad (2.87)$$

$$QR_3(F_1^{T,T1}(x_i), F_4^{T,T1}(x_i)) = F_1^{T,T1}(x_i) - F_4^{T,T1}(x_i) = c_{3(D)}^{T(T1)} x_8 + c_{4(D)}^{T(T1)} x_9 - c_{3(D)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_T}\right)} + c_{4(D)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_T}\right)} + c_{1(3)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_T}\right)} + c_{2(3)}^{T(T1)} \cdot \sqrt{M_{2(HC)}^{T,T1} \left(1 - \frac{M_{2(HC)}^{T,T1}}{N_T}\right)} \rightarrow \max, \quad (2.88)$$

$$QR_4(F_2^{T,T1}(x_i)) = F_2^{T,T1}(x_i), \quad (2.89)$$

$$QR_5(F_3^{T,T1}(x_i)) = F_3^{T,T1}(x_i), \quad (2.90)$$

$$QR_6(F_4^{T,T1}(x_i)) = F_4^{T,T1}(x_i). \quad (2.91)$$

По результатам расчетов получим следующие величины дохода после оптимизации при функционировании группы «теплообменники» (Таблица 2.19):

$$QR_1(F_1^{T,T1}(x_i), F_2^{T,T1}(x_i)) = 48 - 6,96 = 41,04,$$

$$QR_2(F_1^{T,T1}(x_i), F_3^{T,T1}(x_i)) = 48 - 12,74 = 35,26,$$

$$QR_3(F_1^{T,T1}(x_i), F_4^{T,T1}(x_i)) = 48 - 19,7 = 28,3.$$

Таблица 2.19 – Показатели дохода при функционировании групп объектов «теплообменники» УКПГ при применении НТС первого типа

Показатель	Значение показателя	
	после оптимизации	без учета оптимизации
Доход с учетом риска недополучения дохода	27,01	9,61
Доход с учетом риска затрат, связанных с техническим обслуживанием объектов	35,36	15,56
Доход с учетом риска затрат, связанных с техническим обслуживанием объектов и недополучением дохода	20,37	1,17

По результатам решения трех двухкритериальных задач по типу «доход – риск» для группы объектов «теплообменники» определяется рост дохода с учетом оптимизации рисков на 94,68 % (или в 18,79 раз) в сравнении с величиной дохода с учетом рисков без выполнения оптимизации.

2.2.1.4 Результаты оптимизации рисков для групп объектов установки комплексной подготовки газа при реализации технологий очистки газа

Таким образом, для всех рассмотренных групп объектов критерии оптимальности при решении задач по типу «доход – риск» для каждой из групп объектов g УКПГ при применении технологии Tk НТС k -го типа определяются по следующим выражениям:

$$QR_{1(\text{сумм})}(F_1^{g,Tk}(x_i), F_2^{g,Tk}(x_i)) = QR_1(F_1^{C,Tk}(x_i), F_2^{C,Tk}(x_i)) + \\ + QR_1(F_1^{P,Tk}(x_i), F_2^{P,Tk}(x_i)) + QR_1(F_1^{T,Tk}(x_i), F_2^{T,Tk}(x_i)),$$

$$QR_{2(\text{сумм})}(F_1^{g,Tk}(x_i), F_3^{g,Tk}(x_i)) = QR_2(F_1^{C,Tk}(x_i), F_3^{C,Tk}(x_i)) + \\ + QR_2(F_1^{P,Tk}(x_i), F_3^{P,Tk}(x_i)) + QR_2(F_1^{T,Tk}(x_i), F_3^{T,Tk}(x_i)),$$

$$QR_{3(\text{сумм})}(F_1^{g,Tk}(x_i), F_4^{g,Tk}(x_i)) = QR_3(F_1^{C,Tk}(x_i), F_4^{C,Tk}(x_i)) + \\ + QR_3(F_1^{P,Tk}(x_i), F_4^{P,Tk}(x_i)) + QR_3(F_1^{T,T1}(x_i), F_4^{T,T1}(x_i)),$$

$$QR_{3(\text{сумм})} = 64,52 + 20,37 + 28,3 = 113,19.$$

Результаты расчета доходов для групп объектов УКПГ Уренгойского НГКМ при использовании технологии НТС первого типа приведены в Таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Общие показатели дохода при функционировании групп объектов УКПГ при применении НТС первого типа

Показатель	Значение показателя	
	после оптимизации	без учета оптимизации
Доход от работы объектов (без учета рисков)	175	88
Суммарный доход с учетом риска недополучения дохода	139,24	48,83
Суммарный доход с учетом риска затрат, связанных с техническим обслуживанием объектов	148,96	71,47
Суммарный доход с учетом риска затрат, связанных с техническим обслуживанием объектов и недополучением дохода	113,19	22,3

Расчеты для УКПГ УНГКМ показали, что при применении первого типа технологии НТС суммарный доход от функционирования объектов УКПГ с учетом рисков затрат, связанных с недополучением дохода и с техническим обслуживанием, превышает аналогичный показатель дохода без учета оптимизации рисков в 5 раз (см. Таблицу 2.20). При этом суммарный доход с учетом риска затрат на техническое обслуживание объектов УКПГ в 2 раза выше по сравнению с тем же показателем без учета оптимизации рисков. Суммарный доход от функционирования объектов УКПГ с учетом оптимизации рисков выше в 2,85 раза, чем тот же суммарный доход без учета оптимизации.

2.2.2 Оптимизация рисков пожаровзрывобезопасности для технологий осушки газа на установке комплексной подготовки газа

2.2.2.1 Оптимизация рисков для объектов группы «дегазаторы»

Для объектов группы «дегазаторы» обозначим следующие составляющие дохода и затрат: $c_{1(Д)}^{g(Tk)}$, $c_{2(Д)}^{g(Tk)}$, $c_{4(Д)}^{g(Tk)}$, $c_{6(Д)}^{g(Tk)}$, $c_{7(Д)}^{g(Tk)}$ – доход, который обеспечивается

пребыванием объектов в работоспособных состояниях (тыс. усл. ед.), $c_{3(3)}^{g(Tk)}$, $c_{5(3)}^{g(Tk)}$ – затраты на ПТО объектов группы при реализации технологии Tk (тыс. усл. ед.):

$$c_{1(D)}^{D(T1)} = 1, c_{2(D)}^{D(T1)} = 2, c_{3(3)}^{D(T1)} = 2, c_{4(D)}^{D(T1)} = 2, c_{5(3)}^{D(T1)} = 3, c_{6(D)}^{D(T1)} = 3, c_{7(D)}^{D(T1)} = 3.$$

Риск недостаточного получения дохода в результате функционирования объектов группы «дегазаторы»:

$$\begin{aligned} \sigma_{12467(D)}(t)^{C(T1)} &= c_{1(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{M_1^{D(T1)} \left(1 - \frac{M_1^{D(T1)}}{N_D}\right)} + c_{2(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{M_2^{D(T1)} \left(1 - \frac{M_2^{D(T1)}}{N_D}\right)} + \\ &+ c_{4(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{M_4^{D(T1)} \left(1 - \frac{M_4^{D(T1)}}{N_D}\right)} + c_{6(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{M_6^{D(T1)} \left(1 - \frac{M_6^{D(T1)}}{N_D}\right)} + c_{7(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{M_7^{D(T1)} \left(1 - \frac{M_7^{D(T1)}}{N_D}\right)}. \end{aligned} \quad (2.92)$$

Риск затрат, связанных с неработоспособностью объектов группы «дегазаторы»:

$$\sigma_{35(3)}(t)^{D(T1)} = c_{3(3)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{M_3^{D(T1)} \left(1 - \frac{M_3^{D(T1)}}{N_D}\right)} + c_{5(3)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{M_5^{D(T1)} \left(1 - \frac{M_5^{D(T1)}}{N_D}\right)}. \quad (2.93)$$

Суммарный риск от недополучения дохода для группы объектов «дегазаторы»:

$$\sigma_{(D+3)}(t)^{D(T1)} = \sigma_{12467(D)}(t)^{D(T1)} + \sigma_{35(3)}(t)^{D(T1)}, \quad (2.94)$$

где $\sigma_{12467(D)}(t)^{D(T1)} = 0,95 + 1,89 + 1,89 + 4,34 + 4,34 = 13,43$;

$$\sigma_{35(3)}(t)^{D(T1)} = 1,89 + 3,79 = 5,69.$$

$$\text{В итоге } \sigma_{(D+3)}(t)^{D(T1)} = 13,43 + 5,69 = 19,13.$$

Для оптимизации рисков при функционировании группы «дегазаторы» численность объектов, пребывающих в работоспособном состоянии, должна быть максимальной, а указанные выше риски минимизированы. Зафиксируем значения интенсивностей переходов $\lambda_{32}^{D,T1}$, $\lambda_{36}^{D,T1}$ и средней численности $M_{3(НС)}^{D,T1}$. Оставшиеся интенсивности переходов и средние численности состояний примем в качестве параметров управления и обозначим переменными x_i . Обновленные обозначения интенсивностей переходов и средних численностей группы «дегазаторы», пребывающей в возможных состояниях, приведены в Таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Обозначения интенсивностей переходов и средних численностей группы «дегазаторы» в возможных состояниях

x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_8	x_9	x_{10}	x_{11}	x_{12}	x_{13}
$\lambda_{12}^{D,T1}$	$\lambda_{21}^{D,T1}$	$\lambda_{23}^{D,T1}$	$\lambda_{24}^{D,T1}$	$\lambda_{25}^{D,T1}$	$\lambda_{26}^{D,T1}$	$\lambda_{45}^{D,T1}$	$\lambda_{47}^{D,T1}$	$\lambda_{52}^{D,T1}$	$\lambda_{54}^{D,T1}$	$\lambda_{56}^{D,T1}$	$\lambda_{67}^{D,T1}$	$\lambda_{75}^{D,T1}$
x_{14}	x_{15}	x_{16}	x_{17}	x_{18}	x_{19}							
$M_{1(PC)}^{D,T1}$	$M_{2(PC)}^{D,T1}$	$M_{4(PC)}^{D,T1}$	$M_{5(HC)}^{D,T1}$	$M_{6(PC)}^{D,T1}$	$M_{7(PC)}^{D,T1}$							

При подстановке обновленных переменных в СЛАУ получаем задачу математического программирования. При этом учитываются следующие критерии оптимальности для группы «дегазаторы»:

1) максимизация дохода от функционирования объектов:

$$F_1^{D,T1}(x_i) = c_{1(D)}^{D(T1)} \cdot x_{14} + c_{2(D)}^{D(T1)} \cdot x_{15} + c_{4(D)}^{D(T1)} \cdot x_{16} + c_{6(D)}^{D(T1)} \cdot x_{18} + c_{7(D)}^{D(T1)} \cdot x_{19} \rightarrow \max,$$

где $c_{1(D)}^{D(T1)}$, $c_{2(D)}^{D(T1)}$, $c_{4(D)}^{D(T1)}$, $c_{6(D)}^{D(T1)}$, $c_{7(D)}^{D(T1)}$ – доходы в результате активной работы системы при применении технологии осушки газа первого типа;

2) минимизация риска недостаточного получения дохода:

$$F_2^{D,T1}(x_i) = c_{1(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{x_{14} \left(1 - \frac{x_{14}}{N_D}\right)} + c_{2(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{x_{15} \left(1 - \frac{x_{15}}{N_D}\right)} + c_{4(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{x_{16} \left(1 - \frac{x_{16}}{N_D}\right)} + c_{6(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{x_{18} \left(1 - \frac{x_{18}}{N_D}\right)} + c_{7(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{x_{19} \left(1 - \frac{x_{19}}{N_D}\right)} \rightarrow \min; \quad (2.95)$$

3) минимизация суммы рисков затрат, связанных с неработоспособностью объектов:

$$F_3^{D,T1}(x_i) = c_{3(3)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{M_{3(HC)}^{D,T1} \left(1 - \frac{M_{3(HC)}^{D,T1}}{N_D}\right)} + c_{5(3)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{x_{17} \left(1 - \frac{x_{17}}{N_D}\right)} \rightarrow \min, \quad (2.96)$$

где $c_{3(3)}^{D(T1)}$, $c_{5(3)}^{D(T1)}$ – затраты на восстановление работоспособности объектов группы «дегазаторы»;

4) минимизация суммарного риска при функционировании объектов:

$$F_4^{D,T1}(x_i) = c_{1(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{x_{14} \left(1 - \frac{x_{14}}{N_D}\right)} + c_{2(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{x_{15} \left(1 - \frac{x_{15}}{N_D}\right)} + c_{4(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{x_{16} \left(1 - \frac{x_{16}}{N_D}\right)} + c_{6(D)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{x_{18} \left(1 - \frac{x_{18}}{N_D}\right)} + c_{3(3)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{M_{3(HC)}^{D,T1} \left(1 - \frac{M_{3(HC)}^{D,T1}}{N_D}\right)} + c_{5(3)}^{D(T1)} \cdot \sqrt{x_{17} \left(1 - \frac{x_{17}}{N_D}\right)} \rightarrow \min. \quad (2.97)$$

Ограничения:

$$x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7, x_8, x_9, x_{10}, x_{11}, x_{12}, x_{13}, x_{14}, x_{15}, x_{16}, x_{17}, x_{18} > 0.$$

Критериями в поставленной задаче оптимизации являются выражения для минимизации рисков (и максимизации дохода), а ограничениями – алгебраические уравнения динамики средних для стационарного режима объектов группы «дегазаторы»:

$$\begin{cases} -x_1 \cdot x_{14} + x_2 \cdot x_{15} = 0, \\ x_1 \cdot x_{14} + x_9 \cdot x_{17} - (x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6) \cdot x_{15} = -0,7, \\ x_3 \cdot x_{15} = 1,2, \\ x_4 \cdot x_{15} + x_{10} \cdot x_{17} - (x_7 + x_8) \cdot x_{16} = 0, \\ -(x_9 + x_{10} + x_{11}) \cdot x_{17} + x_5 \cdot x_{15} + x_7 \cdot x_{16} + x_{13} \cdot x_{19} = 0, \\ -x_{12} \cdot x_{18} + x_6 \cdot x_{15} + x_{11} \cdot x_{17} = -0,5, \\ x_{14} + x_{15} + x_{16} + x_{17} + x_{18} + x_{19} = 9. \end{cases}$$

Обновленные значения интенсивностей переходов и средних численностей состояний группы объектов «дегазаторы» приведены в Таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Обновленные значения интенсивностей переходов и средних численностей пребывания группы «дегазаторы» в возможных состояниях

x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_8	x_9	x_{10}	x_{11}	x_{12}	x_{13}
$\lambda_{12}^{Д,Т1}$	$\lambda_{21}^{Д,Т1}$	$\lambda_{23}^{Д,Т1}$	$\lambda_{24}^{Д,Т1}$	$\lambda_{25}^{Д,Т1}$	$\lambda_{26}^{Д,Т1}$	$\lambda_{45}^{Д,Т1}$	$\lambda_{47}^{Д,Т1}$	$\lambda_{52}^{Д,Т1}$	$\lambda_{54}^{Д,Т1}$	$\lambda_{56}^{Д,Т1}$	$\lambda_{67}^{Д,Т1}$	$\lambda_{75}^{Д,Т1}$
0	0	1,2	0	0	0	0	0	0,5	0	0	0,5	0,5
x_{14}	x_{15}	x_{16}	x_{17}	x_{18}	x_{19}							
$M_{1(PC)}^{Д,Т1}$	$M_{2(PC)}^{Д,Т1}$	$M_{4(PC)}^{Д,Т1}$	$M_{5(HC)}^{Д,Т1}$	$M_{6(PC)}^{Д,Т1}$	$M_{7(PC)}^{Д,Т1}$							
1	1	1	1	2	3							

Величина дохода после оптимизации:

$$F_{1(опт)}^{Д,Т1}(x_i) = 3 \cdot 1 + 2 \cdot 1 + 5 \cdot 16 = 85.$$

Риск недополучения дохода после оптимизации:

$$F_{2(опт)}^{Д,Т1}(x_i) = 3 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{24}\right)} + 2 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{24}\right)} + 5 \cdot \sqrt{20 \cdot \left(1 - \frac{16}{24}\right)} = 13,82.$$

Риск затрат, связанных с неработоспособностью объектов группы «дегазаторы», после оптимизации:

$$F_{3(\text{опт})}^{Д,Т1}(x_i) = 2 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{24}\right)} + 3 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{24}\right)} + 1 \cdot \sqrt{4 \cdot \left(1 - \frac{4}{24}\right)} = 6,67.$$

Суммарный риск от недополучения дохода и осуществления затрат для объектов группы «дегазаторы» после оптимизации:

$$F_{4(\text{опт})}^{Д,Т1}(x_i) = 14,023 + 6,72 = 20,47.$$

Средние численности объектов группы «дегазаторы» и результаты оптимизации рисков представлены в Таблицах 2.23 и 2.24.

Таблица 2.23 – Средние численности объектов группы «дегазаторы» в возможных состояниях

Состояние	Обозначение средней численности	Средняя численность	
		без учета оптимизации	после оптимизации
Очистка газа от жидкости	$M_{1(PC)}^{C,T1}$	3	1
Очистка газа от примесей	$M_{2(PC)}^{C,T1}$	5	1
Процесс устранения простоя	$M_{3(HC)}^{C,T1}$	3	1
Ликвидация последствий простоя	$M_{4(HC)}^{C,T1}$	3	1
Проверка работоспособности	$M_{5(HC)}^{C,T1}$	4	4
Активная работа	$M_{6(PC)}^{C,T1}$	6	16
Средняя численность объектов $M_{i(p)}^{Д,ТА1}$ для состояния типа p			
Работоспособное	$M_{i(PC)}^{Д,ТА1}$	14	18
Неработоспособное	$M_{i(HC)}^{Д,ТА1}$	10	6

Результаты подтверждают снижение суммарного риска при функционировании группы объектов «дегазаторы» после оптимизации почти на 30 % в сравнении с величиной, полученной без проведения процедуры оптимизации.

Таблица 2.24 – Результаты оптимизации рисков функционирования группы «дегазаторы»

Тип риска (критерия)	Величина риска	
	без учета оптимизации	после оптимизации
Риск недополучения дохода при функционировании объектов группы	19,446	13,81
Сумма рисков затрат, определяемых неработоспособностью объектов	9,927	6,67
Суммарный риск затрат от недополучения дохода и осуществления затрат на ПТО	29,373	20,47

В Таблице 2.25 приведены результаты решения трех двухкритериальных задач по типу «доход – риск» для группы объектов «дегазаторы». При этом рассматриваются следующие сочетания критериев:

$$QR_1 \left(F_1^{D,T1}(x_i), F_2^{D,T1}(x_i) \right) = F_1^{D,T1}(x_i) - F_2^{D,T1}(x_i) \rightarrow \max, \quad (2.98)$$

$$QR_2 \left(F_1^{D,T1}(x_i), F_3^{D,T1}(x_i) \right) = F_1^{D,T1}(x_i) - F_3^{D,T1}(x_i) \rightarrow \max, \quad (2.99)$$

$$QR_3 \left(F_1^{D,T1}(x_i), F_4^{D,T1}(x_i) \right) = F_1^{D,T1}(x_i) - F_4^{D,T1}(x_i) \rightarrow \max. \quad (2.100)$$

Таблица 2.25 – Результаты решения двухкритериальных задач по типу «доход – риск» для группы объектов «дегазаторы»

Показатель	Значение показателя	
	после оптимизации	без учета оптимизации
Доход с учетом риска недополучения дохода	7,11	5,06
Доход с учетом риска затрат, связанных с неработоспособностью объектов	16,2	12,57
Доход с учетом риска затрат, связанных с неработоспособностью объектов и недополучением дохода	3,4	0,63

По результатам решения трех двухкритериальных задач по типу «доход – риск» определяется рост дохода с учетом оптимизации рисков на 69,5 % (или почти

в 5 раз) в сравнении с доходом, полученным с учетом рисков, без выполнения оптимизации.

2.2.2.2 Оптимизация рисков для объектов группы «фильтры»

Для объектов группы «фильтры» обозначим следующие составляющие дохода и затрат: $c_{1(D)}^{\Phi(Tk)}$, $c_{3(D)}^{\Phi(Tk)}$, $c_{4(D)}^{\Phi(Tk)}$, $c_{5(D)}^{\Phi(Tk)}$ – доход, который обеспечивается пребыванием объектов в работоспособном состоянии (тыс. усл. ед.), $c_{2(3)}^{\Phi(Tk)}$, $c_{6(3)}^{\Phi(Tk)}$ – затраты на ПТО объектов группы при реализации технологии Tk (тыс. усл. ед.):

$$c_{1(D)}^{\Phi(T1)} = 4, c_{2(3)}^{\Phi(T1)} = 1, c_{3(D)}^{\Phi(T1)} = 3, c_{4(D)}^{\Phi(T1)} = 4, c_{5(D)}^{\Phi(T1)} = 5, c_{6(3)}^{\Phi(T1)} = 2.$$

Риск недостаточного получения дохода в результате функционирования объектов группы «фильтры»:

$$\begin{aligned} \Sigma_{1345(D)}(t)^{\Phi(T1)} &= c_{1(D)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{M_1^{\Phi(T1)} \left(1 - \frac{M_1^{\Phi(T1)}}{N_{\Phi}}\right)} + c_{3(D)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{M_3^{\Phi(T1)} \left(1 - \frac{M_3^{\Phi(T1)}}{N_{\Phi}}\right)} + \\ &+ c_{4(D)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{M_4^{\Phi(T1)} \left(1 - \frac{M_4^{\Phi(T1)}}{N_{\Phi}}\right)} + c_{5(D)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{M_5^{\Phi(T1)} \left(1 - \frac{M_5^{\Phi(T1)}}{N_{\Phi}}\right)}. \end{aligned} \quad (2.101)$$

Риск затрат, связанных с неработоспособностью объектов группы «фильтры»:

$$\sigma_{26(3)}(t)^{\Phi(T1)} = c_{2(3)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{M_2^{\Phi(T1)} \left(1 - \frac{M_2^{\Phi(T1)}}{N_{\Phi}}\right)} + c_{6(3)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{M_6^{\Phi(T1)} \left(1 - \frac{M_6^{\Phi(T1)}}{N_{\Phi}}\right)}. \quad (2.102)$$

Суммарный риск от недополучения дохода для группы объектов «фильтры»:

$$\sigma_{(D+3)}(t)^{\Phi(T1)} = \sigma_{1345(D)}(t)^{\Phi(T1)} + \sigma_{26(3)}(t)^{\Phi(T1)}, \quad (2.103)$$

где $\sigma_{1345(D)}(t)^{\Phi(T1)} = 0,95 + 1,89 + 1,89 + 4,34 + 4,34 = 16,76$;

$$\sigma_{26(3)}(t)^{\Phi(T1)} = 1,89 + 3,79 = 4,04.$$

$$\text{В итоге } \sigma_{(D+3)}(t)^{\Phi(T1)} = 13,43 + 5,69 = 20,8.$$

Для оптимизации рисков при функционировании группы «фильтры» численность объектов, пребывающих в работоспособном состоянии, должна быть максимальной, а указанные выше риски минимизированы. Зафиксируем значения интенсивностей переходов $\lambda_{53}^{\Phi, T1}$, $\lambda_{56}^{\Phi, T1}$ и средней численности $M_{5(PC)}^{\Phi, T1}$. Оставшиеся

интенсивности переходов и средние численности состояний примем в качестве параметров управления и обозначим переменными x_i . Обновленные обозначения интенсивностей переходов и средних численностей объектов группы «фильтры», пребывающих в возможных состояниях, приведены в Таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Обозначения интенсивностей переходов и средних численностей пребывания группы «фильтры» в возможных состояниях

x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_8	x_9	x_{10}	x_{11}	x_{12}	x_{13}	x_{14}
$\lambda_{12}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{13}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{14}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{21}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{34}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{41}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{43}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{45}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{65}^{\Phi, T1}$	$M_{1(PC)}^{\Phi, T1}$	$M_{2(HC)}^{\Phi, T1}$	$M_{3(PC)}^{\Phi, T1}$	$M_{4(PC)}^{\Phi, T1}$	$M_{6(HC)}^{\Phi, T1}$

При подстановке обновленных переменных в СЛАУ получаем задачу математического программирования. При этом учитываются следующие критерии оптимальности для объектов группы «фильтры»:

1) максимизация дохода от функционирования объектов:

$$F_1^{\Phi, T1}(x_i) = (c_{1(D)}^{\Phi(T1)} \cdot x_{10}) + (c_{3(D)}^{\Phi(T1)} \cdot x_{12}) + (c_{4(D)}^{\Phi(T1)} \cdot x_{13}) + (c_{5(D)}^{\Phi(T1)} \cdot M_{5(PC)}^{\Phi, T1}) \rightarrow \max, \quad (2.104)$$

где $c_{1(D)}^{\Phi(T1)}$, $c_{3(D)}^{\Phi(T1)}$, $c_{4(D)}^{\Phi(T1)}$, $c_{5(D)}^{\Phi(T1)}$ – доходы в результате активной работы системы при применении технологии осушки газа первого типа;

2) минимизация риска недостаточного получения дохода:

$$F_2^{\Phi, T1}(x_i) = c_{1(D)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{x_{10} \left(1 - \frac{x_{10}}{N_{\Phi}}\right)} + c_{3(D)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{x_{12} \left(1 - \frac{x_{12}}{N_{\Phi}}\right)} + c_{4(D)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{x_{13} \left(1 - \frac{x_{13}}{N_{\Phi}}\right)} + c_{5(D)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{M_{5(PC)}^{\Phi, T1} \left(1 - \frac{M_{5(PC)}^{\Phi, T1}}{N_{\Phi}}\right)} \rightarrow \min; \quad (2.105)$$

3) минимизация суммы рисков затрат, связанных с неработоспособностью объектов:

$$F_3^{\Phi, T1}(x_i) = c_{2(3)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{x_{11} \left(1 - \frac{x_{11}}{N_{\Phi}}\right)} + c_{6(3)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{x_{14} \left(1 - \frac{x_{14}}{N_{\Phi}}\right)} \rightarrow \min, \quad (2.106)$$

где $c_{2(3)}^{\Phi(T1)}$, $c_{6(3)}^{\Phi(T1)}$ – затраты на восстановление работоспособности объектов;

4) минимизация суммарного риска при функционировании объектов:

$$F_4^{\Phi, T1}(x_i) = c_{1(D)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{x_{10} \left(1 - \frac{x_{10}}{N_{\Phi}}\right)} + c_{3(D)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{x_{12} \left(1 - \frac{x_{12}}{N_{\Phi}}\right)} + c_{4(D)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{x_{13} \left(1 - \frac{x_{13}}{N_{\Phi}}\right)} + c_{5(D)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{M_{5(PC)}^{\Phi, T1} \left(1 - \frac{M_{5(PC)}^{\Phi, T1}}{N_{\Phi}}\right)} + c_{2(3)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{x_{11} \left(1 - \frac{x_{11}}{N_{\Phi}}\right)} + c_{6(3)}^{\Phi(T1)} \cdot \sqrt{x_{14} \left(1 - \frac{x_{14}}{N_{\Phi}}\right)} \rightarrow \min. \quad (2.107)$$

Ограничения: $x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7, x_8, x_9, x_{10}, x_{11}, x_{12}, x_{13}, x_{14} > 0$.

Критериями в поставленной задаче оптимизации являются выражения для минимизации рисков (и максимизации дохода), а ограничениями – алгебраические уравнения динамики средних для стационарного режима объектов группы «фильтры»:

$$\left\{ \begin{array}{l} -(x_1 + x_2 + x_4) \cdot x_{10} + x_4 \cdot x_{11} + x_6 \cdot x_{13} = 0, \\ -x_4 \cdot x_{11} + x_1 \cdot x_{10} = 0, \\ -x_5 \cdot x_{12} + x_2 \cdot x_{10} + x_7 \cdot x_{13} = -0,8, \\ -(x_6 + x_7 + x_8) \cdot x_{13} + x_3 \cdot x_{11} = 0, \\ x_8 \cdot x_{13} + x_9 \cdot x_{14} = 2,2, \\ x_{10} + x_{11} + x_{12} + x_{13} + x_{14} = 8, \\ 0 \leq \lambda_{53}^{\Phi, T1} < A_{\Phi}, \\ 0 \leq \lambda_{56}^{\Phi, T1} < B_{\Phi}, \\ 0 \leq M_{5(PC)}^{\Phi, T1} < V_{\Phi}, \end{array} \right.$$

где A_{Φ}, B_{Φ} и V_{Φ} – постоянные.

Обновленные значения интенсивностей переходов и средних численностей состояний группы объектов «фильтры» приведены в Таблице 2.27.

Таблица 2.27 – Обновленные значения интенсивностей переходов и средних численностей объектов группы «фильтры» в возможных состояниях

x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_8	x_9	x_{10}	x_{11}	x_{12}	x_{13}	x_{14}
$\lambda_{12}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{13}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{14}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{21}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{34}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{41}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{43}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{45}^{\Phi, T1}$	$\lambda_{65}^{\Phi, T1}$	$M_{1(PC)}^{\Phi, T1}$	$M_{2(HC)}^{\Phi, T1}$	$M_{3(PC)}^{\Phi, T1}$	$M_{4(PC)}^{\Phi, T1}$	$M_{6(HC)}^{\Phi, T1}$
0	0	0	0	0,8	0	0	0	2,2	1	1	1	4	1

Величина дохода после оптимизации:

$$F_{1(опт)}^{\Phi, T1}(x_i) = 33.$$

Риск недополучения дохода после оптимизации:

$$F_{2(опт)}^{\Phi, T1}(x_i) = 3 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{24}\right)} + 2 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{24}\right)} + 5 \cdot \sqrt{20 \cdot \left(1 - \frac{16}{24}\right)} = 17,58.$$

Риск затрат, связанных с неработоспособностью объектов группы «фильтры», после оптимизации:

$$F_{3(\text{опт})}^{\Phi, T1}(x_i) = 2 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{24}\right)} + 3 \cdot \sqrt{1 \cdot \left(1 - \frac{1}{24}\right)} + 1 \cdot \sqrt{4 \cdot \left(1 - \frac{4}{24}\right)} = 4,04.$$

Суммарный риск от недополучения дохода и осуществления затрат для объектов группы «фильтры» после оптимизации:

$$F_{4(\text{опт})}^{\Phi, T1}(x_i) = 21,62.$$

Средние численности объектов группы «фильтры», пребывающих в возможных состояниях, и результаты оптимизации рисков их функционирования представлены в Таблицах 2.28 и 2.29.

Таблица 2.28 – Средние численности объектов группы «фильтры» в возможных состояниях

Состояние	Обозначение средней численности	Средняя численность	
		без учета оптимизации	после оптимизации
Контроль состояния блока фильтров	$M_{1(РС)}^{\Phi, T1}$	1	1
Сбои при подаче РДЭГ	$M_{2(НС)}^{\Phi, T1}$	1	1
Разделение РДЭГ в БФ	$M_{3(РС)}^{\Phi, T1}$	1	1
ТО и проверка РДЭГ	$M_{4(РС)}^{\Phi, T1}$	1	4
Очистка НДЭГ	$M_{5(РС)}^{\Phi, T1}$	2	2
Обнаружение неисправности и диагностика	$M_{6(НС)}^{\Phi, T1}$	4	1
Средняя численность объектов $M_{i(p)}^{\Phi, TA1}$ для состояния типа p			
Работоспособное	$M_{i(РС)}^{\Phi, TA1}$	5	8
Неработоспособное	$M_{i(НС)}^{\Phi, TA1}$	5	2

Таблица 2.29 – Результаты оптимизации рисков функционирования группы «фильтры»

Тип риска (критерия)	Величина риска	
	без учета оптимизации	после оптимизации
Риск недополучения дохода при функционировании объектов	16,76	17,58

Продолжение Таблицы 2.29

Тип риска (критерия)	Величина риска	
	без учета оптимизации	после оптимизации
Сумма рисков затрат, определяемых неработоспособностью объектов	4,04	4,04
Суммарный риск затрат от недополучения дохода и осуществления затрат на ПТО	20,8	21,62

Результаты, представленные в Таблице 2.29, подтверждают снижение суммарного риска при функционировании группы объектов «фильтры» после оптимизации приблизительно на 4 % в сравнении с величиной, полученной без проведения процедуры оптимизации.

Результаты решения трех двухкритериальных задач по типу «доход – риск» для группы объектов «фильтры» приведены в Таблице 2.30. Рассмотрены следующие сочетания критериев:

$$QR_1 \left(F_1^{D,T1}(x_i), F_2^{D,T1}(x_i) \right) = F_1^{D,T1}(x_i) - F_2^{D,T1}(x_i) \rightarrow \max, \quad (2.108)$$

$$QR_2 \left(F_1^{D,T1}(x_i), F_3^{D,T1}(x_i) \right) = F_1^{D,T1}(x_i) - F_3^{D,T1}(x_i) \rightarrow \max, \quad (2.109)$$

$$QR_3 \left(F_1^{D,T1}(x_i), F_4^{D,T1}(x_i) \right) = F_1^{D,T1}(x_i) - F_4^{D,T1}(x_i) \rightarrow \max. \quad (2.110)$$

Таблица 2.30 – Результаты решения двухкритериальных задач по типу «доход – риск» для группы объектов «фильтры»

Показатель	Значение показателя	
	после оптимизации	без учета оптимизации
Доход с учетом риска недополучения дохода от функционирования объектов	15,41	4,23
Доход с учетом риска затрат, связанных с неработоспособностью объектов	28,95	16,95
Доход с учетом риска затрат, связанных с неработоспособностью объектов и недополучением дохода	11,37	0,19

2.2.2.3 Оптимизация рисков для объектов группы «абсорберы»

Для объектов группы «абсорберы» обозначим следующие составляющие дохода и затрат: $c_{1(D)}^{A(Tk)}$, $c_{2(D)}^{A(Tk)}$, $c_{6(D)}^{A(Tk)}$ – доход, который обеспечивается пребыванием объектов в работоспособном состоянии (тыс. усл. ед.), $c_{3(3)}^{A(Tk)}$, $c_{4(3)}^{A(Tk)}$, $c_{5(3)}^{A(Tk)}$ – затраты на ПТО объектов группы при реализации технологии Tk (тыс. усл. ед.):

$$c_{1(D)}^{A(T1)} = 3,67, c_{2(D)}^{A(T1)} = 3,67, c_{3(3)}^{A(T1)} = 2,33, c_{4(3)}^{A(T1)} = 3, c_{5(3)}^{A(T1)} = 1,67, c_{6(D)}^{A(T1)} = 4,33.$$

После пересчета по методу базовых шкал величины дохода и затрат в результате функционирования группы объектов «абсорберы» составляют:

$$c_{1(D)}^{A(T1)} = 4, c_{2(D)}^{A(T1)} = 4, c_{3(3)}^{A(T1)} = 2, c_{4(3)}^{A(T1)} = 3, c_{5(3)}^{A(T1)} = 1, c_{6(D)}^{A(T1)} = 5.$$

Риск недостаточного получения дохода в результате функционирования объектов группы «абсорберы»:

$$\begin{aligned} \sigma_{126(D)}(t)^{A(T1)} &= c_{1(D)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{M_1^{A(T1)} \left(1 - \frac{M_1^{A(T1)}}{N_A}\right)} + c_{2(D)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{M_2^{A(T1)} \left(1 - \frac{M_2^{A(T1)}}{N_A}\right)} + \\ &+ c_{6(D)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{M_6^{A(T1)} \left(1 - \frac{M_6^{A(T1)}}{N_A}\right)}. \end{aligned} \quad (2.111)$$

Риск затрат по причине неработоспособности объектов группы «абсорберы»:

$$\begin{aligned} \sigma_{345(3)}(t)^{A(T1)} &= c_{3(3)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{M_3^{A(T1)} \left(1 - \frac{M_3^{A(T1)}}{N_A}\right)} + c_{4(3)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{M_4^{A(T1)} \left(1 - \frac{M_4^{A(T1)}}{N_A}\right)} + \\ &+ c_{5(3)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{M_5^{A(T1)} \left(1 - \frac{M_5^{A(T1)}}{N_A}\right)}. \end{aligned} \quad (2.112)$$

Суммарный риск от недополучения дохода для группы объектов «абсорберы»:

$$\sigma_{(Д+З)}(t)^{A(T1)} = \sigma_{126(D)}(t)^{A(T1)} + \sigma_{345(3)}(t)^{A(T1)}, \quad (2.113)$$

где $\sigma_{126(D)}(t)^{A(T1)} = 0,95 + 1,89 + 1,89 + 4,34 + 4,34 = 16,6;$

$$\sigma_{345(3)}(t)^{A(T1)} = 1,89 + 3,79 = 5,69.$$

В итоге получаем $\sigma_{(Д+З)}(t)^{A(T1)} = 13,43 + 5,69 = 22,29.$

Для оптимизации рисков при функционировании группы «абсорберы» численность объектов, пребывающих в работоспособном состоянии, должна быть максимальной, а указанные выше риски минимизированы. Зафиксируем значения интенсивностей переходов $\lambda_{52}^{A,T1}$, $\lambda_{56}^{A,T1}$ и средней численности $M_{5(HC)}^{A,T1}$. Оставшиеся интенсивности переходов и средние численности состояний примем в качестве параметров управления и обозначим переменными x_i . Обновленные обозначения интенсивностей переходов и средних численностей группы «абсорберы» в возможных состояниях приведены в Таблице 2.31.

Таблица 2.31 – Обозначения интенсивностей переходов и средних численностей объектов группы «абсорберы» в возможных состояниях

x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_8	x_9	x_{10}
$\lambda_{12}^{A,T1}$	$\lambda_{23}^{A,T1}$	$\lambda_{34}^{A,T1}$	$\lambda_{45}^{A,T1}$	$\lambda_{61}^{A,T1}$	$M_{1(PC)}^{A,T1}$	$M_{2(PC)}^{A,T1}$	$M_{3(HC)}^{A,T1}$	$M_{4(HC)}^{A,T1}$	$M_{6(PC)}^{A,T1}$
12,7	6,45	6,45	6,45	12,7	1	1	1	1	5

При подстановке обновленных переменных в СЛАУ получаем задачу математического программирования. При этом учитываются следующие критерии оптимальности объектов группы «абсорберы»:

1) максимизация дохода от функционирования объектов:

$$F_1^{A,T1}(x_i) = c_{1(D)}^{A(T1)} x_6 + c_{2(D)}^{A(T1)} x_7 + c_{6(D)}^{A(T1)} x_{10} \rightarrow \max, \quad (2.114)$$

где $c_{1(D)}^{A(T1)}$, $c_{2(D)}^{A(T1)}$, $c_{6(D)}^{A(T1)}$ – доходы в результате активной работы системы при применении технологии осушки газа первого типа;

2) минимизация риска недостаточного получения дохода в результате функционирования объектов:

$$F_2^{A,T1}(x_i) = c_{1(D)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{x_6 \left(1 - \frac{x_6}{N_A}\right)} + c_{2(D)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_A}\right)} + c_{6(D)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{x_{10} \left(1 - \frac{x_{10}}{N_A}\right)} \rightarrow \min; \quad (2.115)$$

3) минимизация суммы рисков затрат, связанных с неработоспособностью объектов:

$$F_3^{A,T1}(x_i) = c_{3(3)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_A}\right)} + c_{4(3)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_A}\right)} + c_{5(3)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{M_{5(HC)}^{A,T1} \left(1 - \frac{M_{5(HC)}^{A,T1}}{N_A}\right)} \rightarrow \min, \quad (2.116)$$

где $c_{3(3)}^{A(T1)}$, $c_{4(3)}^{A(T1)}$, $c_{5(3)}^{A(T1)}$ – затраты на восстановление работоспособности объектов;

4) минимизация суммарного риска при функционировании объектов:

$$F_4^{A,T1}(x_i) = c_{1(D)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{x_6 \left(1 - \frac{x_6}{N_A}\right)} + c_{2(D)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_A}\right)} + c_{6(D)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{x_{10} \left(1 - \frac{x_{10}}{N_A}\right)} + \\ + c_{3(3)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_A}\right)} + c_{4(3)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_A}\right)} + c_{5(3)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{M_{5(HC)}^{A,T1} \left(1 - \frac{M_{5(HC)}^{A,T1}}{N_A}\right)} \rightarrow \min. \quad (2.117)$$

Ограничения: $x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7, x_8, x_9, x_{10} > 0$.

Критериями в поставленной задаче оптимизации являются выражения для минимизации рисков (и максимизации дохода), а ограничениями – алгебраические уравнения динамики средних для стационарного режима объектов группы «абсорберы» [94]:

$$\left\{ \begin{array}{l} -x_1 \cdot x_6 + x_5 \cdot x_{10} = 0, \\ x_1 \cdot x_6 - x_2 \cdot x_7 = -0,2, \\ x_2 \cdot x_7 - x_3 \cdot x_8 = 0, \\ x_3 \cdot x_8 - x_4 \cdot x_9 = 0, \\ x_4 \cdot x_9 = 6,45, \\ x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 9, \\ 0 \leq \lambda_{52}^{A,T1} < A_A, \\ 0 \leq \lambda_{56}^{A,T1} < B_A, \\ 0 \leq M_{5(HC)}^{A,T1} < V_A, \end{array} \right.$$

где A_A , B_A и V_A – постоянные величины.

Обновленные значения интенсивностей переходов и средних численностей состояний группы объектов «абсорберы» приведены в Таблице 2.32.

Таблица 2.32 – Обновленные значения интенсивностей переходов и средних численностей объектов группы «абсорберы» в возможных состояниях

x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_8	x_9	x_{10}
$\lambda_{12}^{A,T1}$	$\lambda_{23}^{A,T1}$	$\lambda_{34}^{A,T1}$	$\lambda_{45}^{A,T1}$	$\lambda_{56}^{A,T1}$	$M_{1(PC)}^{A,T1}$	$M_{2(PC)}^{A,T1}$	$M_{3(HC)}^{A,T1}$	$M_{4(HC)}^{A,T1}$	$M_{6(PC)}^{A,T1}$
12,7	6,45	6,45	6,45	12,7	1	1	1	1	5

Величина дохода и риск недополучения дохода после оптимизации:

$$F_{1(опт)}^{A,T1}(x_i) = 33; F_{2(опт)}^{A,T1}(x_i) = 15,28.$$

Риск затрат, связанных с неработоспособностью объектов группы «абсорберы», после оптимизации:

$$F_{3(опт)}^{A,T1}(x_i) = 5,65.$$

Суммарный риск от недополучения дохода и осуществления затрат для объектов группы «абсорберы» после оптимизации:

$$F_{4(опт)}^{A,T1}(x_i) = 14,023 + 6,72 = 20,94.$$

Средние численности объектов группы «абсорберы», пребывающих в возможных состояниях, и результаты оптимизации рисков их функционирования представлены в Таблицах 2.33 и 2.34.

Данные Таблицы 2.34 подтверждают снижение суммарного риска при функционировании группы объектов «абсорберы» после оптимизации на 21,35 % в сравнении с величиной, полученной без проведения процедуры оптимизации.

Таблица 2.33 – Средние численности объектов группы «абсорберы» в возможных состояниях

Состояние	Обозначение средней численности	Средняя численность	
		без учета оптимизации	после оптимизации
Поступление и поглощение газовых компонентов жидкой фазой	$M_{1(PC)}^{A,T1}$	2	1
Диагностика	$M_{2(PC)}^{A,T1}$	1	1
Процесс устранения простоя	$M_{3(HC)}^{A,T1}$	1	1
Ликвидация последствий простоя	$M_{4(HC)}^{A,T1}$	1	1

Продолжение таблицы 2.33

Состояние	Обозначение средней численности	Средняя численность	
		без учета оптимизации	после оптимизации
Испытательные работы	$M_{5(НС)}^{A,T1}$	1	1
Проверка состояния поглотителя	$M_{6(PC)}^{A,T1}$	4	5
Средняя численность объектов $M_{i(p)}^{A,TA1}$ для состояния типа p			
Работоспособное	$M_{i(PC)}^{A,TA1}$	7	7
Неработоспособное	$M_{i(НС)}^{A,TA1}$	3	3

Таблица 2.34 – Результаты оптимизации рисков функционирования группы «абсорберы»

Тип риска (критерия)	Величина риска	
	без учета оптимизации	после оптимизации
Риск недополучения дохода при функционировании группы	16,6	15,28
Сумма рисков затрат, определяемых неработоспособностью объектов	5,69	5,65
Суммарный риск затрат от недополучения дохода и осуществления затрат на ПТО	22,29	20,94

В Таблице 2.35 приведены результаты решения трех двухкритериальных задач по типу «доход – риск» для группы объектов «абсорберы». При этом рассматриваются следующие сочетания критериев:

$$QR_1 \left(F_1^{A,T1}(x_i), F_2^{A,T1}(x_i) \right) = F_1^{A,T1}(x_i) - F_2^{A,T1}(x_i) \rightarrow \max, \quad (2.118)$$

$$QR_2 \left(F_1^{A,T1}(x_i), F_3^{A,T1}(x_i) \right) = F_1^{A,T1}(x_i) - F_3^{A,T1}(x_i) \rightarrow \max, \quad (2.119)$$

$$QR_3 \left(F_1^{A,T1}(x_i), F_4^{A,T1}(x_i) \right) = F_1^{A,T1}(x_i) - F_4^{A,T1}(x_i) \rightarrow \max. \quad (2.120)$$

Таблица 2.35 – Результаты решения двухкритериальных задач по типу «доход – риск» для группы объектов «абсорберы»

Показатель	Значение показателя	
	после оптимизации	без учета оптимизации
Доход с учетом риска недополучения дохода от функционирования объектов	17,71	12,55
Доход с учетом риска затрат, связанных с неработоспособностью объектов	27,34	22,07
Доход с учетом риска затрат, связанных с неработоспособностью объектов и недополучением дохода	12,05	2,62

2.2.2.4 Оптимизация рисков для объектов группы «насосы»

Для объектов группы «насосы» обозначим следующие составляющие дохода и затрат, причем $c_{1(D)}^{H(Tk)}$, $c_{2(D)}^{H(Tk)}$, $c_{6(D)}^{H(Tk)}$ – доход, который обеспечивается пребыванием объектов в работоспособном состоянии (тыс. усл. ед.), $c_{3(3)}^{H(Tk)}$, $c_{4(3)}^{H(Tk)}$, $c_{5(3)}^{H(Tk)}$ – затраты на ПТО объектов группы при реализации технологии Tk (тыс. усл. ед.):

$$c_{1(D)}^{H(T1)} = 3,67, c_{2(D)}^{H(T1)} = 3,67, c_{3(3)}^{H(T1)} = 2,33, c_{4(3)}^{H(T1)} = 3, c_{5(3)}^{H(T1)} = 1,67, c_{6(D)}^{H(T1)} = 4,33.$$

После пересчета по методу базовых шкал величины дохода и затрат в результате функционирования группы объектов «насосы» составят:

$$c_{1(D)}^{H(T1)} = 4, c_{2(D)}^{H(T1)} = 4, c_{3(3)}^{H(T1)} = 2, c_{4(3)}^{H(T1)} = 3, c_{5(3)}^{H(T1)} = 1, c_{6(D)}^{H(T1)} = 5.$$

Риск недостаточного получения дохода в результате функционирования объектов группы «насосы»:

$$\begin{aligned} \sigma_{126(D)}(t)^{H(T1)} = & c_{1(D)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{M_1^{H(T1)} \left(1 - \frac{M_1^{H(T1)}}{N_H}\right)} + c_{2(D)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{M_2^{H(T1)} \left(1 - \frac{M_2^{H(T1)}}{N_H}\right)} + \\ & + c_{6(D)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{M_6^{H(T1)} \left(1 - \frac{M_6^{H(T1)}}{N_H}\right)}. \end{aligned} \quad (2.121)$$

Риск затрат, связанных с неработоспособностью объектов группы «насосы»:

$$\sigma_{345(3)}(t)^{H(T1)} = c_{3(3)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{M_3^{H(T1)} \left(1 - \frac{M_3^{H(T1)}}{N_H}\right)} + c_{4(3)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{M_4^{H(T1)} \left(1 - \frac{M_4^{H(T1)}}{N_H}\right)} + c_{5(3)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{M_5^{H(T1)} \left(1 - \frac{M_5^{H(T1)}}{N_H}\right)}. \quad (2.122)$$

Суммарный риск от недополучения дохода для группы объектов «насосы»:

$$\sigma_{(Д+З)}(t)^{H(T1)} = \sigma_{126(Д)}(t)^{H(T1)} + \sigma_{345(3)}(t)^{H(T1)}, \quad (2.123)$$

где $\sigma_{126(Д)}(t)^{H(T1)} = 21,97$;

$$\sigma_{345(3)}(t)^{H(T1)} = 6,16.$$

В итоге $\sigma_{(Д+З)}(t)^{H(T1)} = 28,14$.

Для оптимизации рисков при функционировании группы «насосы» численность объектов, пребывающих в работоспособном состоянии, должна быть максимальной, а указанные выше риски минимизированы. Зафиксируем значения интенсивности перехода $\lambda_{34}^{H,T1}$ и средней численности $M_{3(НС)}^{H,T1}$. Оставшиеся интенсивности переходов и средние численности состояний примем в качестве параметров управления и обозначим переменными x_i . Обновленные обозначения интенсивностей переходов и средних численностей объектов группы «насосы» в возможных состояниях приведены в Таблице 2.36.

Таблица 2.36 – Обозначения интенсивностей переходов и средних численностей объектов группы «насосы» в возможных состояниях

x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_8	x_9	x_{10}	x_{11}
$\lambda_{12}^{H,T1}$	$\lambda_{23}^{H,T1}$	$\lambda_{45}^{H,T1}$	$\lambda_{52}^{H,T1}$	$\lambda_{56}^{H,T1}$	$\lambda_{61}^{H,T1}$	$M_{1(PC)}^{H,T1}$	$M_{2(PC)}^{H,T1}$	$M_{4(НС)}^{H,T1}$	$M_{5(НС)}^{H,T1}$	$M_{6(PC)}^{H,T1}$
12,7	6,45	6,45	6,45	12,7	1	1	1	1	1	5

При подстановке обновленных переменных в СЛАУ получаем задачу математического программирования. При этом учитываются следующие критерии оптимальности для объектов группы «насосы»:

1) максимизация дохода от функционирования объектов:

$$F_1^{H,T1}(x_i) = c_{1(Д)}^{H(T1)} x_7 + c_{2(Д)}^{H(T1)} x_8 + c_{6(Д)}^{H(T1)} x_{11} \rightarrow \max, \quad (2.124)$$

где $c_{1(D)}^{H(T1)}$, $c_{2(D)}^{H(T1)}$, $c_{6(D)}^{H(T1)}$ – доходы в результате активной работы системы при применении технологии осушки газа первого типа;

2) минимизация риска недостаточного получения дохода в результате функционирования объектов:

$$F_2^{H,T1}(x_i) = c_{1(D)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_H}\right)} + c_{2(D)}^{A(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_H}\right)} + c_{6(D)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{x_{11} \left(1 - \frac{x_{11}}{N_H}\right)} \rightarrow \min; \quad (2.125)$$

3) минимизация суммы рисков затрат, связанных с неработоспособностью объектов:

$$F_3^{H,T1}(x_i) = c_{3(3)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{M_{3(HC)}^{H,T1} \left(1 - \frac{M_{3(HC)}^{H,T1}}{N_H}\right)} + c_{4(3)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_H}\right)} + c_{5(3)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{x_{10} \left(1 - \frac{x_{10}}{N_H}\right)} \rightarrow \min, \quad (2.126)$$

где $c_{3(3)}^{H(T1)}$, $c_{4(3)}^{H(T1)}$, $c_{5(3)}^{H(T1)}$ – затраты на восстановление работоспособности объектов группы «насосы»;

4) минимизация суммарного риска при функционировании объектов:

$$F_4^{H,T1}(x_i) = c_{1(D)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_H}\right)} + c_{2(D)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_H}\right)} + c_{6(D)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{x_{11} \left(1 - \frac{x_{11}}{N_H}\right)} + c_{3(3)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{M_{3(HC)}^{H,T1} \left(1 - \frac{M_{3(HC)}^{H,T1}}{N_H}\right)} + c_{4(3)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_H}\right)} + c_{5(3)}^{H(T1)} \cdot \sqrt{x_{10} \left(1 - \frac{x_{10}}{N_H}\right)} \rightarrow \min. \quad (2.127)$$

Ограничения: $x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7, x_8, x_9, x_{10}, x_{11} > 0$.

Критериями в поставленной задаче оптимизации являются выражения для минимизации рисков (и максимизации дохода), а ограничениями – алгебраические уравнения динамики средних для стационарного режима объектов группы «насосы»:

$$\begin{cases} -x_1 \cdot x_7 + x_6 \cdot x_{11} = 0, \\ -x_2 \cdot x_8 + x_1 \cdot x_7 + x_4 \cdot x_{10} = 0, \\ x_2 \cdot x_8 = 0,625, \\ -x_3 \cdot x_9 = -0,625, \\ -(x_4 + x_5)x_{10} + x_3 \cdot x_9 = 0, \\ x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} + x_{11} = 15, \\ 0 \leq \lambda_{34}^{H,T1} < A_H, \\ 0 \leq M_{3(HC)}^{H,T1} < V_H, \end{cases}$$

где A_H и V_H – постоянные.

Обновленные значения интенсивностей переходов и средних численностей состояний группы объектов «насосы» приведены в Таблице 2.37.

Величина дохода после оптимизации:

$$F_{1(\text{опт})}^{H,T1}(x_i) = 63.$$

Риск недополучения дохода после оптимизации:

$$F_{2(\text{опт})}^{H,T1}(x_i) = 16,29.$$

Таблица 2.37 – Обновленные значения интенсивностей переходов и средних численностей объектов группы «насосы» в возможных состояниях

x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_8	x_9	x_{10}	x_{11}
$\lambda_{12}^{H,T1}$	$\lambda_{23}^{H,T1}$	$\lambda_{45}^{H,T1}$	$\lambda_{52}^{H,T1}$	$\lambda_{56}^{H,T1}$	$\lambda_{61}^{H,T1}$	$M_{1(PC)}^{H,T1}$	$M_{2(HC)}^{H,T1}$	$M_{4(HC)}^{H,T1}$	$M_{5(PC)}^{H,T1}$	$M_{6(PC)}^{H,T1}$
0	0,625	0,625	0,625	0	0	1	1	1	1	11

Риск затрат, связанных с неработоспособностью объектов группы «насосы», после оптимизации:

$$F_{3(\text{опт})}^{H,T1}(x_i) = 5,79.$$

Средние численности объектов группы «насосы», пребывающих в возможных состояниях, и результаты оптимизации рисков их функционирования представлены в Таблицах 2.38 и 2.39.

Таблица 2.38 – Средние численности группы «насосы» в возможных состояниях

Состояние	Обозначение средней численности	Средняя численность	
		без учета оптимизации	после оптимизации
Поступление и поглощение газовых компонентов жидкой фазой	$M_{1(PC)}^{H,T1}$	5	1
Диагностика	$M_{2(HC)}^{H,T1}$	2	1
Процесс устранения простоя	$M_{3(HC)}^{H,T1}$	1	1
Ликвидация последствий простоя	$M_{4(HC)}^{H,T1}$	1	1
Испытательные работы	$M_{5(PC)}^{H,T1}$	2	1
Проверка состояния поглотителя	$M_{6(PC)}^{H,T1}$	5	11

Продолжение таблицы 2.38

Состояние	Обозначение средней численности	Средняя численность	
		без учета оптимизации	после оптимизации
Средняя численность объектов группы $M_{i(p)}^{H,TA1}$ для состояния типа p			
Работоспособное	$M_{i(PC)}^{H,TA1}$	12	13
Неработоспособное	$M_{i(HC)}^{H,TA1}$	4	3

Суммарный риск от недополучения дохода и осуществления затрат для объектов группы «насосы» после оптимизации:

$$F_{4(опт)}^{H,T1}(x_i) = 22,08.$$

Таблица 2.39 – Результаты оптимизации рисков функционирования группы «насосы»

Тип риска (критерия)	Величина риска	
	без учета оптимизации	после оптимизации
Риск недополучения дохода при функционировании группы	21,97	16,29
Сумма рисков затрат, определяемых неработоспособностью объектов	6,16	5,79
Суммарный риск затрат от недополучения дохода и осуществления затрат на ПТО	28,14	22,08

Результаты, представленные в Таблице 2.39, подтверждают снижение суммарного риска при функционировании группы объектов «насосы» после оптимизации на 21,53 % в сравнении с величиной, полученной без проведения процедуры оптимизации.

В Таблице 2.40 приведены результаты решения трех двухкритериальных задач по типу «доход – риск» для группы объектов «насосы». При этом рассматриваются следующие сочетания критериев:

$$QR_1 \left(F_1^{H,T1}(x_i), F_2^{H,T1}(x_i) \right) = F_1^{H,T1}(x_i) - F_2^{H,T1}(x_i) \rightarrow \max, \quad (2.128)$$

$$QR_2 \left(F_1^{H,T1}(x_i), F_3^{H,T1}(x_i) \right) = F_1^{H,T1}(x_i) - F_3^{H,T1}(x_i) \rightarrow \max, \quad (2.129)$$

$$QR_3 \left(F_1^{H,T1}(x_i), F_4^{H,T1}(x_i) \right) = F_1^{A,T1}(x_i) - F_4^{H,T1}(x_i) \rightarrow \max. \quad (2.130)$$

Таблица 2.40 – Результаты решения двухкритериальных задач по типу «доход – риск» для группы объектов «насосы»

Показатель	Значение показателя	
	после оптимизации	без учета оптимизации
Доход с учетом риска недополучения дохода при функционировании объектов	46,7	31,02
Доход с учетом риска затрат, связанных с неработоспособностью объектов	57,2	46,83
Доход с учетом рисков, связанных с затратами на восстановление и недополучением дохода	40,91	24,85

Результаты оптимизации подтверждают увеличение дохода с учетом риска недополучения дохода при функционировании группы объектов «насосы» на 40 % (или в 1,64 раза) в сравнении с расчетной величиной без учета оптимизации рисков.

2.2.2.5 Результаты оптимизации рисков для групп объектов установки комплексной подготовки газа при реализации технологий осушки газа

Таким образом, для всех рассмотренных групп объектов величина критериев оптимальности при решении задач по типу «доход – риск» для каждой из групп объектов g УКПГ при применении технологии Tk абсорбционной осушки газа k -го типа вычисляется согласно следующим выражениям:

$$\begin{aligned}
 QR_{1(\text{сумм})}(F_1^{g,Tk}(x_i), F_2^{g,Tk}(x_i)) &= QR_1(F_1^{Д,Tk}(x_i), F_2^{Д,Tk}(x_i)) + QR_1(F_1^{\Phi,Tk}(x_i), F_2^{\Phi,Tk}(x_i)) + \\
 &+ QR_1(F_1^{А,Tk}(x_i), F_2^{А,Tk}(x_i)) + QR_1(F_1^{Н,Tk}(x_i), F_2^{Н,Tk}(x_i)), \\
 QR_{2(\text{сумм})}(F_1^{g,Tk}(x_i), F_3^{g,Tk}(x_i)) &= QR_2(F_1^{Д,Tk}(x_i), F_3^{Д,Tk}(x_i)) + QR_2(F_1^{\Phi,Tk}(x_i), F_3^{\Phi,Tk}(x_i)) + \\
 &+ QR_2(F_1^{А,Tk}(x_i), F_3^{А,Tk}(x_i)) + QR_2(F_1^{Н,Tk}(x_i), F_3^{Н,Tk}(x_i)), \\
 QR_{3(\text{сумм})}(F_1^{g,Tk}(x_i), F_4^{g,Tk}(x_i)) &= QR_3(F_1^{Д,Tk}(x_i), F_4^{Д,Tk}(x_i)) + QR_3(F_1^{\Phi,Tk}(x_i), F_4^{\Phi,Tk}(x_i)) + \\
 &+ QR_3(F_1^{А,Tk}(x_i), F_4^{А,Tk}(x_i)) + QR_3(F_1^{Н,Tk}(x_i), F_4^{Н,Tk}(x_i)), \\
 QR_{3(\text{сумм})} &= 64,52 + 20,37 + 28,3 = 113,19.
 \end{aligned}$$

Общие показатели дохода при функционировании групп объектов УКПГ при применении технологии ПНТА представлены в Таблице 2.41.

Таблица 2.41 – Общие показатели дохода при функционировании групп объектов УКПГ при применении абсорбционной осушки газа

Показатель	Значение показателя	
	после оптимизации	без учета оптимизации
Суммарный доход от функционирования объектов УКПГ без учета рисков	149	123
Суммарный доход с учетом риска недополучения дохода при применении технологии ПНТА	86,93	52,86
Суммарный доход с учетом риска затрат на техническое обслуживание объектов при применении технологии ПНТА	98,42	77,69
Суммарный доход с учетом рисков затрат, связанных с техническим обслуживанием объектов и недополучением дохода, при применении технологии ПНТА	67,64	28,29

Расчеты для УКПГ УНГКМ показали, что при применении технологии ПНТА первого типа суммарный доход от функционирования объектов УКПГ с учетом рисков недополучения дохода и затрат на техническое обслуживание превышает аналогичный показатель дохода без учета оптимизации рисков в 1,64 раза (см. Таблицу 2.41). При этом суммарный доход с учетом риска затрат на техническое обслуживание объектов УКПГ выше в 0,78 раза по сравнению с тем же показателем без учета оптимизации рисков. Суммарный доход от функционирования объектов УКПГ с учетом оптимизации рисков выше в 2,39 раза, чем тот же суммарный доход без учета оптимизации рисков.

2.3 Моделирование и оптимизация выбора технологий комплексной подготовки газа с учетом пожаровзрывоопасных состояний объектов

В работе проведена разработка марковских моделей для анализа эффективности работы АСУ УКПГ. Выявлены основы для формирования расчетных моделей критериев оптимальности процесса подготовки газа. Реализованы многокритериальные модели и алгоритм выбора оптимальной технологии подготовки газа применительно к процессам его очистки и осушки. Приведены рекомендации по учету вероятности пребывания объектов УКПГ в работоспособном состоянии при пересчете экономических критериев для оценки реализации технологий подготовки газа.

Для учета работоспособности объектов УКПГ при определении эффективности внедрения предложенных технологий подготовки газа необходимо рассчитать среднее значение вероятности пребывания их в работоспособном состоянии. Для этой операции учитывается используемая технология подготовки газа. Определение средних значений вероятностей пребывания системы в работоспособном состоянии осуществляется согласно выражениям (2.12.1) и (2.20.1). Полученные результаты расчета вероятностей пребывания групп объектов системы очистки газа низкотемпературными методами в работоспособном и неработоспособном состоянии приведены в Таблице 2.3, а результаты определения вероятностей пребывания системы осушки газа абсорбционными методами в работоспособном и неработоспособном состоянии – в Таблице 2.7.

В Таблицах 2.42 и 2.43 представлены показатели эффективности применения технологий очистки и осушки газа и результаты пересчета показателей согласно значениям вероятностей пребывания компонентов УКПГ в работоспособном и неработоспособном состояниях для трех вариантов очистки газа на УКПГ, представленных в Таблице 2.1 (обозначения ВП1, ВП2, ВП3 соответствуют первому типу технологии подготовки газа). Обновленные значения критериев выделены жирным шрифтом. Для расчета используется ставка налога на прибыль в размере 24 %. В Таблицах 2.44 и 2.45 приведены системы критериев оптимальности по выбору приоритетной технологии очистки газа и осушки газа соответственно. К примеру, для выбора технологии очистки газа среди технологических критериев предложены следующие показатели: коэффициент кинематической вязкости газа, пропускная способность сепаратора и влагосодержание товарного газа. При выборе приоритетной технологии осушки газа приняты следующие критерии: удельный расход метанола, влагосодержание газа, количество воды в насыщенном газе регенерации, расход РДЭГ в абсорбер.

Таблица 2.42 – Система критериев эффективности для выбора оптимальной технологии очистки газа на объектах УНГКМ

Показатель	Вариант подготовки (ВП)		
	ВП1	ВП2	ВП3
Капитальные вложения для реализации подготовки углеводородов КВ _п , млн руб.	21 358,02	27 523,88	28 273,65

Продолжение таблицы 2.42

Показатель	Вариант подготовки (ВП)		
	ВП1	ВП2	ВП3
Капитальные вложения с учетом неработоспособного состояния системы $KB_{\text{общ}(Ti)}^{PC}$, млн руб.	40 915,74	84 477,88	50 488,66
Выручка от реализации V_p , млн руб.	833 707,26	745 215,17	752 361,48
Текущие издержки, в том числе амортизация, I_p , млн руб.	222 426,17	250 138,59	220 555,69
Текущие издержки с учетом неработоспособного состояния системы $I_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	426 103,77	776 827,91	393 849,44
Прибыль от реализации P_p , млн руб.	611 281,09	524 635,00	531 096,20
Прибыль от реализации с учетом работоспособного состояния системы $P_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	407 603,49	193 794,42	368 688,59
Чистый доход NP_p , млн руб.	464 573,63	398 722,60	403 633,11
Чистый доход с учетом работоспособного состояния системы $NP_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	309 778,66	147 283,76	280 203,33
Чистый дисконтированный доход NPV_p , млн руб.	262 239,70	225 068,51	227 840,37
Чистый дисконтированный доход с учетом работоспособного состояния системы $NPV_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	125 350,57	152 596,44.	100 249,76
Индекс доходности PI_p	2,7	1,81	1,91
Индекс доходности с учетом работоспособного состояния системы $PI_{p(Ti)}^{PC}$	1,51	1,54	1,4

Таблица 2.43 – Система критериев эффективности для выбора оптимальной технологии осушки газа на объектах УНГКМ

Показатель	Вариант подготовки	
	ВП1	ВП2
Капитальные вложения для реализации подготовки углеводородов $KB_{\text{п}}$, млн руб.	31 457,34	42 892,28
Капитальные вложения с учетом неработоспособного состояния системы $KB_{\text{общ}(Tk)}^{PC}$, млн руб.	120990,8	151029,2
Выручка от реализации V_p , млн руб.	924340,7	945239,5
Текущие издержки, в том числе амортизация, I_p , млн руб.	175115,8	178103,8
Текущие издержки с учетом неработоспособного состояния системы $I_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	673522,42	627126,98
Прибыль от реализации P_p , млн руб.	749224,9	767135,7
Прибыль от реализации с учетом работоспособного состояния системы $P_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	250818,27	318113,5

Продолжение таблицы 2.43

Показатель	Вариант подготовки	
	ВП1	ВП2
Чистый доход NP_p , млн руб.	569411,9	583023,1
Чистый доход с учетом работоспособного состояния системы $NP_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	190621,89	241766,3
Чистый дисконтированный доход NPV_p , млн руб.	268705,1	275128,74
Чистый дисконтированный доход с учетом работоспособного состояния системы $NPV_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	198841,78	196992,2
Индекс доходности PI_p	9,54	7,41
Индекс доходности с учетом работоспособного состояния системы $PI_{p(Ti)}^{PC}$	2,64	2,3

Таблица 2.44 – Система критериев для выбора технологии очистки газа (с учетом вероятности пребывания групп объектов УКПГ в работоспособном состоянии)

Тип класса критериев	Идентификатор критерия	Критерий	ВП1	ВП2	ВП3
Экономические	Э1	Прибыль от реализации $P_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	407 603,49	193 794,42	368 688,59
	Э2	Чистый доход $NP_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	309 778,66	147 283,76	280 203,33
	Э3	Индекс доходности $PI_{p(Ti)}^{PC}$	1,51	1,54	1,4
	Э4	Текущие издержки, в том числе амортизация, $I_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	426 103,77	776 827,91	393 849,44
	Э5	Капитальные вложения $KB_{общ(Ti)}^{PC}$, млн руб.	40 915,74	84 477,88	50 488,66
	Э6	Выручка от реализации V_p , млн руб.	833 707,26	745 215,17	752 361,48
Технологические	T1	Коэффициент кинематической вязкости газа ν_r , см ² /г	0,00034	0,00036	0,00041
	T2	Пропускная способность сепаратора V , м ³ /сут	0,0226	0,0208	0,0158
	T3	Влагосодержание товарного газа $W_{0,6}$, г/м ³	0,176	0,193	0,309

Таблица 2.45 – Система критериев для выбора технологии осушки газа (с учетом вероятности пребывания групп объектов УКПГ в работоспособном состоянии)

Тип класса критериев	Идентификатор критерия	Критерий	ВП1	ВП2
Экономические	Э1	Прибыль от реализации $P_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	250818,27	318113,5
	Э2	Чистый доход $NP_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	190621,89	241766,3
	Э3	Индекс доходности $PI_{p(Ti)}^{PC}$	2,64	2,3
	Э4	Текущие издержки, в том числе амортизация, $I_{p(Ti)}^{PC}$, млн руб.	673522,42	627126,98
	Э5	Капитальные вложения $KB_{общ(Ti)}^{PC}$, млн руб.	120990,8	151029,2
	Э6	Выручка от реализации V_p , млн руб.	924340,7	945239,5
Технологические	T1	Удельный расход метанола $Q_{уд\_мет}$, кг/1000 м ³	59,233	82,782
	T2	Количество воды в насыщенном газе регенерации G_v , кг/ч	2,048	8,932
	T3	Влагосодержание товарного газа $W_{0,6}$, г/м ³	0,034	0,137
	T4	Расход РДЭГ в абсорбер $Q_{уд\_РДЭГ}$, м ³ /ч	1,0	2,2

Капитальные вложения для реализации технологии очистки или осушки газа T_k с учетом вероятности пребывания системы подготовки в неработоспособном состоянии определяются согласно выражению

$$KB_{общ(Tk)}^{PC} = \frac{KB_{общ(Tk)}}{p_{НС(g1,...,gN,Tk)}}, \quad (2.131)$$

где $KB_{общ(Tk)}$ – объем капитальных вложений для подготовки газа согласно технологии k ;

$p_{НС(g1,...,gN,Tk)}$ – вероятность пребывания в неработоспособном состоянии групп объектов gi ($i = 1, \dots, N$) системы подготовки газа согласно применению технологии T_k .

Издержки с учетом вероятности пребывания системы подготовки газа в неработоспособном состоянии определяются в соответствии с выражением

$$I_{p(Tk)}^{PC} = \frac{I_{p(Tk)}}{p_{НС(g1,...,gN,Tk)}}, \quad (2.132)$$

где $I_{p(Tk)}$ – текущие издержки, в том числе амортизация, млн руб.

Прибыль от реализации технологии подготовки газа с учетом вероятности пребывания системы подготовки газа в работоспособном состоянии определена согласно выражению

$$P_{p(Tk)}^{PC} = B_{p(Tk)} - I_{p(Tk)}^{PC} = B_{p(Tk)} - \frac{I_{p(Tk)}}{p_{HC(g1, \dots, gN, Tk)}}, \quad (2.133)$$

где $B_{p(Tk)}$ – выручка от реализации, млн руб.

Соответственно, чистый доход с учетом вероятности пребывания системы в работоспособном состоянии определяется по выражению

$$NP_{p(Tk)}^{PC} = P_{p(Tk)}^{PC} - (PTax P_{p(Tk)}^{PC}), \quad (2.134)$$

где $PTax$ – налог на прибыль.

Индекс доходности с учетом вероятности пребывания системы подготовки газа в работоспособном состоянии, в свою очередь, будет определяться согласно выражению

$$PI_{p(Tk)}^{PC} = 1 + \frac{NPV_{p(Tk)}^{PC}}{KB_{общ(Tk)}^{PC}}, \quad (2.135)$$

где $NPV_{p(Tk)}^{PC}$ – чистый дисконтированный доход, млн руб.

При пересчете показателей эффективности для технологий очистки газа установлено двукратное увеличение капитальных вложений и издержек и уменьшение показателей прибыли и чистого дохода приблизительно в 1,5 раза. При реализации технологии промысловой низкотемпературной абсорбции газа выявлено почти четырехкратное увеличение капитальных вложений и издержек и уменьшение показателей прибыли и чистого дохода при реализации ПНТА почти в 3 раза. Для технологии масляной абсорбции определено увеличение капитальных вложений и издержек в 3,5 раза, а также уменьшение показателей прибыли и чистого дохода в 2,4 раза. Таким образом, выявлено завышение проектных показателей эффективности применения технологий очистки и осушки газа на нефтегазоконденсатных месторождениях, отличающихся осложненными условиями эксплуатации. Поэтому целесообразно учитывать вероятности пребывания объектов УКПГ в работоспособных и неработоспособных состояниях. Система критериев выбора оптимальной технологии очистки и осушки газа приведена соответственно в Таблицах 2.42–2.45.

Для реализации многокритериальной оценки и выбора оптимальной технологии очистки и осушки газа использовалось правило гарантированных достоинств и недостатков, принцип Парето, принцип Беллмана–Заде, правило Борда и построение турнирной таблицы. Согласно результатам применения метода стабильной оптимальности (Таблица 2.46) приоритетной технологией очистки газа в условиях работы УКПГ УНГКМ является технология НТС с дросселированием. Предпочтительным методом осушки газа определена промысловая низкотемпературная абсорбция (Таблица 2.47). В ряде работ [94; 102] подтверждаются преимущества дроссельной технологии НТС, которые обеспечивают не только низкие капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию операций подготовки газа, но и упрощение регулирования технологического процесса. Предпочтительной технологией осушки газа среди трех рассмотренных вариантов (промысловая двухступенчатая низкотемпературная абсорбционная осушка ДЭГ, промысловая низкотемпературная абсорбция, масляная абсорбция) выделена промысловая низкотемпературная абсорбция. Приоритетные направления применения приведенной технологии осушки газа освещены в [23], где рассмотрены процессы комплексной подготовки газа в условиях работы нефтегазодобывающего комплекса месторождений Арктического региона.

Таблица 2.46 – Результаты применения метода стабильной оптимальности для определения приоритетной технологии очистки газа

Метод оценки	Вариант подготовки		
	ВП1	ВП2	ВП3
Правило достоинств и недостатков	1	3	2
Принцип Беллмана–Заде	1	3	2
Правило Борда	1	3	2
Турнирная сортировка	1	3	2
Суммарная величина	4	12	8

Таблица 2.47 – Результаты применения метода стабильной оптимальности для определения приоритетной технологии осушки газа

Метод оценки	Вариант подготовки	
	ВП1	ВП2
Правило достоинств и недостатков	1	2
Принцип Беллмана–Заде	1	2
Правило Борда	1	2
Турнирная сортировка	1	2
Суммарная величина	4	8

Выбор технологии подготовки газа обусловлен особенностями компонентного состава пластового газа, характеристиками работы механического оборудования, а также технико-экономическими факторами. Разработка моделей поддержки принятия решений по управлению процессами подготовки газа низкотемпературными способами не только способствует рациональному распределению ресурсов для подготовки газа, но и позволяет снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций благодаря учету показателей качества газа и своевременной оценке необходимого расхода метанола для предотвращения гидратообразования.

На Рисунке 2.14 представлена блок-схема выполнения этапов моделирования и оптимизации технологий комплексной подготовки газа с учетом использования низкотемпературных способов.



Рисунок 2.14 – Последовательность операций при формировании моделей для выбора оптимальной технологии комплексной подготовки газа

По результатам решения задач выполнена разработка и реализация расчетного модуля многокритериального выбора и оптимизации технологии подготовки газа с применением библиотек языка программирования Python, функций среды математического программирования Matlab и библиотек языка программирования Java. В результате вырабатываются основы для поддержки принятия решений

по управлению пожароопасными объектами системы «УКПГ – СОГ – УПНК» газодобывающего комплекса.

В ходе работы решена задача разработки моделей функционирования однородных групп ОПО системы «УКПГ – СОГ – УПНК» и оптимизации выбора предпочтительного варианта технологии подготовки газа. Выполнено построение марковских моделей функционирования однородных групп ОПО, блуждающих по одним и тем же состояниям. Реализована многокритериальная оценка и выбор оптимального варианта подготовки газа. Впервые предложены модели и алгоритм оптимизации по выбору предпочтительного способа очистки и осушки газа. Решена задача оптимизации выбора технологии очистки и осушки газа на основе информации об объектах подготовки газа в условиях эксплуатации НГКМ Арктического региона. Полученные результаты расчета вероятностей пребывания групп объектов УКПГ в работоспособном состоянии задействованы для уточнения показателей эффективности работы системы «УКПГ – СОГ – УПНК». В ходе решения задачи оптимизации рисков выявлено завышенное значение дохода без учета рисков недополучения дохода при функционировании активных элементов системы. Это объясняется уменьшением дохода в 4 раза применительно к осушке газа и в 1,5 раза применительно к очистке газа при определении дохода с учетом рисков, связанных с затратами на восстановление объектов и недополучением дохода в результате функционирования активных элементов системы осушки газа.

2.4 Многокритериальная оценка (метод анализа иерархий) для выбора пожаровзрывобезопасного варианта функционирования подсистемы компрессорной установки

В целях решения задачи оптимизации выбора предпочтительного пожаровзрывобезопасного варианта режима работы и функционирования подсистемы оборудования компрессорной установки выполнен многокритериальный анализ альтернатив режимов ее работы с применением метода анализа иерархий [5; 103]. При этом рассмотрены следующие типы критериев:

1) *экономические*: стоимость обслуживания процесса $Cost_{serv}$, стоимость комплектующих компрессора $Cost_{pump}$ и стоимость сервисных инструментов $Cost_{bearing}$ для обеспечения процесса добычи углеводородов;

2) *технологические*: количество простоев компрессора $N_{downtime}$, количество запусков компрессора N_{run} , количество перезапусков компрессора из-за смены режима N_{mode} ;

3) *временные*: продолжительность работы установки в активном режиме t_{active} , период восстановления t_{recov} , а также время простоя компрессорной установки $t_{downtime}$.

Определены следующие альтернативы в случае управления добычей газа: режим кратковременных периодических включений (КПВ), режим кратковременной эксплуатации (КЭС) и режим чередования частот (ЧЧ). Тогда экспертные оценки для трех типов критериев можно объединить в Таблице 2.48, которая будет отражать соответствующую матрицу парных сравнений. При этом F1, F2 и F3 соответствуют экономическим, технологическим и временным типам критериев.

Таблица 2.48 – Матрица парных сравнений для предложенных типов критериев

Критерий	F1	F2	F3	Сумма S_i по строке i	Приоритет π_i	λ_i	$\lambda_{\max 1}$
F1	1	3	9	13	0,69	0,994	3,03
F2	0,33	1	3	4,33	0,23	0,996	
F3	0,11	0,33	1	1,44	0,08	1,04	

Определить индекс согласованности для матрицы парных сравнений можно на основании вычисления $\lambda_{\max}$:

$$ИС = \frac{(\lambda_{\max} - n)}{n - 1}, \quad (2.136)$$

$$\lambda_{\max} = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad (2.137)$$

где n – количество сравниваемых позиций (критериев или типов критериев);

$$\lambda_i = \sum_{k=1}^n (a_{kj}) \pi_i, \quad j = i; \quad (2.138)$$

k – номер строки элемента матрицы парных сравнений в столбце с индексом j , причем $j = i$;

a_{kj} – элемент матрицы парных сравнений.

Приоритет π_i вычисляется согласно

$$\pi_i = \frac{S_i}{\sum_{k=1}^n S_{kj}}, \quad j = i, \quad (2.139)$$

где S_i – сумма по строке i ; может быть определена по формуле

$$S_i = \sum_{t=1}^n (a_{it}). \quad (2.140)$$

Если $ИС \leq 0,2$, то матрица суждений считается согласованной, если же нет, то следует пересмотреть оценки. Таким образом, величина $\lambda_{\max 1}$ для матрицы из Таблицы 2.48 будет рассчитана следующим образом:

$$\begin{aligned} \lambda_{\max 1} &= (1 + 0,33 + 0,11) \cdot 0,69 + (3 + 1 + 0,33) \cdot 0,23 + (9 + 3 + 1) \cdot 0,08 = \\ &= 0,994 + 0,996 + 1,04 = 3,03. \end{aligned}$$

Тогда индекс согласованности для матрицы парных сравнений из Таблицы 2.48:

$$ИС_1 = \frac{(3,03-3)}{3-1} \approx 0,015.$$

Значит, матрица приоритетов первого уровня для задачи выбора системы оценок для управления добычей газа согласована. Для схематического представления системы выбора варианта режима работы компрессорной установки на Рисунке 2.15 приведен граф, представляющий иерархию выбора вариантов структуры добычи и соответствующих критериев.

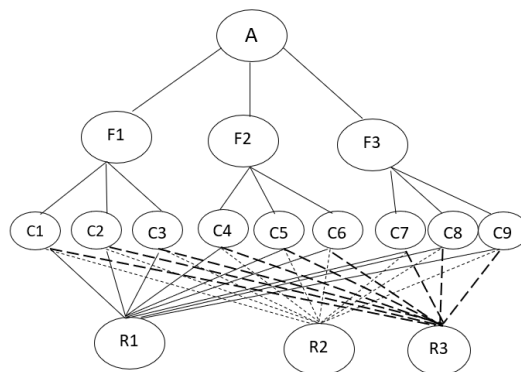


Рисунок 2.15 – Представление структуры критериального содержания системы для выбора варианта подсистемы добычи газа согласно методу анализа иерархий

На Рисунке 2.15 фокус иерархии А отражает уровень производительности, ритмичности и продуктивности добычи; C1, C2, C3 – стоимость обслуживания процесса $Cost_{serv}$, стоимость комплектующих компрессора $Cost_{pump}$ и стоимость сервисных инструментов $Cost_{bearing}$ для обеспечения процесса добычи соответственно; C4, C5, C6 – количество простоев компрессора $N_{downtime}$, количество запусков компрессора N_{run} , количество перезапусков из-за смены режима N_{mode} ; C7, C8, C9 – продолжительность работы подсистемы в активном режиме t_{active} , периода восстановления t_{recov} , а также время простоя оборудования $t_{downtime}$.

Чтобы получить результирующий вектор приоритетов для выбора подходящего в контексте задачи варианта режима добычи газа на месторождении Западно-Сибирского региона, следует построить матрицы приоритетов второго уровня для каждого типа критериев, затем объединить итоговые величины в общую матрицу приоритетов второго уровня и умножить на вектор приоритетов видов критериев, полученный на первом этапе работы метода анализа иерархий (см. Таблицу 2.48):

$$\lambda_{\max 11} = (1 + 0,5 + 0,33) \cdot 0,53 + (2 + 1 + 0,5) \cdot 0,309 + (3 + 2 + 1) \cdot 0,162 = \\ = 0,969 + 1,081 + 0,972 = 3,022,$$

$$ИС_{11} = \frac{(3,022-3)}{3-1} = 0,01.$$

$ИС_{11} \leq 0,2$, а значит, матрица парных сравнений второго уровня для экономических критериев является согласованной. Предпочтение влияния первого критерия C1 (стоимость обслуживания процесса $Cost_{serv}$) среди всех критериев экономического типа отражает вектор приоритетов. В Таблице 2.49 отражены результаты определения приоритетного критерия среди технологических.

$$\lambda_{\max 12} = (1 + 3 + 2) \cdot 0,162 + (0,33 + 1 + 0,5) \cdot 0,53 + (0,5 + 2 + 1) \cdot 0,309 = \\ = 0,972 + 0,969 + 1,081 = 3,022,$$

$$ИС_{12} = \frac{(3,022-3)}{3-1} = 0,01.$$

Таблица 2.49 – Матрица парных сравнений второго уровня для технологических критериев

Критерий F2	F2C4	F2C5	F2C6	Сумма S_i по строке i	Приоритет π_i	λ_i	$\lambda_{\max 12}$
F2C4	1	0,33	0,5	1,83	0,162	0,972	3,022
F2C5	3	1	2	6	0,53	0,969	
F2C6	2	0,5	1	3,5	0,309	1,081	
				$\sum_{i=1}^n S_i = 11,33$			

$ИС_{12} \leq 0,2$, и это значит, что матрица парных сравнений второго уровня для технологических критериев согласована. Предпочтение влияния пятого критерия $C5$ (количество запусков компрессора N_{run}) среди всех критериев технологического типа отражает вектор приоритетов. В Таблице 2.50 представлены результаты определения приоритетного критерия среди временных.

Таблица 2.50 – Матрица парных сравнений второго уровня для временных критериев

Критерий F3	F3C7	F3C8	F3C9	Сумма S_i по строке i	Приоритет π_i	λ_i	$\lambda_{\max 12}$
F3C7	1	2	0,5	3,5	0,309	0,972	3,022
F3C8	0,5	1	0,33	1,83	0,162	0,969	
F3C9	2	3	1	6	0,53	1,081	
				$\sum_{i=1}^n S_i = 11,33$			

$$\begin{aligned}\lambda_{\max 12} &= (1 + 2 + 0,5) \cdot 0,309 + (2 + 1 + 3) \cdot 0,162 + (0,5 + 0,33 + 1) \cdot 0,53 = \\ &= 1,081 + 0,972 + 0,969 = 3,022,\end{aligned}$$

$$ИС_{12} = \frac{(3,022-3)}{3-1} = 0,01.$$

$ИС_{12} \leq 0,2$, следовательно, матрица парных сравнений второго уровня для временных критериев согласована. Предпочтение влияния критерия $C9$ (время

простоя оборудования $t_{downtime}$) среди всех критериев технологического типа отражает вектор приоритетов:

$$\|P_1\| = \begin{bmatrix} 0,53 & 0 & 0 \\ 0,309 & 0 & 0 \\ 0,162 & 0 & 0 \\ 0 & 0,162 & 0 \\ 0 & 0,53 & 0 \\ 0 & 0,309 & 0 \\ 0 & 0 & 0,309 \\ 0 & 0 & 0,162 \\ 0 & 0 & 0,53 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0,69 \\ 0,23 \\ 0,08 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,365 \\ 0,213 \\ 0,112 \\ 0,037 \\ 0,122 \\ 0,071 \\ 0,024 \\ 0,013 \\ 0,042 \end{bmatrix}.$$

В результате умножения матрицы приоритетов критериев второго уровня на вектор приоритетов первого уровня получается столбец приоритетов критериев друг перед другом (Таблица 2.51).

Таблица 2.51 – Вектор приоритетов критериев

Критерий	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
Значение	0,365	0,213	0,112	0,037	0,122	0,071	0,124	0,013	0,042

Составлены матрицы приоритетов альтернатив по отношению к критериям (R1 – режим кратковременных периодических включений, R2 – режим кратковременной эксплуатации, R3 – режим чередования частот). В результате получается девять матриц приоритетов. Поскольку $ИС < 0,2$, матрицы приоритетов альтернатив по отношению к критериям C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9, соответственно, являются согласованными.

Затем составляется матрица приоритетов третьего уровня (Таблица 2.52).

Таблица 2.52 – Матрица приоритетов третьего уровня

Альтернатива	Критерий								
	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
R1	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,53	0,53	0,53	0,53
R2	0,53	0,53	0,53	0,31	0,53	0,16	0,16	0,16	0,16
R3	0,31	0,31	0,31	0,53	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31

Матрица приоритетов третьего уровня умножается на вектор приоритетов критериев друг перед другом. В результате умножения получается вектор приоритетов альтернатив (режимов работы компрессорной установки) друг перед другом (Таблица 2.53):

$$\|P_2\| = \begin{bmatrix} 0,16 & 0,16 & 0,16 & 0,16 & 0,16 & 0,53 & 0,53 & 0,53 & 0,53 \\ 0,53 & 0,53 & 0,53 & 0,31 & 0,53 & 0,16 & 0,16 & 0,16 & 0,16 \\ 0,31 & 0,31 & 0,31 & 0,53 & 0,31 & 0,31 & 0,31 & 0,31 & 0,31 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0,365 \\ 0,213 \\ 0,112 \\ 0,037 \\ 0,122 \\ 0,071 \\ 0,124 \\ 0,013 \\ 0,042 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,268 \\ 0,481 \\ 0,348 \end{bmatrix}.$$

Таблица 2.53 – Вектор приоритетов альтернатив

Вариант режима добычи газа (альтернатива) R_i	R1	R2	R3
Значение приоритета π_i	0,341	0,321	0,318

По результатам работы метода анализа иерархий преимущество получает режим кратковременной эксплуатации R2.

Приведем схематичное представление системы критериев функционирования компрессора для выбора предпочтительного режима добычи газа, включая основную цель разработки, критерии, альтернативы выбора варианта подсистемы добычи газа с учетом пожаровзрывобезопасности (Рисунок 2.16).

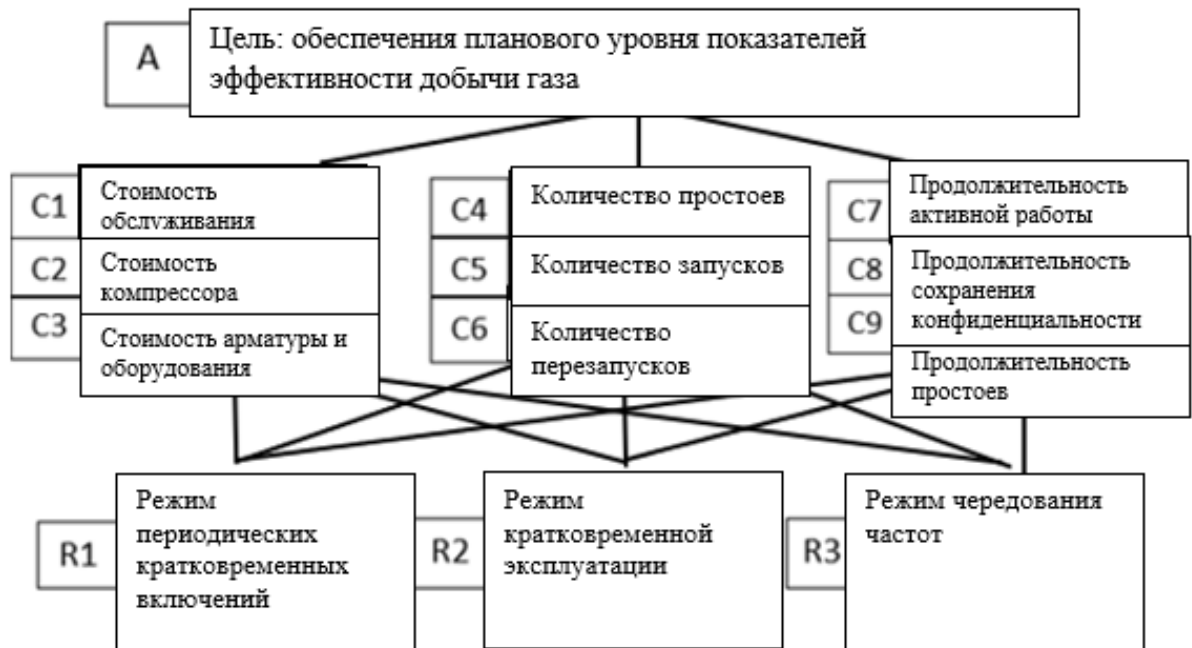


Рисунок 2.16 – Схема состава системы критериев функционирования компрессора для выбора предпочтительного режима добычи газа (с учетом пожаровзрывобезопасности)

2.5 Выводы по главе 2

1. Выполнена разработка марковских моделей функционирования основных групп объектов УКПГ, СОГ и УПНК газодобывающего комплекса применительно к процессам очистки и осушки газа. Рассчитаны вероятности пребывания каждой из групп однородных объектов в работоспособном состоянии (с учетом пожаровзрывоопасных состояний групп объектов); выполнен расчет средних численностей групп объектов УКПГ, пребывающих в работоспособном состоянии; решены задачи оптимизации рисков пожаровзрывобезопасности групп объектов УКПГ (в том числе три двухкритериальные задачи по типу «доход – риск»). В ходе решения задачи оптимизации рисков выявлено завышенное значение дохода без учета рисков недополучения дохода при функционировании активных элементов системы и рисков затрат на техническое обслуживание групп объектов УКПГ с учетом пожароопасных состояний. В свою очередь, суммарный доход от функционирования групп объектов УКПГ при реализации технологий очистки газа с учетом оптимизации рисков пожаровзрывобезопасности групп объектов УКПГ выше в 2,85 раза, а при реализации технологий осушки газа – в 2,39 раза, чем

тот же суммарный доход без учета оптимизации рисков. Величина риска недополучения дохода и затрат на обслуживание групп объектов УКПГ с учетом их пожароопасных состояний снижена на 18,36 % при реализации технологий очистки газа и на 15,39 % при реализации технологий осушки газа в результате оптимизации рисков.

2. Разработаны марковские модели функционирования основных групп объектов УКПГ на базе применения технологий НТС трех типов: с циклом дросселирования; с использованием детандерного цикла и установки регенерации метанола; с использованием системы регенерации гликоля. Разработаны марковские модели функционирования основных групп объектов УКПГ применительно к реализации технологий осушки газа – промышленной низкотемпературной абсорбции и масляной абсорбции. Предложен алгоритм многокритериального выбора оптимальной технологии комплексной подготовки газа с учетом взаимовлияния групп объектов УКПГ и их пожароопасных состояний. На основании разработанной системы критериев по выбору оптимальной технологии подготовки газа низкотемпературными методами реализована многокритериальная оценка и выбор оптимальной технологии. При расчете показателей эффективности технологий подготовки газа и их применении при формировании системы критериев выбора технологии подготовки газа учтены вероятности пребывания УКПГ в работоспособном и неработоспособном пожароопасных состояниях. При пересчете показателей эффективности установлено двукратное увеличение капитальных вложений и издержек при использовании технологий очистки газа и почти четырехкратное увеличение – при применении технологии промышленной низкотемпературной абсорбции газа. При этом выявлено уменьшение показателей прибыли и чистого дохода приблизительно в 1,5 раза для технологий очистки газа и примерно в 3 раза – для технологии промышленной низкотемпературной абсорбции газа.

3. Разработана система критериев и решена задача многокритериального выбора предпочтительного варианта пожаробезопасного функционирования компрессорной установки с помощью метода анализа иерархий. По результатам

анализа выявлено преимущество варианта работы компрессорной установки в режиме периодических кратковременных включений.

4. Разработанные модели и алгоритмы оптимизации использованы при разработке многоагентной адаптивной СППР (МАСППР) по оптимизации управления рисками пожаровзрывобезопасности объектов ПТО ГДК. Модели оптимизации по выбору приоритетной технологии подготовки газа методами низкотемпературной сепарации и предпочтительного режима работы компрессорных установок включены в базу моделей разработанной МАСППР.

ГЛАВА 3 МОДЕЛИ АДАПТИВНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ МНОГОАГЕНТНОЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ПОЖАРОВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТЬЮ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

3.1 Многокритериальный выбор модели адаптивного прогноза пожаровзрывобезопасного состояния объектов

Разработка динамических моделей обработки информации о пожароопасных процессах добычи углеводородов, которые направлены на получение оценки процесса на краткосрочные и среднесрочные интервалы времени, а также на повышение достоверности и точности предсказанных величин показателей ПВБ объектов добычи углеводородов на объектах ГДК, представляет собой одну из прикладных проблем исследований способов повышения эффективности добычи ресурсов в условиях неопределенности. Поскольку процессы добычи углеводородов являются сложными, что обусловлено случайными внешними воздействиями, а также природными характеристиками пластовых систем [104], целесообразно использовать наблюдения, полученные в режиме реального времени, в процессе оценивания показателей ПВБ объектов добычи углеводородов (в рамках системы «пласт – скважина») с помощью аппарата адаптивного прогнозирования. Процессы ассимиляции, или усвоения, данных наблюдений позволяют учитывать актуальное состояние объекта разработки и эксплуатации. Получение достоверных и точных результатов прогнозирования способствует развитию нефтегазодобывающего комплекса и оптимизации использования материальных и временных ресурсов для выполнения технологических операций и ПТО объектов нефтегазодобывающего комплекса.

Определение прогнозируемых величин дебита каждого из компонентов многофазной среды способствует выбору необходимых этапов сценария разработки и эксплуатации, позволяет решать задачи оптимизации разработки месторождения и обеспечивать поддержку принятия решений на оперативном и тактическом уровнях управления нефтегазодобывающим промыслом с учетом

соблюдения требований пожарной безопасности ОПО ГДК. Выполнению прогноза показателей добычи и потребления энергоресурсов и применению соответствующих методов прогнозирования посвящены труды [105–108]. Например, при наличии данных о сезонных колебаниях дебитов энергоресурсов используются модели двойного экспоненциального сглаживания, а при наличии значительных объемов первоначальной информации применяют методы нейросетевой обработки [109]. Однако существенное влияние на выбор способа выполнения прогноза параметров добычи оказывает не только объем информации, но и тип шума, степень зашумленности данных, описание априорной информации и степень неопределенности. Кроме того, статистическая обработка ошибок результатов прогнозирования в сравнении с данными наблюдений позволяет совершенствовать используемые модели прогнозирования и создавать основы для многокритериального выбора предпочтительной модели прогнозирования [110; 111]. Для получения серии обновленных (адаптированных) моделей, для которых может быть проведен анализ неопределенности, применяются ансамблевые модификации множественного фильтра Калмана (или ансамбль фильтра Калмана) [112–116], среди которых выделяют иерархический, сглаженный, локальный и расширенный АФК. Модели различаются подходами к вычислению матрицы усиления Калмана, применению сглаживания и обработке результатов фильтрации с помощью традиционной модели АФК, использованию матриц весовых коэффициентов, применению якобиана уравнения состояния в качестве матрицы переходов (расширенный АФК). Применение моделей ансамбля фильтра Калмана объясняется необходимостью учета шумовой составляющей (модель шума близка к гауссовскому распределению с соответствующими статистическими характеристиками), а также необходимостью получения ансамбля реализаций вектора состояния, компонентами которого являются показатели добычи (предсказания), исследуемые в работе. Оптимальной оценкой показателя добычи является его среднее значение в следующий момент времени с учетом поступающих наблюдений. Предсказанные величины показателей процессов эксплуатации определяются в соответствии с полученными наблюдениями

реального времени; учитываются корреляционные связи между компонентами измерений и шумовыми составляющими измерений. Применение вероятностных алгоритмов ассимиляции данных рассматривается в работах [112; 117–122]. Модель, предложенная Р. Калманом [121], представляет собой адаптивный механизм получения оценок показателей вектора состояния пластовой системы с учетом динамически изменяющихся измерений, полученных от приборов.

Известно, что достоверность и точность полученных оценок показателей добычи определяются параметрами шумовой составляющей, количеством членов ансамбля, количеством подансамблей (если рассматривается применение модели АФК иерархического типа). В работе проведены экспериментальные исследования на основе данных эксплуатации Уренгойского НГКМ. Поскольку начальные данные могут характеризоваться неполнотой, наличием некорректных членов, недостоверными измерениями, принято решение разработать модель многокритериального выбора модели адаптивного прогнозирования показателей ПВБ применительно к объектам системы «пласт – скважина». Благодаря разработанной модели многокритериального выбора, предложенной в работе, реализуется адаптивность АФК и выбор предпочтительной модификации АФК в зависимости от описания начального вектора состояния пласта.

В работе определены проблемы, связанные с погрешностью измерений и погрешностью, вызванной неточностями и вычислительной сложностью процесса моделирования процессов разработки (к примеру, при работе гидродинамических симуляторов, использовании симуляторов многофазного потока) и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений. На точность результатов может повлиять упрощение или принятые допущения при разработке моделей, а также ошибки измерения.

Анализ ряда работ показывает, что увеличение погрешности измерения дебита связано с недостаточной продолжительностью работы скважины, несвоевременной калибровкой приборов [123]. Измерительные системы дебита также подвергаются внешним воздействиям и характеризуются недостатками, влияющими на точность измерений. Для получения корректных результатов,

которые впоследствии будут использованы для выбора варианта разработки и эксплуатации газоконденсатных залежей (с учетом пожаровзрывобезопасности объектов ГДК), а также при принятии решений по разработке газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек, представляется целесообразной разработка алгоритма по выбору предпочтительных моделей обработки информации о показателях ПВБ объектов ГДК (применительно к системе «пласт – скважина»), включая параметрическую и алгоритмическую адаптацию.

3.1.1 Разработка алгоритма многокритериального выбора модели аппроксимации для адаптивного прогнозирования показателей добычи углеводородов с учетом пожаровзрывобезопасности объектов

Первая задача при разработке алгоритмов многокритериального выбора предпочтительной модели адаптивного прогнозирования показателей пожаровзрывобезопасного состояния системы «пласт – скважина» заключается в получении прогнозных среднегодовых значений дебита флюида (дебита воды и дебита жидкости) и выборе приоритетной модели адаптивного прогнозирования пожаровзрывобезопасного состояния объектов ПТО ГДК применительно к системе «пласт – скважина» [124]. Ввиду уточнения формы кривой изменения дебита проведена аппроксимация полученных данных теоретическими кривыми. Исходными данными являются расчетные параметры работы восьми скважин УНГКМ в течение 43 лет: А1, А2, А3, А4, А5, А6, А7 и А8 (Таблица 3.1). Скважины принадлежат одному кусту А, поэтому в работе принято допущение, что объекты добычи расположены в сходных геолого-технологических условиях и характеризуются схожими петрофизическими свойствами пласта.

Согласно данным проекта разработки УНГКМ получены расчетные значения дебита для скважин куста А. Признак «дебит флюида» выбран по причине исследования функционирования объектов добычи углеводородов на Уренгойском НГКМ, на котором, наряду с крупнейшими месторождениями Крайнего Севера, осуществляется добыча нефти, газа, газового конденсата и содержание углеводородов в жидкой фазе превышает 10–20 % [25].

Таблица 3.1 – Данные среднегодового дебита флюида скважин пласта БУ-16

Год	Дебит флюида, т/сут, скважин							
	А1	А2	А3	А4	А5	А6	А7	А8
1	8,46	13,73	7,34	5,21	8,92	17,65	17,85	11,72
2	11,01	12,19	6,90	6,49	8,77	19,03	16,80	10,19
3	10,09	11,69	6,38	6,44	7,99	17,69	15,43	9,23
4	9,07	11,19	5,85	5,92	7,37	16,56	14,20	8,56
5	8,07	10,66	5,38	5,25	6,85	15,61	13,13	8,07
6	7,21	10,10	4,93	4,56	6,38	14,66	12,17	7,60
7	6,57	9,58	4,54	4,04	5,99	13,82	11,34	7,21
8	6,04	9,10	4,18	3,63	5,64	13,05	10,57	6,86
9	5,60	8,69	3,86	3,28	5,34	12,37	9,91	6,56
10	5,18	8,28	3,55	2,98	5,03	11,66	9,30	6,25
11	4,82	7,94	3,27	2,72	4,77	11,04	8,78	5,99
12	4,50	7,64	3,03	2,49	4,53	10,47	8,30	5,76
13	4,21	7,37	2,82	2,31	4,32	9,98	7,89	5,57
14	3,91	7,09	2,62	2,11	4,10	9,47	7,48	5,38
15	3,65	6,87	2,44	1,93	3,92	9,03	7,13	5,23
16	3,42	6,68	2,29	1,78	3,76	8,63	6,79	5,11
17	3,23	6,51	2,16	1,64	3,61	8,28	6,51	5,02
18	3,05	6,32	2,03	1,51	3,46	7,91	6,22	4,92
19	2,90	6,17	1,92	1,40	3,32	7,60	5,96	4,84
20	2,76	6,04	1,82	1,29	3,20	7,30	5,72	4,76
21	2,65	5,94	1,73	1,20	3,09	7,05	5,51	4,70
22	2,53	5,81	1,64	1,11	2,98	6,77	5,28	4,61
23	2,43	5,70	1,57	1,04	2,88	6,53	5,08	4,54
24	2,34	5,59	1,51	0,97	2,79	6,30	4,89	4,46
25	2,26	5,51	1,46	0,91	2,71	6,11	4,72	4,40
26	2,18	5,40	1,41	0,85	2,62	5,90	4,52	4,31
27	2,11	5,32	1,37	0,80	2,55	5,71	4,34	4,23
28	2,04	5,25	1,32	0,76	2,48	5,53	4,17	4,15
29	1,99	5,19	1,28	0,72	2,41	5,38	4,02	4,09
30	1,92	5,11	1,24	0,69	2,34	5,21	3,86	4,00
31	1,87	5,05	1,20	0,66	2,28	5,07	3,72	3,92
32	1,81	4,99	1,16	0,63	2,22	4,93	3,60	3,84

Год	Дебит флюида, т/сут, скважин							
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8
33	1,77	4,95	1,12	0,60	2,17	4,82	3,50	3,78
34	1,72	4,88	1,08	0,58	2,12	4,68	3,39	3,70
35	1,68	4,83	1,05	0,55	2,07	4,56	3,30	3,62
36	1,63	4,79	1,02	0,53	2,03	4,44	3,21	3,55
37	1,60	4,76	1,00	0,51	1,99	4,35	3,14	3,49
38	1,56	4,70	0,96	0,49	1,94	4,24	3,06	3,41
39	1,53	4,67	0,94	0,48	1,91	4,15	3,00	3,35
40	1,49	4,63	0,91	0,46	1,87	4,06	2,94	3,28
41	1,47	4,61	0,89	0,44	1,84	3,99	2,90	3,22
42	1,43	4,56	0,86	0,43	1,81	3,90	2,84	3,14
43	1,41	4,52	0,84	0,35	1,78	3,82	2,80	3,07

Для выполнения анализа и адаптивного прогнозирования кривой спада добычи используются модели Арпса, которые являются распространенным методом прогнозирования добычи [125]. Метод анализа кривых падения представляется на полулогарифмическом графике, на котором отображается изменение дебита или накопленной добычи [125]. Система уравнений Арпса содержит экспоненциальную, гиперболическую и гармоническую модели:

$$\begin{cases} q_{\text{мод1}}(t) = q_{\text{в0}} e^{-D_0 t}, \\ q_{\text{мод1}}(t) = \frac{q_{\text{в0}}}{(1+b_{\text{кп}} D_0 t)^{\frac{1}{b_{\text{кп}}}}}, \end{cases} \quad (3.1)$$

где $q_{\text{мод1}}(t)$ – расчетные значения дебита флюида;

$q_{\text{в0}}$ – первоначальный уровень добычи флюида;

$b_{\text{кп}}$ – безразмерное гиперболическое падение;

D_0 – первоначальный темп падения добычи;

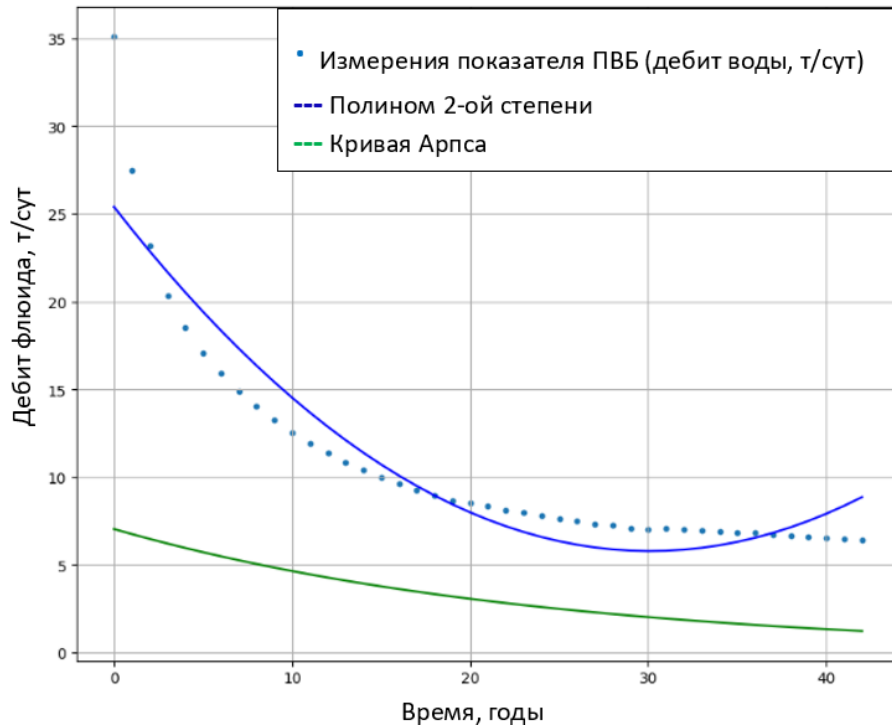
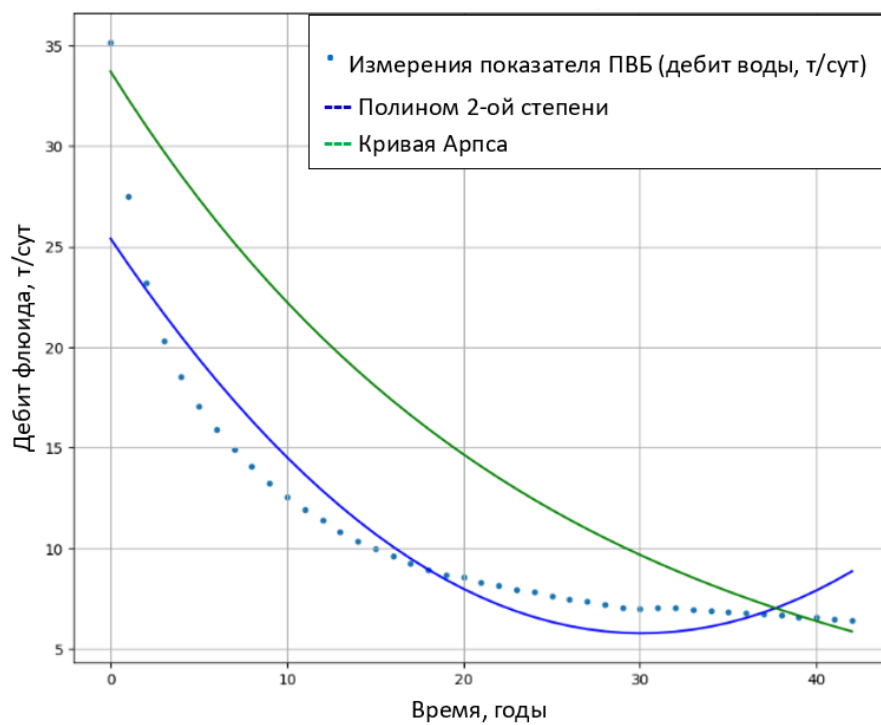
$$D_0 = -\frac{1}{q_{\text{в}}} \left(\frac{dq_{\text{в}}}{dt} \right); \quad (3.2)$$

$q_{\text{в}}$ – уровень добычи флюида.

Тогда

$$b_{\text{кп}} = \frac{1}{D_0} \frac{d}{dt}. \quad (3.3)$$

При $b_{\text{кп}} = 0$ определяется экспоненциальное снижение добычи, при $b_{\text{кп}} = 1$ падение соответствует гармонической модели, а при $0 < b_{\text{кп}} < 1$ падение определяется гиперболической моделью. На Рисунке 3.1 отражены результаты аппроксимации для показателей дебита флюида и дебита жидкости по данным работы одной из скважин куста А УНГКМ, а также сопоставление с расчетом согласно модели Арпса.

a***б***

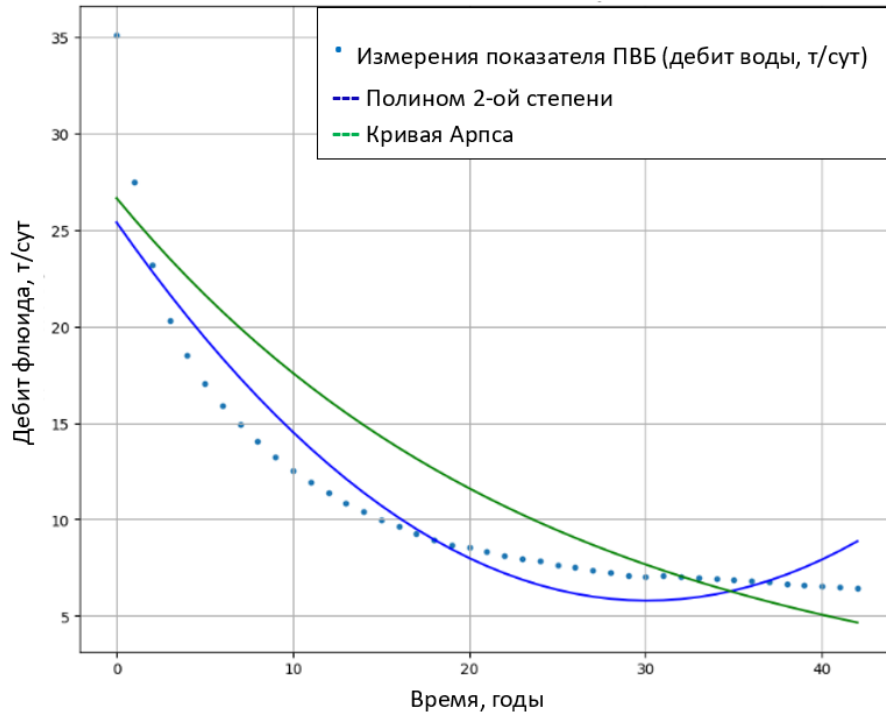


Рисунок 3.1 – Результаты аппроксимации согласно полиномиальной модели второго порядка и модели Арпса для скважины А8: *а* – дебит флюида; *б* – дебит жидкости; *в* – дебит воды

Для эксплуатации месторождений с высокой обводненностью анализ кривой падения описанным выше способом не всегда дает точные результаты. Поскольку объекты добычи, рассматриваемые в работе, описываются высокими показателями обводненности, применение модели Арпса может привести к некорректным результатам. Поэтому было принято решение в качестве альтернативного способа определения характера зависимости кривой изменения дебита применить аппроксимацию второго и третьего порядка (параболическую и кубическую), которая будет описана следующими многочленами:

$$q_{\text{мод}2}(t) = \beta_0 + \beta_1 t + \beta_2 t^2, \quad (3.4)$$

$$q_{\text{мод}3}(t) = \beta_0 + \beta_1 t + \beta_2 t^2 + \beta_3 t^3.$$

Коэффициенты для модели аппроксимации второго порядка вычислим методом наименьших квадратов (аналогичный способ применен для определения коэффициентов модели аппроксимации третьего порядка):

$$F = \sum_{i=1}^n (y_i - (\beta_0 + \beta_1 x + \beta_2 x^2))^2 \rightarrow \min. \quad (3.5)$$

В выражении (3.5) y_i представляет наблюдаемую величину, а в выражении (3.4) $y_{\text{мод}}(x)$ описывает предполагаемую величину, вычисляемую согласно расчетной модели. После дифференцирования по параметрам β_0 , β_1 и β_2 получаем следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dF}{d\beta_0} = -2 \sum_{i=1}^n (y_i - \beta_0 - \beta_1 x - \beta_2 x^2) = 0, \\ \frac{dF}{d\beta_1} = -2 \sum_{i=1}^n (y_i - \beta_0 - \beta_1 x - \beta_2 x^2) x_i = 0, \\ \frac{dF}{d\beta_2} = -2 \sum_{i=1}^n (y_i - \beta_0 - \beta_1 x - \beta_2 x^2) x_i^2 = 0. \end{cases} \quad (3.6)$$

После преобразований получаем систему линейных уравнений с неизвестными β_0 , β_1 и β_2 :

$$\begin{cases} \beta_0 n + \beta_1 \sum_{i=1}^n x_i + \beta_2 \sum_{i=1}^n x_i^2 = \sum_{i=1}^n y_i, \\ \beta_0 \sum_{i=1}^n x_i + \beta_1 \sum_{i=1}^n x_i^2 + \beta_2 \sum_{i=1}^n x_i^3 = \sum_{i=1}^n (x_i y_i), \\ \beta_0 \sum_{i=1}^n x_i^2 + \beta_1 \sum_{i=1}^n x_i^3 + \beta_2 \sum_{i=1}^n x_i^4 = \sum_{i=1}^n (x_i^2 y_i). \end{cases} \quad (3.7)$$

Вводим следующие обозначения для упрощения вида системы (3.7):

$$b_1 = \sum_{i=1}^n x_i, \quad b_2 = \sum_{i=1}^n x_i^2, \quad b_3 = \sum_{i=1}^n x_i^3, \quad b_4 = \sum_{i=1}^n x_i^4, \\ b_5 = \sum_{i=1}^n y_i, \quad b_6 = \sum_{i=1}^n (x_i y_i), \quad b_7 = \sum_{i=1}^n (x_i^2 y_i).$$

Тогда система (3.7) примет следующий вид:

$$\begin{cases} \beta_0 n + \beta_1 b_1 + \beta_2 b_2 = b_5, \\ \beta_0 b_1 + \beta_1 b_2 + \beta_2 b_3 = b_6, \\ \beta_0 b_2 + \beta_1 b_3 + \beta_2 b_4 = b_7. \end{cases}$$

Коэффициенты β_0 , β_1 и β_2 находим с помощью метода Крамера:

$$\beta_0 = \frac{\Delta_0}{\Delta}, \quad \beta_1 = \frac{\Delta_1}{\Delta}, \quad \beta_2 = \frac{\Delta_2}{\Delta},$$

где

$$\Delta = \begin{vmatrix} n & b_1 & b_2 \\ b_1 & b_2 & b_3 \\ b_2 & b_3 & b_4 \end{vmatrix}; \quad \Delta_0 = \begin{vmatrix} b_5 & b_1 & b_2 \\ b_6 & b_2 & b_3 \\ b_7 & b_3 & b_4 \end{vmatrix}; \quad \Delta_1 = \begin{vmatrix} n & b_5 & b_2 \\ b_1 & b_6 & b_3 \\ b_2 & b_7 & b_4 \end{vmatrix}; \quad \Delta_2 = \begin{vmatrix} n & b_1 & b_5 \\ b_1 & b_2 & b_6 \\ b_2 & b_3 & b_7 \end{vmatrix}.$$

Таким образом, при применении метода наименьших квадратов для данных Таблицы 3.1 по каждой из скважин получим результат аппроксимации второго порядка, представленный в Таблице 3.2. Причем для определения предпочтительной модели аппроксимации приняты следующие критерии: среднеквадратическое

отклонение RMSE фактического значения показателя от его расчетного значения, среднее абсолютное процентное отклонение MAPE и средняя абсолютная ошибка MAE. Выражения для расчета показателей представлены ниже, невязка определяется разностью между фактической величиной y_i и расчетной величиной $y_{i \text{ мод}}$ исследуемого показателя, n обозначает количество полученных наблюдений:

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - y_{i \text{ мод}})^2}{n}}, \quad (3.8)$$

$$\text{MAE} = \sum_{i=1}^n \frac{|y_i - y_{i \text{ мод}}|}{n}, \quad (3.9)$$

$$\text{MAPE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|y_i - y_{i \text{ мод}}|}{y_i}, \quad (3.10)$$

где $e_i = y_i - y_{i \text{ мод}}$;

y_i – наблюдаемая величина;

$y_{i \text{ мод}}$ – расчетная величина согласно модели.

Сравним полученные результаты аппроксимации с применением модели Арпса, расчетные выражения для которой (3.1)–(3.3) приведены выше.

Для выбора приоритетной модели аппроксимации принято решение выполнить многокритериальный анализ [81; 124] результатов применения моделей аппроксимации. В качестве критериев рассматриваются рассчитанные показатели ошибок для полученных модельных величин дебита флюида. Модель второго порядка (параболическая) обозначена как модель № 1 (PM1), модель третьего порядка (кубическая) – модель № 2 (PM2) и модель Арпса – модель № 3 (PM3).

В Таблице 3.2 приведены результаты согласно применению трех моделей аппроксимации для дебита скважины А8 и А2 УНГКМ.

Таблица 3.2 – Значения критериев для анализа применения моделей аппроксимации данных дебита флюида скважин А8 и А2

Критерий	Значение критерия для скважин А8/А2 согласно альтернативам (моделям)				
	PM1	PM2	PM3	Макс. значение	Мин. значение
СКО (RMSE)	0,08/0,06	0,1/0,13	0,19/0,28	0,19/0,28	0,08/0,06
Среднее значение абсолютного отклонения (MAPE)	0,08/0,05	0,14/0,12	0,23/0,3	0,23/0,3	0,08/0,05

Критерий	Значение критерия для скважин А8/А2 согласно альтернативам (моделям)				
	PM1		PM1		PM1
Среднее абсолютное отклонение (MAE)	0,43/0,29	0,54/0,82	0,6/0,58	0,6/0,82	0,43/0,29

Выполним назначение весов для каждого критерия согласно подходу, предусматривающему аппроксимацию коэффициентов важности функциями ранжирования. Этот же подход рассмотрен и в работах [126; 127]. Группа методов аппроксимации рангов монотонной функцией основывается на преобразованиях рангов или их замене величинами монотонно убывающих функций целочисленного аргумента [126; 127]. Для решения задачи многокритериального выбора модели аппроксимации данных дебита флюида скважин куста А3–А5 УНГКМ используется формула получения весовых коэффициентов:

$$\lambda_i = \frac{2(m(n+1) - \sum_{k=1}^n r_{ik})}{mn(n+1)}, \quad (3.11)$$

где m – количество критериев;

n – количество экспертов;

r_{ik} – ранг, присвоенный экспертом k критерию i .

Выполним ранжирование критериев и выберем наиболее важные для определения предпочтительной модели аппроксимации данных работы скважин УНГКМ:

$$K_i^* = \gamma_i(K_i^S - K_i^D), \quad (3.12)$$

где K_i^* – важность критерия;

γ_i – вес i -го критерия (степень важности); $\sum \gamma_i = 100\%$;

K_i^S – желаемое значение i -го критерия, баллы (назначается экспертом);

K_i^D – действительное значение i -го критерия, баллы (среднее).

Места критериям назначаем в порядке убывания их важности. Пример дебита флюида для скважин А8 и А2 приведен в Таблице 3.3.

Для применения правила Парето вычислим величину уровня разделения α_j :

$$\alpha_j = \frac{\sum_{i=1}^j K_i}{\sum_{i=1}^j K_i^*}. \quad (3.12.1)$$

Согласно полученным значениям уровня разделения наиболее важными представляются следующие критерии: СКО (RMSE), среднее абсолютное отклонение (MAE) и среднее значение абсолютного отклонения, выраженное в процентах (MAPE). Согласно правилу Борда для каждой альтернативы определяется ранг – число альтернатив, превосходящих данную альтернативу по текущему критерию. Для данных добычи по скважинам А8 и А2 (Таблица 3.4) наибольший суммарный ранг принадлежит расчетной модели № 1, или РМ1 (модели второго порядка).

Таблица 3.3 – Значения критериев (в баллах) для анализа применения моделей аппроксимации данных дебита флюида скважин А8 и А2

Критерий	Реализация расчета для скважин А8/А2 согласно альтернативам (моделям)							
	РМ1	РМ2	РМ3	Среднее K_i^D	Вес γ_i^*	Важность критерия K_i^*	Место	Уровень α_j (накопленные величины)
СКО (RMSE)	10/1	8/4	1/10	6/4,955	0,293/0,293	1,040/1,453	2/1	27,603/30,469
Среднее значение абсолютного отклонения (MAPE)	10/1	6/4	1/10	6/4,840	0,253/0,253	1,064/1,226	1/2	55,843/56,175
Среднее абсолютное отклонение (MAE)	10/1	4/10	1/6	5/5,642	0,160/0,160	0,791/0,903	3/3	76,826/75,099

Таблица 3.4 – Результаты расчета критериев выбора моделей аппроксимации данных дебита флюида скважин А8 и А2 (по правилу Борда)

Критерий	Расчет для скважин А8/А2 согласно альтернативам		
	РМ1	РМ2	РМ3
СКО (RMSE)	2/2	1/1	0/0
Среднее значение абсолютного отклонения (MAPE)	2/2	1/1	0/0
Среднее абсолютное отклонение (MAE)	2/2	1/0	0/1
Суммарный ранг для каждой альтернативы	6/6	5/2	0/1

По итогам анализа (см. Таблицу 3.4) наибольший суммарный ранг альтернатив принадлежит модели второго порядка (PM1), и, следовательно, она является приоритетной для аппроксимации данных дебита флюида скважин А8 и А2.

По результатам аппроксимации принято решение использовать полиномиальные модели второго порядка и, соответственно, применять полученные оценки параметров для последующего этапа фильтрации данных.

Применение принципа последовательных уступок

Применение принципа последовательных уступок для выбора модели аппроксимации для данных дебита флюида скважины А8 приведено в Таблице 3.5. Величина уступки $\Delta\mu_i$ принята равной 2. Производится выбор альтернативы, обладающей наилучшей величиной первого признака (критерия), ячейка выделяется маркировкой. Выполняется уступка по первому критерию. Затем аналогичная операция проводится для второго критерия, но с учетом уступки согласно первому критерию. Другими словами, необходимо выполнение неравенства, где μ_i^* – наилучшее решение по отношению к критерию i , а $\Delta\mu_i$ – уступка по критерию i :

$$\mu_i(x) \geq \mu_i^* - \Delta\mu_i. \quad (3.12.2)$$

Таблица 3.5 – Результаты работы метода последовательных уступок для определения модели аппроксимации по данным дебита для скважины А8

Критерий	PM1	PM2	PM3	$\mu_i^* - \Delta\mu_i$
СКО	10	8	4	8
MAPE	10	6	4	8
MAE	10	4	4	8

Примечание. Вычеркнутые значения следует исключить (с учетом уступки) для каждого рассматриваемого критерия.

Как видно из Таблицы 3.5, предпочтительной моделью аппроксимации по результатам применения принципа последовательных уступок является модель второго порядка (PM1).

Применение правила Парето

По результатам сопоставления полученных значений критериев (в баллах) составляется матрица попарных сравнений. Матрица (Таблица 3.6) заполняется нулями и единицами в соответствии со следующими тремя принципами:

1) объект i считается строго предпочтительнее объекта j (значение 1 в матрице парных сравнений), если оценка объекта i превосходит оценки объекта j хотя бы по одному показателю;

Таблица 3.6 – Матрица попарных сравнений для многокритериального выбора модели аппроксимации по данным дебита для скважины А8

	PM1	PM2	PM3
PM1	0	1	1
PM2	0	0	1
PM3	0	0	0

2) объекты i и j считаются эквивалентными (значение 0 в матрице), если их оценка по всем показателям одинакова;

3) объекты i и j являются несравнимыми (значение 0 в матрице), если оценка объекта i превосходит оценку объекта j по одним показателям, а оценка объекта j превосходит оценку объекта i по другим показателям.

Согласно Таблице 3.6 выбор осуществляется в пользу модели второго порядка (PM1).

Применение принципа Беллмана-Заде

Результаты применения принципа Беллмана–Заде отображены в Таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Результаты расчета и сопоставления критериев выбора модели аппроксимации для скважины А8

Критерий	PM1	PM2	PM3
СКО	10	8	1
MAPE	10	6	1
MAE	10	4	1
Минимальная величина критерия	10	4	1

Из данных Таблицы 3.7 следует, что наибольшую величину среди минимальных величин критериев представляет результат для реализации расчетной модели второго порядка.

Турнирная таблица для критериев выбора модели аппроксимации

Для сравнения критериев по каждой альтернативе и выявления предпочтительного варианта составляется турнирная таблица (Таблица 3.8). Количество критериев, по которому модель i оказывается лучше модели j , соответствует рангу. По максимальному значению суммарного ранга определяется предпочтительная модель аппроксимации.

Таблица 3.8 – Турнирная таблица для выбора модели аппроксимации

	PM 1	PM 2	PM 3	Ранг	Место
PM 1	0	5	5	10	1
PM 2	0	0	5	5	2
PM 3	0	0	0	0	3

По результатам многокритериального выбора моделей аппроксимации применительно к данным измерений дебита флюида от скважины куста А УНГКМ принято решение использовать полиномиальную модель второго порядка.

Приведенные выше действия использованы для многокритериального выбора модели аппроксимации для скважин куста А УНГКМ.

Построим сводную Таблицу 3.9 для первых трех расчетных критериев в целях сопоставления ошибок и подтверждения выбора приоритетной модели аппроксимации для дебита флюида каждой исследуемой скважины куста А. Маркировкой выделены наименьшие ошибки (RMSE, MAE, MAPE).

Таблица 3.9 – Обобщенные результаты расчета критериев ошибок для выбора модели аппроксимации для дебита флюида скважин куста А УНГКМ

Скважина	Расчетная модель	Критерий		
		RMSE	MAPE	MAE
A1	PM1	0,083	0,132	0,42
	PM2	0,166	0,412	0,82
	PM3	0,14	0,21	0,6
A2	PM1	0,06	0,05	0,29
	PM2	0,13	0,12	0,58
	PM3	0,28	0,3	1,77
A3	PM1	0,04	0,14	0,25
	PM2	0,88	3,64	3,83
	PM3	0,09	0,38	0,51
A4	PM1	0,05	0,23	0,28
	PM2	0,19	1,54	0,93
	PM3	0,14	0,65	0,79
A5	PM1	0,04	0,07	0,24
	PM2	0,11	0,23	0,51
	PM3	0,07	0,14	0,39
A6	PM1	0,07	0,05	0,37
	PM2	0,19	0,18	0,9
	PM3	0,52	0,52	3,2
A7	PM1	0,09	0,09	0,5
	PM2	0,38	0,53	2,43
	PM3	0,56	0,66	3,43
A8	PM1	0,08	0,08	0,43
	PM2	0,1	0,14	0,54
	PM3	0,19	0,23	0,6

В Таблице 3.10 указаны результаты многокритериального выбора модели аппроксимации для каждой из исследуемых скважин УНГКМ.

Таблица 3.10 – Результаты многокритериального выбора модели аппроксимации для дебита флюида скважин куста А УНГКМ

Скважина	Расчетная модель	Распределение мест (согласно применению методов многокритериального выбора)
A1	PM1	1
	PM2	3
	PM3	2
A2	PM1	1
	PM2	2
	PM3	3
A3	PM1	1
	PM2	3
	PM3	2
A4	PM1	1
	PM2	3
	PM3	2
A5	PM1	1
	PM2	3
	PM3	2
A6	PM1	1
	PM2	2
	PM3	3
A7	PM1	1
	PM2	2
	PM3	3
A8	PM1	1
	PM2	2
	PM3	3

Результаты расчетных критериев по выбору модели аппроксимации на основе измерений, полученных от скважин куста А, подтверждают предпочтительность применения полиномиальной модели второго порядка. Найденные коэффициенты аппроксимации используются при построении матрицы состояния при выполнении алгоритма адаптивного прогнозирования на основе модификаций модели множественного ансамбля фильтра Калмана (Рисунок 3.2).

Алгоритм многокритериального выбора модели аппроксимации, предложенный на Рисунке 3.2, можно разделить на два этапа: определение модели аппроксимации полученных измерений дебита углеводородов и выбор модели адаптивного прогноза показателей пожаровзрывобезопасности применительно к системе «пласт – скважина». Для блока нечеткой аппроксимации приняты следующие обозначения: L_i – степень истинности условия для правила; q_v – результирующее значение выходной переменной как взвешенного среднего по всем правилам; M – количество правил нечеткого вывода; q'_i – выходная переменная для правила i (где $i = 1, \dots, M$); W_i – весовой коэффициент правила i .

В блоке базы моделей адаптивного прогноза (см. Рисунок 3.2) приведено выражение для определения вектора пожаровзрывобезопасного состояния (применительно к системе «пласт – скважина»), где компонент $x_{n,j}^f$ означает прогнозную величину составляющих вектора состояния системы; верхний индекс f – этап прогнозирования; n – номер шага; j – номер реализации ансамбля вектора пожаровзрывобезопасного состояния системы «пласт – скважина», $j = 1, \dots, N_e$; $x_{n-1,j}^a$ – реализация вектора пожаровзрывобезопасного состояния на этапе анализа (верхний индекс a указывает на реализацию этапа анализа, нижние индексы определяют номер шага n и номер скважины j соответственно). Таким образом, на шаге предсказания (f) проводится реализация расчета моделей ансамбля с помощью симулятора (F) для получения значений наблюдаемых параметров на шаге n с применением величин компонентов вектора состояния, полученного на предыдущем шаге $n - 1$. Далее, $m_{n,j}^f$ определяет статические показатели (например, петрофизические характеристики пласта); $u_{n,j}^f$ описывает динамические характеристики системы (к примеру, водонасыщенность, газонасыщенность, пластовое давление, в том числе критические величины согласно требованиям к обеспечению пожаровзрывобезопасности исследуемых объектов); $g_{n,j}^f$ – расчетные показатели, зависящие от вышеприведенных статических и динамических показателей.

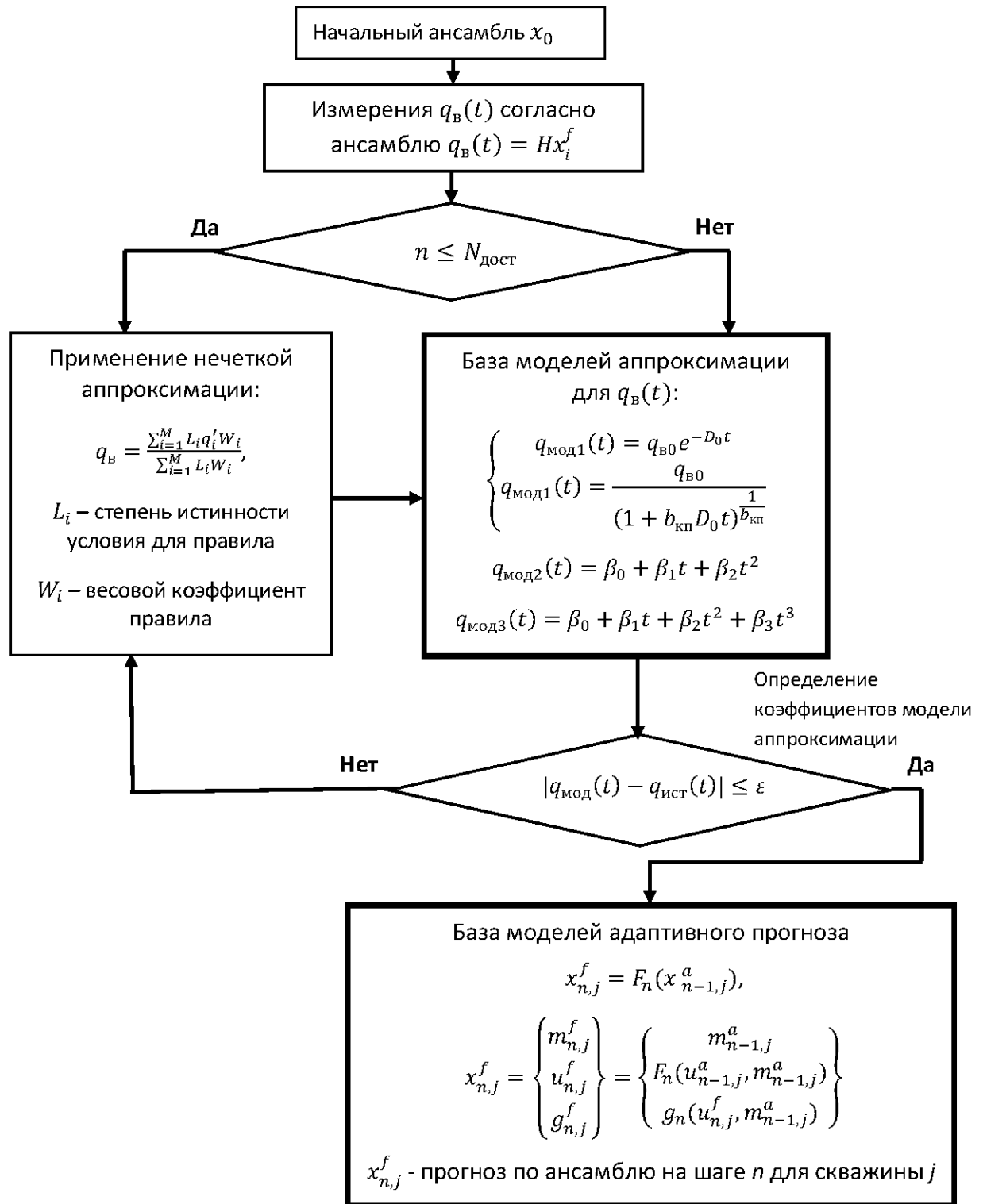


Рисунок 3.2 – Работа встроенного алгоритма многокритериального выбора модели аппроксимации для адаптивного прогноза дебита флюида для скважин кустов УНГКМ

Представленный на Рисунке 3.2 алгоритм обработки информации содержит встроенный механизм алгоритмической адаптации и параметрической адаптации

(выбор коэффициентов модели аппроксимации). Далее результаты поиска коэффициентов модели аппроксимации используются при построении матрицы переходов (матрицы эволюции) с помощью моделей адаптивного прогнозирования показателя добычи углеводородов. Применение нечеткого логического вывода позволяет определить коэффициенты модели аппроксимации показателей добычи углеводородов в случае неполноты исходной информации и использовать результаты для адаптивного прогнозирования параметров добычи углеводородов с помощью модификаций ансамбля фильтра Калмана.

3.2 Разработка моделей и алгоритмов адаптивного прогноза состояния системы «пласт – скважина» для компьютерной системы поддержки принятия решений по оптимизации управления рисками пожаровзрывобезопасности объектов

Поддержка управленческих решений при разработке и эксплуатации месторождений способствует выбору оптимального варианта (сценария) для достижения ведущих целей промышленности – снижения финансовых расходов и временных затрат. А корректная обработка поступающей информации и ее задействование при управлении производственными процессами добычи углеводородов позволяют обеспечить достижение планового уровня основных показателей эффективности работы нефтегазодобывающих структур [128]. В диссертации рассматривается комплексная проблема обработки измерений, оказывающих влияние на ПВБ объектов системы «пласт – скважина» применительно к разработке и эксплуатации НГКМ Крайнего Севера. При принятии решений по адаптивному управлению ПВБ ОПО системы «пласт – скважина» следует обращать внимание на точность информации, полученной от источников [129–131]. Это данные о геологических структурах, химико-технологических параметрах углеводородов, параметрах температуры, давления, скорости извлечения объемов углеводородов за фиксированный интервал времени.

Для разработки многокритериальной модели поддержки принятия решений по выбору модели адаптивного прогнозирования показателей ПВБ объектов

системы «пласт – скважина» должны последовательно выполняться следующие этапы:

- 1) анализ существующих решений в области адаптивного прогнозирования добычи нефти и газа;
- 2) аппроксимация данных теоретическими кривыми;
- 3) расчет кривых спада добычи углеводородов с помощью модификаций фильтра Калмана и анализ результатов прогнозирования согласно используемым модификациям;
- 4) формирование списка критериев и выделение наиболее важных критериев для выбора приоритетной модификации ФК;
- 5) определение применимости разработанного модуля и его роли в структуре многоагентной адаптивной КСППР по управлению пожаровзрывобезопасностью ОПО ПТО ГДК применительно к системе «пласт – скважина».

В работе выявлены проблемы погрешности измерений и погрешности, вызванной неточностями и вычислительной сложностью процесса моделирования [132; 133]. Установлено, что на точность результатов может влиять упрощение или принятые допущения при разработке моделей, а также ошибки измерений.

Задача, поставленная в работе, заключается в получении прогнозных величин среднегодового дебита флюида и в выборе предпочтительной модели адаптивного прогнозирования состояния объекта пласта применительно к системе «пласт – скважина». Ввиду уточнения формы кривой изменения дебита проведена аппроксимация полученных данных теоретическими кривыми. Исходными данными являются расчетные параметры работы восьми скважин Уренгойского УНГКМ в течение 43-летнего периода: A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7 и A8. Скважины принадлежат кусту А, объекты добычи размещены в сходных геолого-технологических условиях.

Исходные данные представляют собой результаты расчетного прогноза, полученные на производственном подразделении с помощью гидродинамического симулятора ECLISPE. В работе делается акцент на исследовании кривых спада дебита. На начальной стадии эксплуатации дебит обычно достигает наибольшего значения, а со временем снижается. Причем, как правило, процесс снижения дебита

со временем замедляется до достижения относительно стабильного показателя. Однако в каждом случае на кривую спада дебита влияет большое число факторов: геолого-геофизические свойства пласта, объемы запасов углеводородов, методы исследования и эксплуатации объекта, условия внешней среды. Анализ динамики дебита способствует поддержке принятия решений по управлению эксплуатацией месторождения (к примеру, определение рентабельности эксплуатации). В связи с этим анализ кривых спада добычи способствует решению вопросов применения методов интенсификации добычи.

В качестве инструментов анализа и адаптивного прогноза кривой спада добычи используются модели Арпса, описание которых приведено в подразделе 3.1.

Для количественной оценки неопределенности и рисков при прогнозировании добычи углеводородов и подсчетах извлекаемых запасов на месторождениях с высокой обводненностью используются байесовские методы и стохастическое моделирование Монте-Карло по схеме цепей Маркова. Применение метода Монте-Карло предполагает построение комплекса случайных чисел, который соответствует распределению вероятностей. Задача решается путем генерации выборок случайных величин, на базе которых рассчитываются вероятностные характеристики случайного процесса. Метод Монте-Карло с цепями Маркова применяют с непрерывными, дискретными и смешанными распределениями. Выражение для цепи Маркова можно представить в обобщенном виде:

$$P(X_k = x_k | X_{k-1} = x_{k-1}, X_{k-2} = x_{k-2}, X_1 = x_1) = P(X_k = x_k | X_{k-1} = x_{k-1}), \quad (3.13)$$

где $X_k, X_{k-1}, X_{k-2}, \dots, X_1$ – случайные величины;

$x_k, x_{k-1}, x_{k-2}, \dots, x_1$ – состояния случайных величин;

k – номер шага.

Алгоритм Метрополиса является одним из методов стохастического моделирования Монте-Карло по схеме цепей Маркова и определяется процессом генерации выборки любой функции распределения [125]. Алгоритм формирует цепь Маркова: на каждом последующем шаге выбранное значение зависит только

от предыдущего. Обобщение алгоритма принадлежит Гастингсу, поэтому алгоритм Метрополиса полагают частным случаем алгоритма Метрополиса–Гастингса.

При управлении разработкой месторождения задача определения изменения показателей ПВБ объектов системы «пласт – скважина» является одной из основополагающих, а результаты служат опорой для принятия решений в процессе пожаровзрывобезопасной эксплуатации пластовой системы. Поскольку разработка и эксплуатация месторождений проводятся в изменчивых условиях среды, а способы исследования пластовых систем обладают высокой степенью неопределенности, начальная информация, полученная от источников, является неточной и неполной. Однако при рассмотрении процессов разработки и эксплуатации в небольших временных масштабах относительно продолжительности всего жизненного цикла месторождения допустимо применять методы, требующие ряда упрощений и дискретизации. Процесс в этом случае будет рассмотрен как дискретный, а шаг дискретизации будет соответствовать моментам поступления измерений, причем изменение параметров системы в пределах шага будет незначительным. С учетом приведенных допущений для решения задачи адаптивного прогноза состояния пласта принято использовать модель множественного ансамбля фильтра Калмана и его модификации. Работа множественного АФК основана на работе метода Монте-Карло (байесовский подход к адаптации). Прежде чем перейти к описанию и применению АФК для решения задачи адаптивного прогноза состояния пластовой системы, приведем постановку задачи применения фильтра Калмана для решения задачи оценивания состояния линейной динамической системы (ЛДС).

3.2.1 Применение модели фильтра Калмана при решении задач оценивания

Модель фильтра Калмана применяется для решения задачи оценивания состояния ЛДС исходя из полученных зашумленных измерений. В результате применения модели уточняется описание положения объекта (или компонентов вектора состояния) в настоящий момент времени, выполняется предсказание на будущий период времени или аппроксимация показателей за прошедший интервал

времени (сглаживание). Состояние системы представлено вектором, содержащим действительные величины. На каждом шаге учитывается погрешность измерений и управляющие воздействия.

Будем рассматривать описание ЛДС с дискретным временем. Матрицы, приведенные далее, определяются для шага k : F_k – матрица преобразования (эволюции) системы; H_k – матрица измерений; Q_k – ковариационная матрица для шумовой компоненты вектора состояния; R_k – ковариационная матрица шума измерений; B_k – матрица коэффициентов для управляющих воздействий (при наличии).

Согласно модели динамической системы для фильтра Калмана состояние x_k определяется по состоянию в момент времени $k - 1$:

$$x_k = F_k x_{k-1} + B_k u_k + w_k, \quad (3.13.1)$$

где B_k – матрица, применяемая к вектору управляющего воздействия u_k ;

w_k – вектор погрешности, описываемый нормальным гауссовым распределением с нулевым математическим ожиданием и матрицей ковариации Q_k ;

$$w_k \approx N(0, Q_k).$$

Модель измерений z_k описывается следующим выражением:

$$z_k = H_k x_k + v_k, \quad (3.13.2)$$

где H_k – матрица, которая отображает пространство векторов состояния системы в пространство векторов результатов наблюдений;

v_k – вектор ошибки наблюдения, описываемый нормальным гауссовым распределением с нулевым математическим ожиданием и матрицей ковариации R_k ;

$$v_k \approx N(0, R_k).$$

Вектор состояния в начальный момент времени и векторы погрешностей независимы друг от друга: $\{x_0, w_1, \dots, w_k, v_1, \dots, v_k\}$.

Предсказание вектора состояния системы на шаг k согласно оценке вектора состояния x и вектора управления u на шаге $k - 1$ имеет вид:

$$\hat{x}_{k|k-1} = F_k \hat{x}_{k-1|k-1} + B_{k-1} u_{k-1}. \quad (3.14)$$

Матрица ковариации для предсказанного вектора состояния определяется на основе матрицы эволюции системы F_k и матрицы ковариации Q_{k-1} :

$$P_{k|k-1} = F_k P_{k-1|k-1} F_k^T + Q_{k-1}. \quad (3.15)$$

Рассмотрим расчет оценки вектора состояния на этапе анализа. Отклонение $\tilde{y}_k$ полученного измерения z_k от измерения, ожидаемого при выполненном предсказании, определяется как

$$\tilde{y}_k = z_k - H_k \hat{x}_{k|k-1}. \quad (3.16)$$

Матрица ковариации для вектора ошибки S_k вычисляется на основе значений матрицы ковариации $P_{k|k-1}$ для предсказанного вектора состояния, матрицы выборки измерений H_k и ковариационной матрицы шума измерений R_k :

$$S_k = H_k P_{k|k-1} H_k^T + R_k. \quad (3.17)$$

Матрица коэффициентов усиления Калмана K_k определяется на основе матрицы ковариации $P_{k|k-1}$ для предсказанного вектора состояния, матрицы выборки измерений H_k и матрицы вектора ошибки S_k :

$$K_k = P_{k|k-1} H_k^T S_k^{-1}. \quad (3.18)$$

Оценивание вектора состояния на основе результата, полученного на этапе предсказания, описывается выражением:

$$\hat{x}_{k|k} = \hat{x}_{k|k-1} + K_k \tilde{y}_k. \quad (3.18.1)$$

Матрица ковариации оценки вектора состояния системы (I – единичная матрица) имеет вид:

$$P_{k|k} = (I - K_k H_k) P_{k|k-1}. \quad (3.18.2)$$

Фильтр Калмана находит применение в задачах оценивания характеристики шумов динамики и измерительного оборудования [112]. При этом используется адаптивный алгоритм фильтра Калмана, поскольку расчетные прогнозируемые значения необходимо корректировать согласно полученным наблюдениям. В [112] предложено использовать модель временного ряда, описанную в терминах пространства состояний дискретного вида. Автор предлагает формирование

последовательности невязок $v_k^{(2)}$ и $v_k^{(3)}$ согласно полученным измерениям, на количество которых указывает верхний индекс:

$$v_k^{(2)} = y_k - y_{k-1}, \quad k = 2, 3, \dots, N,$$

$$v_k^{(3)} = y_k - \frac{1}{2}y_{k-1} - \frac{1}{2}y_{k-2},$$

где $\{y_k, k = 1, 2, \dots, N\}$ – исследуемый временной ряд;

$$y_k = x_k + v_k;$$

x_k – фактический уровень временного ряда;

v_k – случайная последовательность с $E[v_k] = 0$ и $E[v_k^2] = \sigma^2$;

$$x_{k+1} = x_k + w_k, \quad E[w_k] = q.$$

Прогнозируемое значение уровня ряда $\hat{x}(k+1|k)$ предложено рассчитывать согласно

$$\hat{x}(k+1|k) = \hat{x}(k|k) + \hat{q}(k|k),$$

$$\hat{x}(1|1) = y_1,$$

$$\hat{x}(k+1|k+1) = \hat{x}(k+1|k) + K(k+1)(y(k+1) - \hat{x}(k+1|k)),$$

где $K(k+1)$ – коэффициент усиления Калмана;

$$K(k+1) = \frac{P(k+1|k)}{P(k+1|k) + \hat{\sigma}^2(k+1|k+1)},$$

$$P(k+1|k) = P(k|k) + \hat{\sigma}_w^2(k+1|k+1),$$

$$P(1|1) = \hat{\sigma}_w^2(1|1),$$

$$P(k+1|k+1) = (1 - K(k+1))P(k+1|k).$$

Для систем большой размерности используется модель ансамблевого фильтра Калмана. В работе решается задача адаптивного прогнозирования вектора состояния пластовой системы с применением модели множественного ансамбля фильтра Калмана.

3.2.2 Применение ансамблевого фильтра Калмана и разработанных модификаций для адаптивного прогноза показателей добычи углеводородов с учетом пожаровзрывобезопасности объектов

Ансамбль фильтра Калмана опирается на байесовский подход, основывается на генерации ансамбля вероятных моделей с использованием предварительных геологических предположений. При инициализации обычно применяется численное моделирование с учетом начальных и граничных условий, хотя могут быть использованы и более сложные подходы, такие как мультиточечная геостатистика. АФК позволяет непрерывно обновлять модели месторождения в соответствии с поступающими измерениями. Применение АФК приводит к получению серии обновленных (адаптированных) моделей, для которых может быть проведен анализ неопределенности [134–137]. При этом АФК не требует сопряженных уравнений. Среди обновляемых переменных выделяются статические, динамические и дополнительные параметры (множители проницаемости, множители проводимости). Так, зависимые переменные (насыщенность, давление) обновляются наряду с адаптированными параметрами (такими, как проницаемость).

Впервые ансамблевый фильтр Калмана введен в работе [120] как модификация модели фильтра Калмана для решения задач с большой размерностью вектора состояния. Применительно к адаптации модели месторождения первое упоминание АФК приводится в работе [138]. Применение АФК для оценки проницаемости на двухмерном примере модели синтетического месторождения рассматривается в работе [139].

Поскольку АФК предполагает гауссово распределение для априорной модели и динамику линейной модели, он может некорректно работать в том случае, если апостериорное распределение не подчиняется гауссову или отношения между параметрами модели, статическими переменными и измерениями сильно нелинейные. В связи с этим для разрешения именно подобных проблем разрабатывались модификации АФК. К примеру, работа [115] презентовала итеративный АФК для решения проблемы нелинейности и негауссовости. В работе [140] предложен подтверждающий этап в алгоритме АФК, чтобы поддерживать в

соответствии статические и динамические переменные. При применении модели АФК для решения задач адаптации получили распространение комбинированные методы. Упоминание о комбинированных методах встречаются также в работах [116; 141].

Для решения задачи адаптивного прогнозирования вектора состояния пласта в структуре разработанной многоуровневой модели управления объектами ГДК используются существующие и модифицированные модели обработки информации с помощью ансамблевого фильтра Калмана. При этом рассматриваются следующие этапы.

1. На этапе предсказания на шаге (f) проводится реализация расчета моделей ансамбля с помощью симулятора (F) для получения величин наблюдаемых параметров на шаге n с применением информации вектора состояния, полученной на предыдущем шаге $n - 1$:

$$x_{n,j}^f = F(x_{n-1,j}^a), \quad (3.19)$$

где j – номер реализации ансамбля, $j = 1, \dots, N_e$.

На этом этапе на основе данных шага $n - 1$ для всех членов ансамбля генерируется предсказание на шаг n . Статические параметры при этом не изменяются. На основе статических и динамических параметров предыдущего шага рассчитываются динамические параметры для шага n :

$$x_{n,j}^f = \begin{Bmatrix} m_{n,j}^f \\ u_{n,j}^f \\ g_{n,j}^f \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} m_{n-1,j}^a \\ F_n(u_{n-1,j}^a, m_{n-1,j}^a) \\ g_n(u_{n,j}^f, m_{n-1,j}^a) \end{Bmatrix}. \quad (3.20)$$

Расчеты согласно функции F выполняются с помощью симулятора ECLIPSE. Данный симулятор выполняет имитацию процессов разработки месторождений, цифровые реализации которых представлены членами ансамбля, до момента поступления реальных измерений.

Измерения y_i поступают в моменты времени $t_1, t_2, \dots, t_N$ и связаны со статическими параметрами с помощью выражения

$$y_n = g_n(u(t_n), m) + \varepsilon_n^d,$$

где $\varepsilon^m(t)$ – нелинейный компонент.

Если обратиться к (3.13.1), то связь измерений y_n и описания вектора состояния x_n пласта можно записать следующим образом:

$$y_n = Hx_n + \varepsilon_n^d, \quad (3.21)$$

где H – матрица выборки измерений из вектора состояния, содержащая значения 0 и 1.

2. На этапе анализа вектор состояния $x_{n,j}^a$ рассчитывается согласно выражению

$$x_{n,j}^a = \begin{Bmatrix} m_{n,j}^f \\ u_{n,j}^f \\ g_{n,j}^f \end{Bmatrix} + K_n \left(d_{n,j} - H \begin{Bmatrix} m_{n,j}^f \\ u_{n,j}^f \\ g_{n,j}^f \end{Bmatrix} \right), \quad (3.22)$$

где K_n – матрица усиления Калмана;

$$K_n = C_{x_n^f} H^T (H C_{x_n^f} H^T + C_{y_n})^{-1}; \quad (3.23)$$

$C_{x_n^f}$ – ковариационная матрица ошибок для вектора состояния x_n^f ;

C_{y_n} – ковариационная матрица ошибок для вектора наблюдений y_n ;

$$C_{x_n^f} = \frac{\Delta X_n^f \Delta X_n^{fT}}{N_e - 1}; \quad (3.24)$$

ΔX_n^f – разность между значением вектора состояния и среднего по ансамблю;

$$\Delta X_n^f = X_n^f - \overline{X_n^f}, \quad (3.25)$$

$$C_{y_n} = \frac{\Delta y_n \Delta y_n^T}{N_e - 1},$$

$$\Delta y_n = y_n - \overline{y_n}.$$

Среднее $\overline{X_n^f}$ в выражении (3.25) используется для определения матрицы усиления Калмана (3.23) и влияет на расчет каждой реализации ансамбля на шаге анализа (3.22). Среднее значение по ансамблю предпочтительно вычислять как взвешенное среднее. Применяемая модель фильтра Калмана учитывает расчет

корреляции между полученными измерениями от источника (факт) $d_{obs,i}^j$ и синтетическими измерениями (по модели) $d_{i,j}$, полученными от симулятора (j – номер скважины, i – номер реализации вектора состояния). Расчет корреляции позволяет проанализировать качество адаптации каждой реализации и определить взаимосвязь реализаций вектора состояния.

В результате работы алгоритма получается обновленный ансамбль, на основе которого генерируется предсказание на следующей итерации. Результатом адаптации является финальный ансамбль, адекватно описывающий исходную модель пласта. Среднее по ансамблю, полученное в результате применения алгоритма, в большей мере соответствует описанию реальной динамической модели пластовой системы. Результаты оценивания согласно предложенным модификациям модели фильтра Калмана могут быть использованы при проектировании разработки месторождения, оптимизации разработки [74; 142; 143], управлении добычей углеводородов.

В подразделе 3.1 диссертации представлен разработанный алгоритм многокритериального выбора модели аппроксимации для полученных измерений дебита углеводородов, жидкости и воды, а также расчеты параметров для рассмотренных моделей аппроксимации.

Перейдем к реализации адаптивного прогноза показателей добычи углеводородов на основе следующих моделей фильтра Калмана, которые были описаны ранее в данной главе: множественный ансамбль фильтра Калмана ($EnKF$), сглаженный множественный ансамбль фильтра Калмана ($SEnKF$) и иерархический множественный ансамбль фильтра Калмана с применением сглаживания ($SHEnKF$). Работа моделей апробирована на основе данных Таблицы 3.1. Для генерации шумовых параметров был использован вихрь Мерсенна (Mersenne twister). Алгоритм предполагает генерацию двух независимых последовательностей 32-битовых целых чисел, из которых составляется одно 64-битовое число. Результат соответствует формату двойной точности (double precision).

Для инициализации шумового компонента w_k вектора состояния принято значение среднеквадратического отклонения, полученное по Таблице 3.2.

В качестве шумового компонента v_k для измерительного прибора используется величина 0,02 (согласно принятой предельной погрешности измерительных приборов для контроля дебита жидкости и дебита воды). Для программной реализации шумового компонента применена функция `normrnd`, использующая нормальное гауссово распределение.

Для решения задачи адаптивного прогнозирования использована модель множественного ансамбля фильтра Калмана с учетом этапа корректировки среднего значения. Процедура позволяет получить среднее финального ансамбля, корреляция которого со средним начального ансамбля выше, чем для базового алгоритма *EnKF*. Применение предложенной модели при решении задачи адаптации модели пластовой системы реализовано в работах [32; 124; 144–149]. Для иерархического ансамбля фильтра Калмана принято разделение ансамбля на три подансамбля, поскольку при таком разделении по результатам ряда испытаний получена минимальная величина СКО [148].

3.2.3 Применение моделей сглаживания для адаптивного прогноза показателей добычи углеводородов

Как правило, данные о динамике добычи углеводородов бывают сильно зашумленными и отличаются неполнотой по ряду причин. В этом случае повысить точность результатов и снизить априорную неопределенность позволяют сглаженные модели. Сглаживание применяется для случаев, когда информация о модели характеризуется значительной неполнотой. В связи с этим распространение получили как классический метод экспоненциального сглаживания, так и виды двойного сглаживания, которое отличается построением прогноза на две точки вперед, а ряд разбивается на компоненты уровня l и тренда β . В одном из видов, методе экспоненциального сглаживания Хольта, вводится показатель «сезонности» τ , т. е. периода повторяющихся колебаний вокруг уровня и тренда.

К примеру, если количество точек скользящей группы $N = m - 2p + 1$, то общий вид формулы сглаживания для средней точки скользящей группы будет таким:

$$\tilde{y}_t = \frac{1}{m} \sum_{i=t-p}^{t+p} y_i. \quad (3.26)$$

При этом критерий проверки повторного сглаживания описывается выражением

$$\max(|\tilde{y}_i - y_1|) \leq \varepsilon. \quad (3.26.1)$$

В случае большого количества точек применяется следующее рекуррентное выражение:

$$\tilde{y}_t = \tilde{y}_{t-1} + \frac{y_{t+p} - y_{t-(p+1)}}{2p+1}. \quad (3.26.2)$$

Случай сглаживания предполагает, что оценка по модели зависит от фактора α , определяющего, насколько сильно предыдущее модельное значение $\hat{y}_{t-1}$ влияет на расчет $\hat{y}_t$ (чем меньше α , тем сильнее влияние), при этом y_t – текущее истинное значение:

$$\hat{y}_t = \alpha y_t + (1 - \alpha) \hat{y}_{t-1} \text{ при } 0 \leq \alpha \leq 1. \quad (3.26.3)$$

Случай (3.26) является взвешенной моделью сглаживания, которая применяется в работе для пересчета оценок показателей добычи углеводородов.

При применении двойного экспоненциального сглаживания (модель Хольта–Винтерса) к прогнозируемому моделью значению добавляется величина тренда τ_{t-1} :

$$\hat{y}_t = \alpha \hat{y}_{t-1} + (1 - \alpha) \hat{y}_{t-1} + \tau_{t-1}, \quad (3.26.4)$$

где $\tau_{t-1} = (1 - \beta)(\hat{y}_{t-1} - \hat{y}_{t-2}) + \beta \hat{\tau}_{t-2}$.

Применительно к случаю адаптации вектора состояния пластовой системы при разработке и эксплуатации месторождения выражение (3.26) будет записано в следующем виде:

$$\hat{q}_{Bt} = \alpha q_{Bt} + (1 - \alpha) \hat{q}_{Bt-1}, \quad (3.26.5)$$

где q_{Bt} – дебит флюида.

3.2.4 Применение модели локального ансамбля фильтра Калмана для управления и прогнозирования добычи углеводородов

Ниже рассмотрен пример использования локального ансамбля фильтра Калмана, приведены его особенности.

Известно, что алгоритм ансамбля фильтра Калмана и вариационный алгоритм 4D-Var усовершенствованы в целях снижения ошибки по модели и влияния случайных компонент, вызванного нелинейным поведением параметров объекта управления. Рассмотрим вариант алгоритма локального ансамбля преобразующего фильтра Калмана (Local Ensemble Transform Kalman Filter, LETKF). На Рисунке 3.3 представлены структурная схема действия аппарата LETKF. Обратим внимание, что измерения оценены одномоментно в каждой точке сеточной модели. Алгоритм не требует дополнительных поправок или дополнений матрицы (ajoint). При этом весовые коэффициенты вычисляются в явном виде. Учтем, что корректировка предсказанного значения ввиду ошибок оценивания и наличия шума в наблюдениях дополняется весовыми коэффициентами, которые определяют величину поправки к результату прогноза, полученную на основе измерений реального времени. Таким образом, определяется наилучшая оценка состояния системы, основанная на поправке к прогнозу, которая соответствует этапу анализа алгоритма фильтрации.

В локальном рассмотрении алгоритм определяет в каждой точке сетки используемые измерения и вычисляет локальную матрицу ковариаций этапа анализа $\tilde{P}^a$, а также возмущения в ансамблевом пространстве, представленные матрицей весов W^a (см. Рисунок 3.3). При этом среднее на этапе анализа в ансамблевом пространстве определяется согласно

$$\bar{w}^a = \tilde{P}^a Y^{fT} Y R^{-1} (y^0 - \bar{y}^f), \quad (3.26.6)$$

где R^{-1} – матрица, обратная матрице ковариаций ошибок наблюдений;

$\bar{y}^f$ – среднее по ансамблю;

y^0 – начальная реализация вектора измерения.

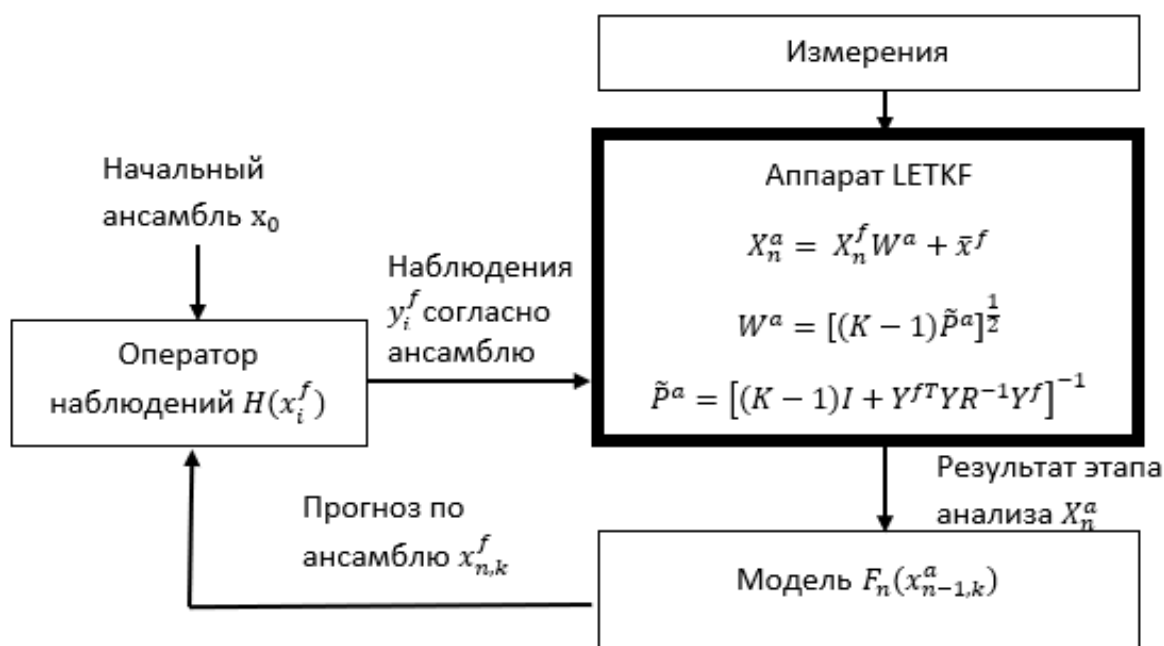


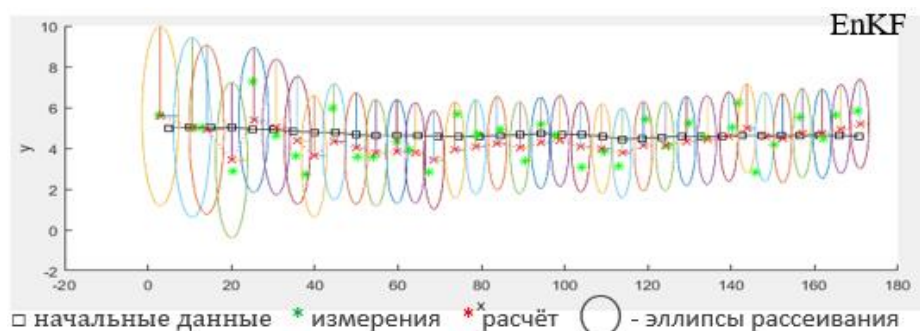
Рисунок 3.3 – Работа алгоритма локального ансамбля преобразующего фильтра Калмана (LETKF): K – матрица усиления; X^f – массив разностей каждого компонента вектора состояния и среднего значения; Y_n^f – массив разностей каждого компонента вектора измерения и среднего значения; H – матрица выборки измерений; F_n – матрица эволюции; X_n^a – преобразование вектора состояния на этапе анализа в модельном пространстве

Объединенные результаты вычислений вектора состояния в каждой точке сеточной модели являются компонентами нового глобального представления вектора состояния. Заметим, что выходным результатом работы алгоритма LETKF является вектор весов на этапе анализа и матрица весов W^a для возмущений. Эти веса используются для корректировки полученного прогнозного значения по ансамблю $(\bar{x}_n^a)$.

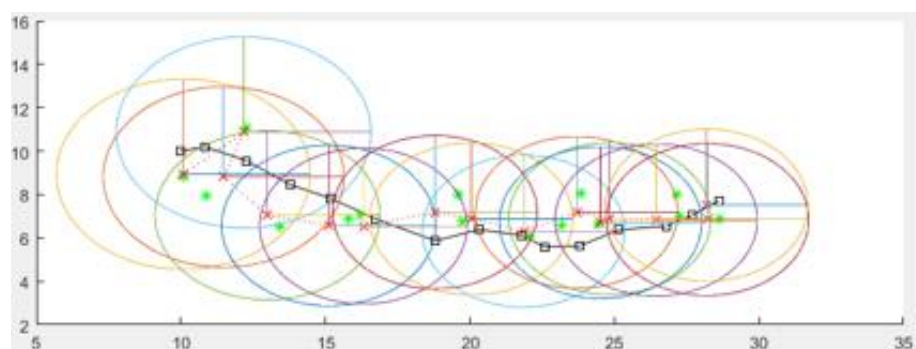
3.2.5 Результаты адаптации показателей вектора состояния системы «пласт – скважина» с помощью моделей фильтра Калмана

На Рисунках 3.4, 3.5 и 3.6 приведены результаты применения моделей фильтра Калмана на основе данных добычи углеводородов на объектах УКПГ-5В и УКПГ-1АВ Уренгойского НГКМ: множественного АФК ($EnKF$), сглаженной

модификации множественного АФК ($SEnKF$) и сглаженной модификации иерархического множественного АФК ($SHEnKF$) соответственно.

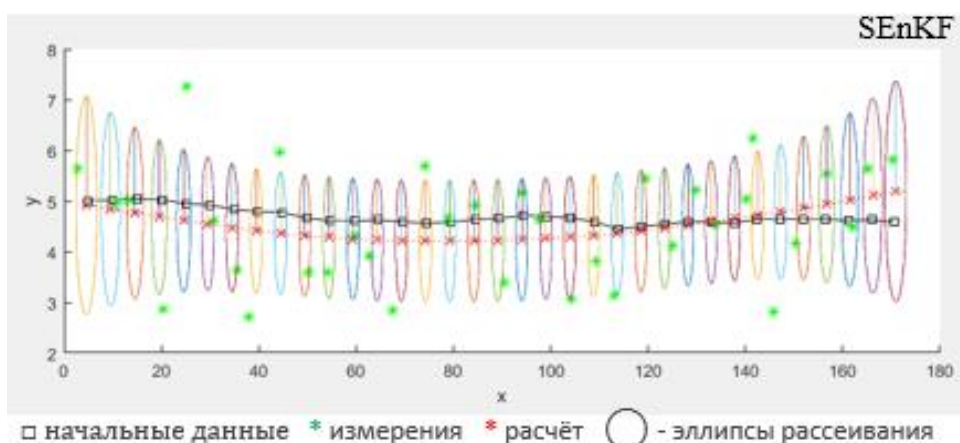


а

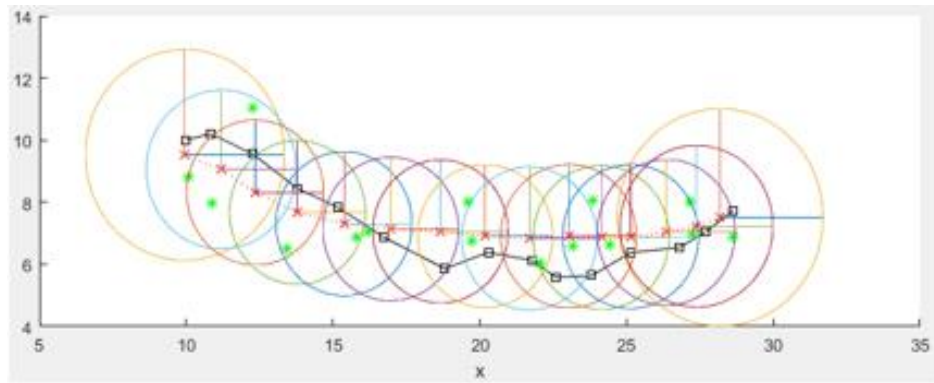


б

Рисунок 3.4 – Результаты применения алгоритма множественного АФК для временных рядов дебита флюида на объектах: а – УКПГ-5В УНГКМ; б – УКПГ-1АВ УНГКМ

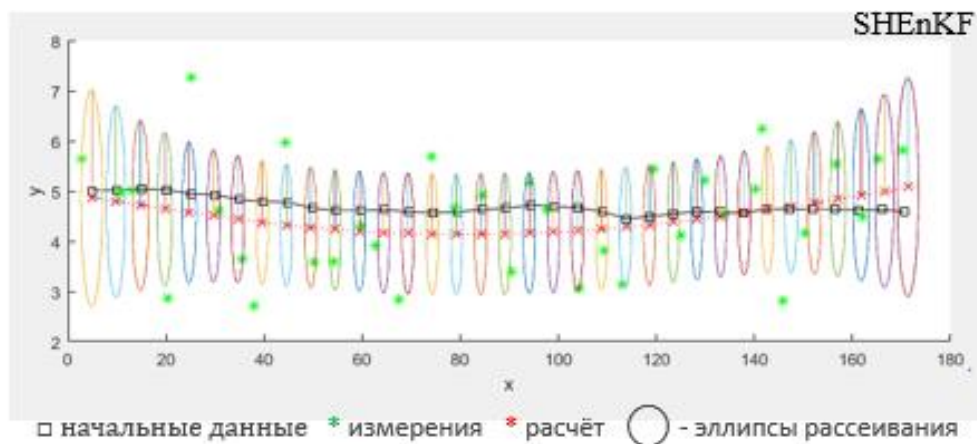


а

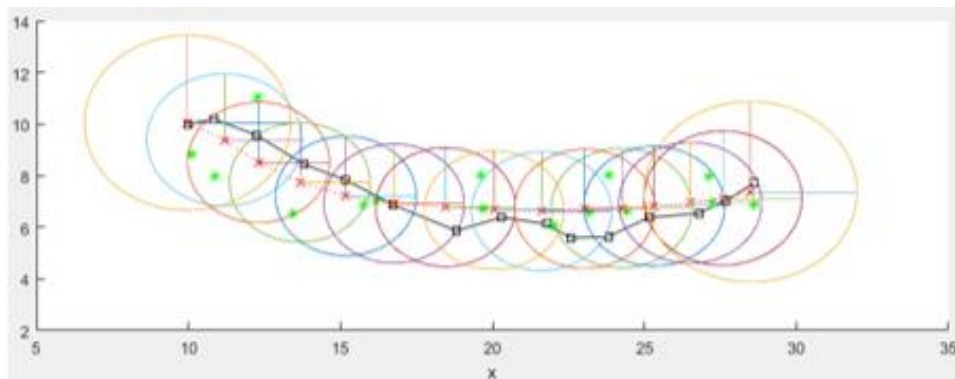


б

Рисунок 3.5 – Результаты применения алгоритма множественного АФК с использованием сглаживания для временных рядов дебита флюида на объектах: а – УКПГ-5В УНГКМ; б – УКПГ-1АВ УНГКМ



а



б

Рисунок 3.6 – Результаты применения алгоритма иерархического множественного АФК с использованием сглаживания для временных рядов дебита флюида на объектах: а – УКПГ-5В УНГКМ, количество подансамблей $N_g = 3$; б – УКПГ-1АВ УНГКМ, количество подансамблей $N_g = 4$

Визуализация показателей разброса для полученных результатов выполнена с помощью эллипсов неопределенности (эллипсов рассеивания), которые определяют минимальную «площадь рассеивания» вектора X с вероятностью $p(\lambda)$, где λ –

нормирующий параметр, рассмотренный далее как высота эллипса. Для определения эллипсов введено понятие главных средних квадратических отклонений σ_1 и σ_2 , выраженных через средние квадратические отклонения σ_x и σ_y , и коэффициент корреляции r согласно (3.29) [116; 150]. При этом угол α , выраженный через (3.27), определяет поворот осей системы координат согласно (3.28):

$$\operatorname{tg} 2\alpha = \frac{2r\sigma_x\sigma_y}{\sigma_x^2 - \sigma_y^2}, \quad (3.27)$$

$$\begin{cases} x' = x \cos \alpha + y \sin \alpha, \\ y' = -x \sin \alpha + y \cos \alpha, \end{cases} \quad (3.28)$$

$$\begin{cases} \sigma_1^2 = \sigma_x^2 \cos^2 \alpha + r\sigma_x\sigma_y \sin 2\alpha + \sigma_y^2 \sin^2 \alpha, \\ \sigma_2^2 = \sigma_x^2 \sin^2 \alpha - r\sigma_x\sigma_y \sin 2\alpha + \sigma_y^2 \cos^2 \alpha. \end{cases} \quad (3.29)$$

Таким образом, выражение (3.27) определяет направление осей симметрии эллипса, центр которого фиксирует точка (m_x, m_y) , где m_x и m_y – безусловные математические ожидания.

Для главных осей эллипса $r = 0$, а плотность нормального закона распределения записывается следующим образом:

$$f(x, y) = \frac{1}{2\pi\sigma_1\sigma_2} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{x^2}{\sigma_1^2} + \frac{y^2}{\sigma_2^2}\right)\right). \quad (3.30)$$

Высоту эллипса определяет параметр λ , который вычисляется согласно

$$\lambda^2 = \frac{x^2}{\sigma_1^2} + \frac{y^2}{\sigma_2^2}. \quad (3.31)$$

Геометрический смысл коэффициента корреляции r следующий: если рассмотреть координатный прямоугольник, стороны которого параллельны осям координат (оси координат обладают размерами, равными соответственно $\pm\delta_x$ и $\pm\delta_y$), то точки касания эллипса, вписанного в прямоугольник, находятся на одинаковых расстояниях относительно осей координат, равных r [142].

На основании полученных эллипсов неопределенности (см. Рисунки 3.5–3.7) можно сделать вывод о предпочтительности использования алгоритма модификаций фильтра Калмана со сглаживанием. Однако для выбора предпочтительного типа фильтра Калмана необходимо провести сопоставление расчетных критериев. Для этого обратимся к показателям, описанным в выражениях (3.8)–(3.10), а также введем дополнительные показатели для выбора модели ФК: разность между

средними начального и конечного ансамблей динамики дебита $\Delta moil_{rate}$ и коэффициент корреляции ηoil_{rate} для средних значений начального и конечного ансамблей для дебита флюида. Отметим, что коэффициент корреляции Пирсона рекомендовано использовать как критерий по выбору модели вытеснения и в случае применения оптимальной модели проведения прогнозного расчета добычи углеводородов [116; 138; 151]. И несмотря на то что были установлены недостатки использования подобного коэффициента, он применяется для производственных расчетов. Приведенные дополнительные показатели вычисляются в соответствии с выражениями:

$$\Delta moil_{rate} = \bar{Y}_{\text{нач.анс}} - \bar{Y}_{\text{фин.анс}} , \quad (3.32)$$

$$\eta oil_{rate} = \frac{cov Y_{\text{нач.анс}} Y_{\text{фин.анс}}}{\sigma Y_{\text{нач.анс}} \sigma Y_{\text{фин.анс}}} . \quad (3.33)$$

Таблица 3.11 – Результаты работы трех типов алгоритма множественного ансамбля фильтра Калмана для оценки дебита флюида скважин УНГKM

Критерий	<i>EnKF</i>	<i>SEnKF</i>	<i>SHEnKF</i>	<i>EnKF</i>	<i>SEnKF</i>	<i>SHEnKF</i>	<i>EnKF</i>	<i>SEnKF</i>	<i>SHEnKF</i>	<i>EnKF</i>	<i>SEnKF</i>	<i>HEnKF</i>
	Скважина А1			Скважина А2			Скважина А3			Скважина А4		
СКО (δ)	0,0514	0,0359	0,0251	0,0801	0,0560	0,0392	0,1034	0,0827	0,0579	0,0672	0,0470	0,0329
<i>MAE</i>	0,0428	0,0256	0,01797	0,7868	0,0508	0,0355	0,0869	0,0695	0,0486	0,0541	0,0324	0,0227
<i>MAPE</i>	8,4194	5,05164	3,5361	0,7868	0,5507	0,3855	19,6449	11,7869	8,2508	1,2915	1,2915	0,9040
<i>Var(Y)</i>	364,7855	255,3498	178,7448	119,575	71,7454	50,2218	224,9368	0,0695	94,4734	36,217	25,3519	17,7463
η_{oil_rate}	0,9994	0,9994	0,9998	0,9812	0,9812	0,9816	0,9784	0,9784	0,9788	0,8779	0,8779	0,8783
Δ_{moil_rate}	−0,0336	−0,0201	−0,0141	−0,0608	−0,0486	−0,0340	−0,0863	−0,0604	−0,0422	0,8779	−0,0281	−0,0197
	Скважина А5			Скважина А6			Скважина А7			Скважина А8		
СКО (δ)	0,0995	0,0597	0,0417	0,077	0,0539	0,0377	0,0591	0,0472	0,0330	0,0452	0,0437	0,0305
<i>MAE</i>	0,0778	0,0622	0,0435	0,0687	0,04122	0,0288	0,0497	0,0397	0,0278	0,0384	0,0307	0,0215
<i>MAPE</i>	1,7832	1,2482	1,7832	0,7973	0,5581	0,7973	4,0534	2,4320	1,7024	0,4075	0,326	0,2282
<i>Var(Y)</i>	163,766	131,013	91,7091	691,7087	484,196	338,9373	810,084	648,0674	453,647	22,4433	13,4659	9,4261
η_{oil_rate}	0,8864	0,8864	0,8868	0,9721	0,9721	0,9725	0,9723	0,9723	0,9727	0,8973	0,8973	0,8977
Δ_{moil_rate}	0,8864	−0,0419	−0,0293	0,9721	−0,0504	−0,0353	−0,0448	−0,0313	−0,0219	−0,0241	−0,0192	−0,0135

В Таблице 3.11 приведены результаты вычисления расчетных критериев по результатам применения трех моделей адаптивного прогноза дебита флюида на основе множественного ансамбля фильтра Калмана для восьми скважин УНГКМ. Ввиду близости коэффициента детерминации к единичному значению для показателя дебита каждой из скважин в списке критериев (см. Таблицы 3.11 и 3.12) этот показатель не приведен. В Таблице 3.12 отражены усредненные значения критериев для выбора приоритетного варианта из трех типов моделей. Определение средних значений показателей позволяет рассматривать общий PVT-регион для скважин продуктивного участка Уренгойского НГКМ и, соответственно, использовать полученные значения в качестве критериев для многокритериальной оценки моделей фильтра Калмана. В Таблицах 3.11 и 3.12 маркировкой выделены из трех альтернатив (моделей ФК) предпочтительные варианты расчетных критериев.

Таблица 3.12 – Средние значения (по скважинам куста А для критериев выбора модели на базе ансамбля фильтра Калмана)

Критерий	Расчетная модель		
	$EnKF$	$SEnKF$	$SHEnKF$
СКО (δ)	0,0728	0,0533	0,0373
MAE	0,0602	0,0440	0,0308
$MAPE$	4,8542	3,0024	2,1017
$Var(Y)$	304,19	220,519	154,363
η_{oil_rate}	0,9456	0,9456	0,9460
$\Delta moil\_rate$	-0,0522	-0,0375	-0,0262

Представленные в Таблице 3.12 результаты свидетельствуют о приоритете применения расчетной модели на базе предложенной модификации иерархического $EnKF$ со сглаживанием и этапа корректировки среднего значения для адаптивного прогноза компонентов вектора состояния (в рассматриваемом случае

показателя добычи флюида) и определения вектора пожаровзрывобезопасного состояния пласта БУ 11-2 УНГКМ.

Отрицательные значения разности средних начального и финального ансамблей динамики дебита подтверждают превышение прогнозных значений над начальным ансамблем (начальные величины дебита занижены, что влияет на экономические оценки добычи углеводородов). Показатели разности средних начального и финального ансамблей для дебита свидетельствуют о прогнозируемых потерях объемов флюида. К примеру, для случая применения модели множественного ансамбля фильтра Калмана на основании анализа разности средних начального и финального ансамблей потери составляют 0,0522 т/сут, годовые потери составят 19,053 т, а за 43-летний период – порядка 819,279 т. Однако для выбора приоритетной расчетной модели необходимо руководствоваться не только критериями ошибок, но и технологическими критериями, а также затратами времени и ресурсов на выполнение расчетов, в том числе гидродинамических, требующих существенных затрат времени, в некоторых случаях превышающих сутки. Информация, используемая в процессе многокритериальной оценки моделей, позволяет существенно снизить недостоверность и неточность результатов, а также использовать ограничения и условия производственной задачи разработки.

В работе также выполнен анализ и адаптивный прогноз показателей дебита жидкости и обводненности, что способствует уточнению накопленной добычи жидкости и в перспективе будет служить для определения планового показателя работы скважин механизированного фонда. Так, на месторождениях, которые подвергаются заводнению, в большинстве случаев используется именно механизированный способ добычи флюида [40].

3.3 Многокритериальная оценка показателей (критериев) состояния пласта в системе «пласт – скважина – установка комплексной подготовки газа – установка подготовки нестабильного конденсата» и оптимизация выбора множественного ансамбля фильтра Калмана

Метод многокритериальных оценок является инструментом, который применяется для поддержки принятия решений при наличии многих критериев, которые должны быть учтены при заданных условиях. Он позволяет структурировать проблему принятия решений, определить критерии, их важность и использовать математические методы в целях ранжирования и выбора наилучших альтернатив из предложенных [5; 152]. На основе полученных результатов работы алгоритмов сформирована система критериев и выполнена многокритериальная оценка используемых инструментов адаптивного прогноза дебита флюида [124]. Проведен выбор предпочтительного типа АФК при решении задачи адаптивного прогнозирования показателей ПVB объектов ПТО ГДК применительно к системе «пласт – скважина». Разработаны рекомендации по поддержке процесса принятия решений в процессе разработки нефтегазо-конденсатного месторождения в условиях неопределенности.

Система критериев для выбора алгоритма адаптивного прогноза показателей добычи представлена выражением

$$ACS = \{P, A, П\}, \quad (3.34)$$

где P – расчетные критерии;

A – критерии адаптивности;

$П$ – критерии, определяющие практическую применимость модели адаптивного прогноза.

В качестве расчетных критериев (P) приняты показатели, представленные в Таблице 3.2, за исключением коэффициента детерминации и суммы квадратов ошибок, а также разность между средними начального и конечного ансамблей динамики дебита Δm_{oil_rate} и коэффициент корреляции η_{oil_rate} для средних значений начального и конечного ансамблей показателя добычи углеводородов. Критериями, характеризующими начальные данные для решения задачи адаптивного прогноза компонентов вектора состояния пласта (A), являются: количество членов

ансамбля, неполнота исходной информации и шумовая характеристика. К критериям, описывающим особенности практического применения моделей адаптивного прогноза на основе ансамбля фильтра Калмана (П), относятся уровень применимости на крупномасштабных месторождениях, оценка затрат на дополнительное моделирование и оценка ресурсов, затрачиваемых на процесс адаптации гидродинамической модели месторождения с помощью симулятора. Данные критерии используются в ряде работ, посвященных применению множественного ансамбля фильтра Калмана для решения задач прогнозирования и управления [116; 151; 153–156]. В работе приведена балльная оценка значений критериев (Таблица 3.13).

Таблица 3.13 – Балльная оценка критериев для анализа работы алгоритмов адаптивного прогноза вектора состояния объекта «пласт»

Критерий	Тип критерия	Реализация расчета согласно альтернативам (расчетным моделям)			
		№ 1	№ 2	№ 3	Среднее K_i^D
СКО для ряда значений дебита флюида δ	P	3,4426	5,203	6,6421	5,0959
Разность между средними начального и конечного ансамблей для динамики дебита $\Delta moil\_rate$	P	5,2993	6,6205	7,6339	6,5179
Среднее значение абсолютного отклонения MAPE, %	P	9,563122	9,729781	9,810847	9,70125
Среднее абсолютное отклонение MAE	P	6,4216	4,9645	3,7756	5,0539
Корреляция среднего значения дебита для начального и конечного ансамблей ηoil_rate	P	9,51067	9,51121	9,51481	9,51223
Балл, влияющий на получение неточных результатов при увеличении членов выборки, %	A	7,3	6,4	4,6	6,1
Балл, влияющий на получение неточных результатов из-за влияния неполной исходной информации, %	A	6,4	4,15	5,05	5,2
Балл, влияющий на получение неточных результатов из-за влияния шумового фактора, %	A	4,6	3,7	2,8	3,7

Продолжение Таблицы 3.13

Критерий	Тип критерия	Реализация расчета согласно альтернативам (расчетным моделям)			
		№ 1	№ 2	№ 3	Среднее K_i^D
Балл оценки вычислительной сложности при увеличении выборки, %	А	5,5	6,4	8,2	6,7
Балл оценки уровня применимости на крупномасштабных месторождениях, %	П	5,5	8,2	7,3	7
Балл оценки затрат на дополнительное моделирование, %	П	3,7	3,7	6,4	4,6
Ресурсы, затрачиваемые на процесс адаптации гидродинамической модели месторождения с помощью симулятора, мин	П	5,5	2,5	4	4

В работе проведено ранжирование критериев, выбор из них наиболее важных с помощью принципа Парето (20/80) и инженерного подхода (77 % от 100 %). Для многокритериальной оценки модификаций множественного ансамбля фильтра Калмана используется принцип стабильной оптимальности на базе результатов, полученных с помощью применения следующих методов: принципа последовательных уступок, принципа Беллмана–Заде, метода достоинств и недостатков, принципа Парето, правила Борда, турнирной сортировки [157]. Обновленный ряд критериев представлен в Таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Упорядоченный ряд наиболее важных критериев для выбора модификации множественного ансамбля фильтра Калмана

Критерий	Тип критерия	Реализация расчета согласно альтернативам (моделям)			
		№ 1	№ 2	№ 3	Среднее K_i^D
Среднее абсолютное отклонение MAE	Р	3,4426	5,203	6,6421	5,0539
СКО для ряда значений дебита флюида δ	Р	3,4426	5,203	6,6421	5,0959
Разность между средними начального и конечного ансамблей для динамики дебита $\Delta moil\_rate$	Р	5,2993	6,6205	7,6339	6,5179
Балл оценки затрат на дополнительное моделирование, %	П	3,7	3,7	6,4	4,6
Балл оценки вычислительной сложности при увеличении выборки, %	Р	5,5	6,4	8,2	6,7

Наряду с указанными методами для многокритериального выбора аппарата адаптивного прогнозирования показателей ПВБ объектов ПТО ГДК, применен метод анализа иерархий (МАИ). На Рисунке 3.7 представлены следующие обозначения: А – фокус иерархии (глобальный критерий – эффективность адаптации, 0-й уровень); В1, В2, В3 – виды критериев (1-й уровень), где В1 – критерии ошибок, В2 – технологические критерии, описывающие требования к адаптации гидродинамической модели (ГДМ) НГКМ, В3 – критерии практической применимости модификации АФК; С_і – критерии (2-й уровень), где *i* – номер критерия согласно Таблице 3.14, причем С1, С2, С3 – критерии вида В1, С4 – критерий вида В2 и С5 – критерий вида В3; ФК1 (*EnKF*), ФК2 (*SEnKF*), ФК3 (*SHEnKF*) – альтернативы (модификации) множественного ансамбля фильтра Калмана.

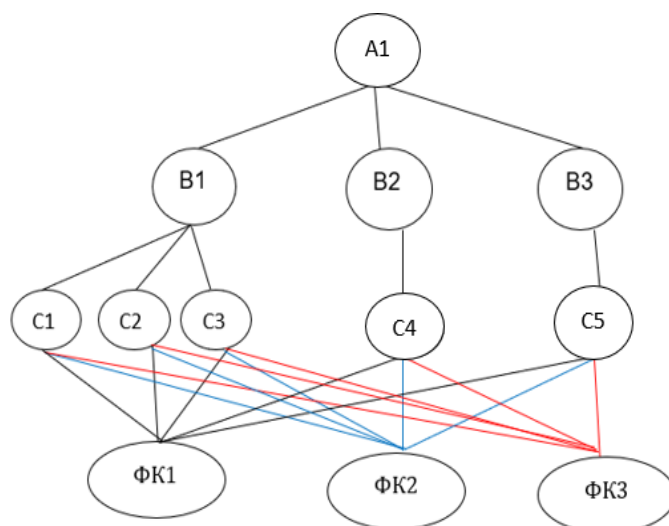


Рисунок 3.7 – Иерархия для выбора аппарата адаптивного прогнозирования показателей ПВБ объектов ПТО ГДК

В Таблице 3.15 представлена матрица приоритетов видов критериев с точки зрения фокуса иерархии. Таблица заполняется согласно девятибалльной шкале предпочтений, т. е. если вид критериев В1 имеет слабо существенное преобладание перед видом критериев В2, то ячейке В1В2 таблицы соответствует 2, а ячейке В2В1 – 0,5. Аналогично заполнены остальные ячейки Таблицы 3.15. В Таблице 3.15 определены следующие показатели: Σ – сумма по строкам, π_i – приоритет, λ – собственное значение, $\lambda_{\max}$ – наибольшее собственное значение матрицы суждений, ИС – индекс согласованности матрицы суждений, который,

наряду с отношением согласованности, используется для контроля согласованности матриц приоритетов.

Таблица 3.15 – Матрица приоритетов видов критериев (с точки зрения фокуса иерархии)

A	AB1	AB2	AB3	Σ	π_i	λ	$\lambda_{\max}$	ИС
AB1	1	2	3	6,00	0,53	0,97	3,02	0,01
AB2	0,50	1	2	3,50	0,31	1,08		
AB3	0,33	0,50	1	1,83	0,16	0,97		

Вектор приоритетов альтернатив друг перед другом приведен в Таблице 3.16. Наиболее высоким приоритетом обладает модификация сглаженного множественного АФК (ФК2).

Таблица 3.16 – Вектор приоритетов альтернатив модификаций АФК

Модификация АФК	ФК1	ФК2	ФК3
Вектор приоритетов	0,21	0,38	0,25

В Таблице 3.17 представлен результат работы принципа стабильной оптимальности. Для выбора приоритетного варианта расчетной модели в Таблице приведены результаты расчетов указанными методами, сумма баллов для каждой расчетной модели. На основании данных Таблицы 3.17 определен вариант, которому соответствует наименьшее значение суммы баллов.

Таблица 3.17 – Применение принципа стабильной оптимальности для выбора модели прогнозирования показателя дебита флюида

Расчетная модель	РЕЙТИНГ							Сумма
	Правило последовательных уступок	Метод достоинств и недостатков	Принцип Парето	Принцип Беллмана–Заде	Метод анализа иерархий	Правило Борда	Турнирная таблица	
<i>EnKF</i>	3	3	0	2	3	3	2	13
<i>SHEnKF</i>	2	1	0	3	1	1	1	8
<i>SEnKF</i>	1	2	0	1	2	2	1	7

Результаты многокритериальной оценки согласно Таблице 3.17 подтверждают, что реализация решения задачи адаптивного прогноза показателя добычи для скважин объекта УКПГ-2В на основе сглаженного множественного АФК является приоритетным вариантом. Для реализации решения на основе иерархического АФК с применением сглаживания требуются дополнительные затраты. Результаты разработки расчетного модуля позволяют получить уточненные значения показателей добычи и способствуют реализации адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК.

На Рисунке 3.8 представлен алгоритм работы модуля многокритериального анализа для выбора модели адаптивного прогноза вектора пожаровзрывобезопасного состояния пластовой системы.

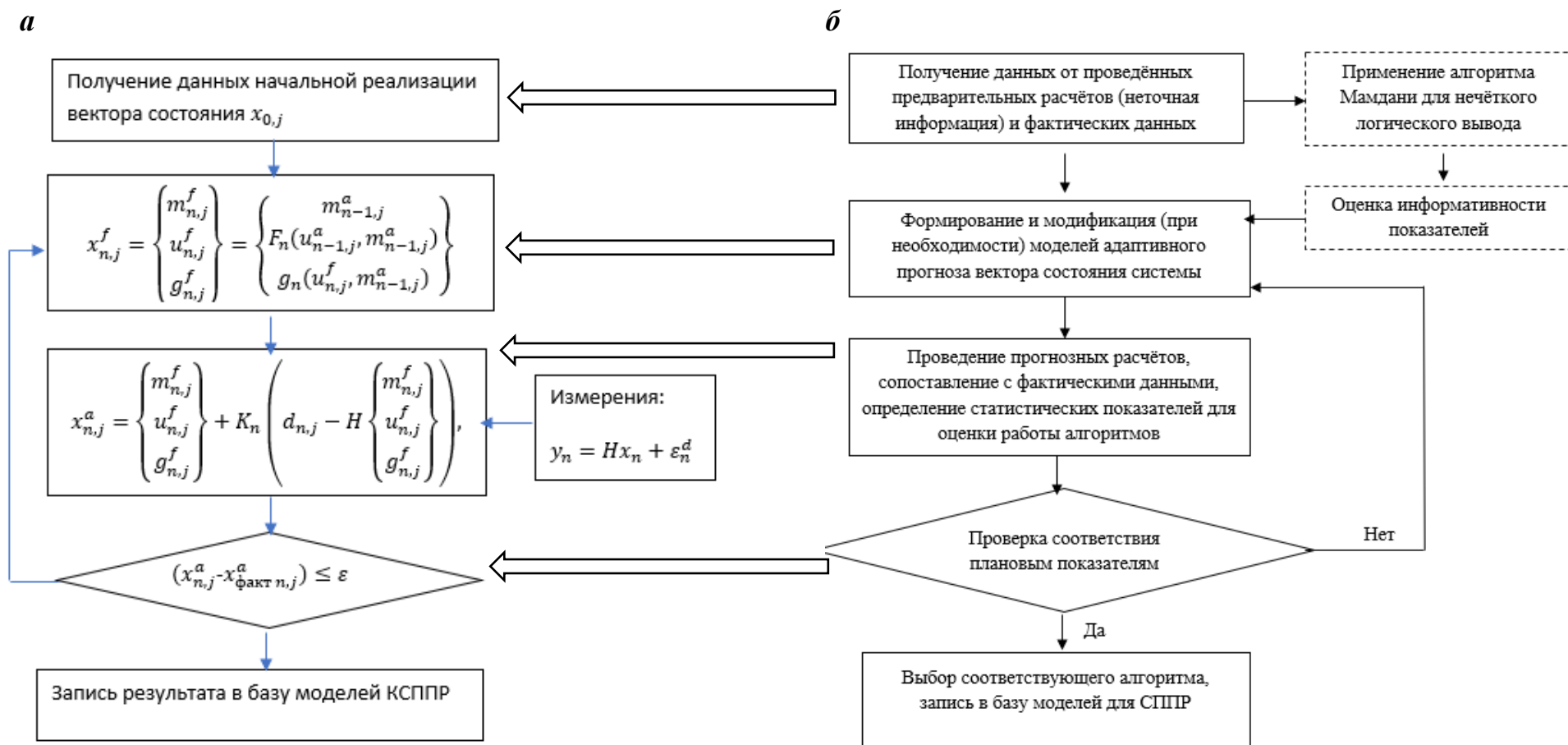


Рисунок 3.8 – Укрупненный вариант алгоритма работы модуля адаптивного прогноза вектора состояния пластовой системы: *а* – основные вычислительные этапы; *б* – описание этапов алгоритма

Нужно отметить, что при модернизации проектирования и обустройства месторождений (расстановка скважин, оценка продуктивных участков, повышение точности информации для околоскважинных зон) использованы результаты работы механизмов фильтрации.

3.4 Модели и алгоритмы адаптивного управления в условиях нечеткой информации

Процедуры адаптивного оценивания при управлении сложными системами позволяют снизить неопределенность, присущую исходной информации. Для определения зависимостей и параметров выражений, которые осуществляют функционирование объекта, применяют методы структурной и параметрической идентификации. В случае исследования объектов, неточные параметры которых описываются вероятностными распределениями, задаваемыми с помощью априорных оценок случайных величин, имеет место дуальное управление [158]. Ввиду роста требований к качеству и точности результатов решения задач управления объектами газодобывающих структур актуальной становится проблема снижения неопределенности информации [135; 159–161]. Если для вероятностных распределений описания процессов известно количество параметров, то неопределенность сводится к параметрической.

Неопределенность начальной информации обусловлена ошибками, содержащимися в исходных данных (измеряемые помехи), модельными ошибками (по результатам применения расчетных моделей и автоматизированных процедур) [162], внешними возмущениями (неизмеряемые помехи), неполнотой исходной информации. Высокая сложность модели описания процесса определяет необходимость увеличения информационного объема, что приводит к росту вычислительной ошибки. Снижение неопределенности начальной информации является важной задачей при управлении структурами ГДК (согласно уровню управления) [83; 160; 161; 163].

В связи с недостатком детерминированных моделей для описания процессов сложных систем и сравнения моделей [159; 164] интерес представляет

использование нечеткого описания процессов, что позволяет формализовать неполноту, недостоверность и неточность сведений об объекте исследования. Применение механизма нечеткого логического вывода в структуре многоуровневого адаптивного управления объектами ГДК позволяет учесть неоднородность среды и условий разработки. Использование комбинированных моделей адаптивного прогноза и возможность их настройки согласно условиям и исходной информации могут способствовать работе системы поддержки принятия решений при управлении процессами разработки пласта в условиях неопределенности.

3.4.1 Применение нечеткого логического вывода в разработке моделей адаптивного управления объектами. Общая постановка

Для учета изменений, свойственных процессам функционирования ПТО ГДК, в особенности процессам, связанным с разработкой и эксплуатацией месторождений, нужно проводить исследования в области параметрической и структурной адаптации математического и программного обеспечения АСУ производственными структурами разработки месторождений. При этом одним из критериев оптимальности предполагается показатель эффективности $\Phi(f(x_{sys\ i}, u_i, x_{env\ i,i+j}))$, где f – функция перехода состояний системы (производственная структура управления разработкой месторождений); $x_{sys\ i}$ – состояние системы в момент i ; u_i – управляющие воздействия, вырабатываемые системой; $x_{env\ i,i+j}$ – состояние среды разработки на интервале $[i, i + j]$; $[i, i + j]$ – рассматриваемый период времени. Причем для контроля за соблюдением плановых показателей разработки месторождений и устойчивого режима работы структур необходима проверка выполнения условия

$$\|\Phi(y_{real}(\bar{x}_{sys\ i+j}) - \Phi(f(x_{sys\ i}, u_i, x_{env\ i,i+j}))\| \leq \varepsilon \quad (3.35)$$

при

$$\|(\tilde{x}_{sys\ i}, \tilde{x}_{env\ i,i+j}) - (x_{sys\ i}, x_{env\ i,i+j})\| \leq \delta,$$

если $\|\cdot\|$ – норма, $y_{real}(\bar{x}_{sys\ i+j})$ – фактическое значение переменной $x_{sys\ i}$ и для любого $\varepsilon > 0$ существует $\delta > 0$.

Выражение (3.35) означает, что при отклонении расчетных значений состояния системы от фактических показателей эффективности работы системы остается в допустимых пределах.

Для учета адаптивного характера механизма управления технологическими операциями разработки месторождения условие (3.36) дополнено определением вероятности $P\{\cdot\}$ соблюдения условия (3.35):

$$P\{\|\Phi(y_{real}(\bar{x}_{sys\ i+j}) - \Phi(f(x_{sys\ i}, u_i, x_{env\ i,i+j})))\| \leq \varepsilon\} \geq \alpha, \quad \alpha > 0. \quad (3.36)$$

При выполнении операций адаптивного управления отмечают класс оцениваемых и настраиваемых параметров. Каждый из параметров влияет на достижение целей адаптации в большей или меньшей степени [165]. На основе полученных прогнозных величин можно сгенерировать ряд внешних параметров, к примеру предпочтительный тип технологического режима, продолжительность периода работы, планово-предупредительного ремонта. Эти параметры будут представлять собой критерии адекватности модели планирования производственной системы, ее имитационной модели и формировать для них основные допущения [10].

Неполнота информации и сложность формализации условий планирования создают основы для роста значения экспертных суждений о факторах среды и учета в процессе формирования сценария управления объектами системы «пласт – скважина – УКПГ». Поэтому перспективным представляется направление совершенствования математического аппарата с применением методов теории нечетких множеств и интервальной математики [166].

Применение алгоритмов на основе нечеткой логики, реализация ситуационного управления на основе иерархических моделей с нечеткими параметрами [10; 126] позволяют учесть особенности процессов газодобывающей отрасли, связанных с большим числом состояний объектов и подсистем, изменением технологических показателей процессов [167], влиянием внешних возмущений на динамику системы.

Применение результатов расчетов показателей и прогнозирования процессов в нефтегазодобыче является существенным этапом при поддержке принятия решений. Следовательно, важно обеспечить своевременную настройку компонентов СППР согласно полученным результатам расчетов. В связи с этим целесообразным представляется процесс разработки адаптивной СППР для управления ПТО ГДК.

База данных адаптивной СППР содержит информацию о распределении фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта, перфорации и особенности литологических характеристик [160]. Данные, получаемые от скважин, используются в процессе уточнения фрагментов нефтегазоносного региона, которые характеризуются неполнотой и неточностью информации. Например, применение моделей множественного ансамбля фильтра Калмана способствует повышению точности и информативности описания объекта управления. Однако неполнота исходной информации является основанием для применения механизма нечеткого логического вывода при применении предложенных моделей адаптивного прогнозирования. Информация об обновленном варианте реализации модели пласта используется как на этапе принятия решений в краткосрочной перспективе, так и на этапах планирования производственных мероприятий. При описании стратегий принятия решений используют описание параметров системы с помощью лингвистических переменных [159].

На Рисунке А.1 Приложения А приведены обозначения статических (фильтрационно-емкостных) параметров $m_{n,j}$, динамических параметров $u_{n,j}$, измерений от скважин. Данные параметры объясняются вектором $g_{n,j}$. Для расчета показателей предложены следующие обозначения: $F(x)$ – описание вектора состояния объекта исследования, $K(x)$ – вектор технологических показателей процесса, $G(x)$ – вектор, содержащий параметры оценки качества и безопасности информации производства, U – вектор критериев управления процессами добычи газа.

В работе представлено построение адаптивной КСППР с использованием правил нечеткого логического вывода. Под адаптацией принято понимать процесс

изменения показателей и преобразование структуры согласно поступающей информации для достижения целевого состояния системы в условиях неопределенности. Алгоритм функционирования адаптивной системы обновляется и совершенствуется в процессе работы системы. Однако следует осуществлять контроль за введением изменений в алгоритм.

Формирование адаптивной СППР с использованием механизма нечеткого логического вывода отражено на Рисунке 3.9. При этом используются результаты прогнозирования вектора состояния системы и операции получения экспертных знаний.

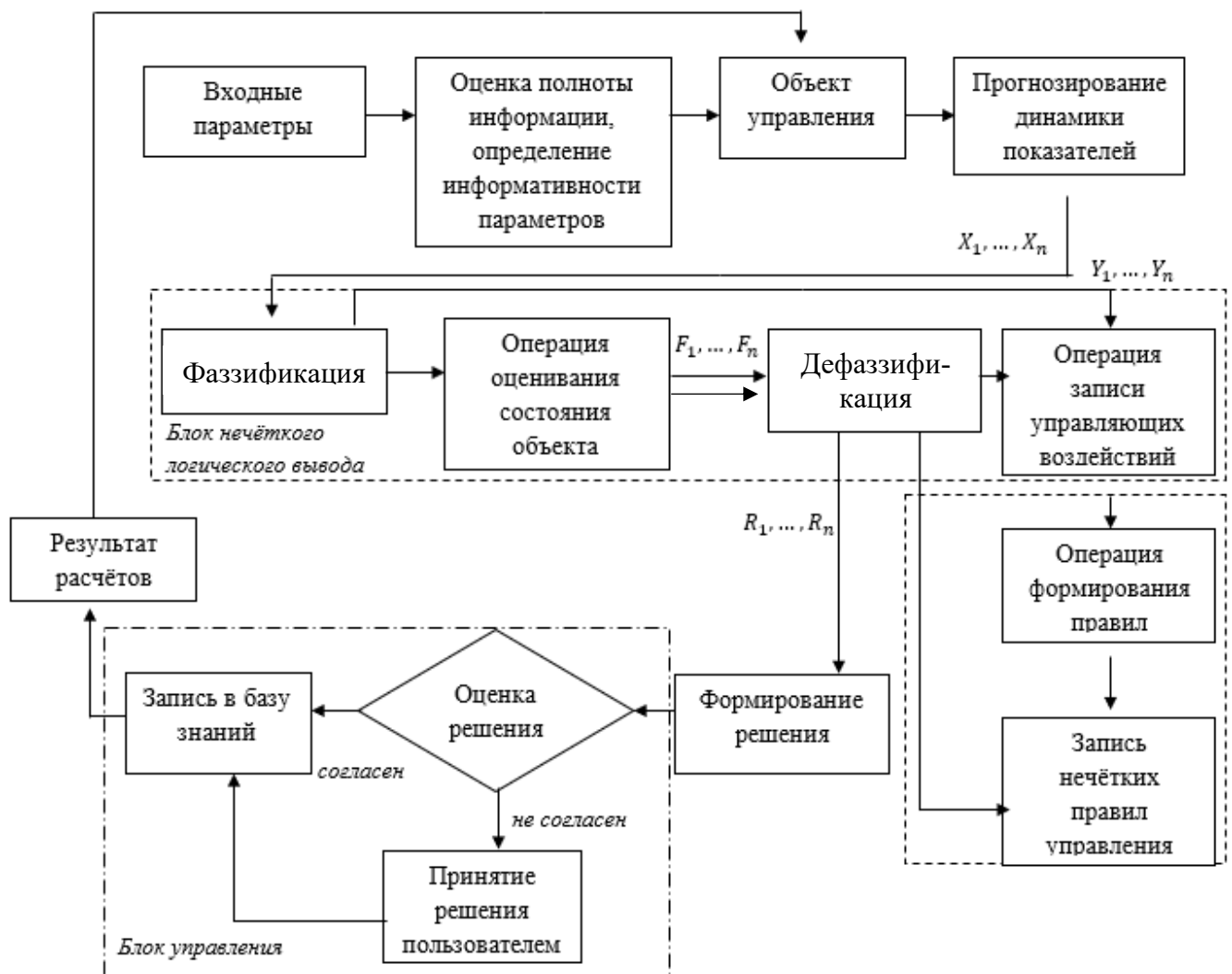


Рисунок 3.9 – Структурная модель адаптивной системы поддержки принятия решений по управлению разработкой и эксплуатацией нефтегазоконденсатного месторождения с применением НЛВ (с учетом пожаровзрывобезопасности объектов ПТО ГДК)

На первом этапе формируется база знаний путем поступления экспертной информации и пополнения новыми прецедентами. На втором этапе осуществляется прогнозирование динамики показателей объекта или процесса. Определяется тип случайного процесса, проводится выбор модели и проверка ее адекватности. В случае получения удовлетворительных результатов модель используется как аппарат для оценки факторов принятия решения. На третьем этапе реализуется процедура нечеткого логического вывода, которая включает ряд блоков, среди которых блок фаззификации, блок оценки состояния, блок дефаззификации. К примеру, блок фаззификации отвечает за формирование нечетких множеств для входных параметров, описывающих состояние объекта: $x_1, x_2, \dots, x_m$. Блок оценки состояния реализует логический вывод на основе нечетких значений $F(t)$, которые передаются в блок дефаззификации, т. е. получение четкого числа с помощью преобразования нечеткого множества. Результат дефаззификации $D(t)$ записывается в базу знаний и блок записи исторических данных управления, а на основании данных управления $D(t)$ и $F(t)$ могут быть сформированы новые правила управления. Таким образом, величина Y – результат принятия решения с помощью НЛВ, который передается в следующий блок.

Четвертый этап соответствует оценке решения Y . В случае согласия пользователя проводится сохранение решения в базу знаний, в случае несогласия пользователь самостоятельно принимает решение. Результаты фиксируются в базе знаний.

В процессе работы пользователя с системой ее параметры и структура могут быть адаптированы в соответствии с поступающей информацией в результате принятия решений.

Анализ процессов адаптивного управления объектами ПТО ГДК сопровождается работой с рядами с длинной памятью. Процессы с длинной памятью занимают промежуточное место между стационарными и нестационарными. Для работы с рядами с длинной памятью предполагается использовать дробно-интегрированные модели *ARFIMA*, для которых характерна гиперболическая автокорреляционная функция. Для моделирования процессов

с длинной памятью разработан класс моделей *FIGARCH* [168]. Частично интегрированный процесс *FIGARCH* (p, d, q) отличается заменой в модели *GARCH* оператора $(1 - L)$ оператором $(1 - L)^d$, где d – параметр памяти и $0 < d < 1$, что можно записать в виде

$$\Phi(L)(1 - L)^d \varepsilon_t^2 = \alpha_0 + [1 - \beta(L)]\omega_t, \quad (3.37)$$

где $\Phi(L)$ – многочлен; $\Phi(L) = 1 - \Phi_1 L - \dots - \Phi_p L^p$;

L – лаговый оператор ($LX_t = X_{t-1}$);

ε_t – процесс с короткой памятью;

p – параметр, характеризующий порядок модели авторегрессии;

d – показатель порядка дифференцирования;

q – параметр, указывающий порядок модели скользящего среднего.

Параметр d используется для моделирования долгосрочных зависимостей, которые характерны для условной дисперсии временных рядов. Применение класса моделей рассматривается в качестве расширения базы моделей разработанной МАСППР для адаптивного прогнозирования параметров состояния пластовой системы.

Для учета содержательной интерпретации задачи принятия решений при воспроизведении истории разработки и определении прогнозного варианта разработки используется алгоритм НЛВ Мамдани, а при определении предпочтительной модели аппроксимации для показателей добычи – алгоритм Сугено–Такаги. При этом в общем случае, в зависимости от конкретных условий функционирования месторождения и, соответственно, моделирования работы объектов ПТО газодобывающего комплекса ЛПР может выбрать и другие алгоритмы НЛВ (Цукамото, Ларсена), которые ему предоставляет КСППР.

Выбор продиктован проблемой моделирования перехода от истории (временные ряды показателей разработки) к прогнозу [108]. На этапе прогнозирования фактические показатели разработки (например, фактические дебиты нефти, газа или жидкости) подлежат определению. При этом в качестве граничного условия обычно задаются значения забойного давления или депрессии,

которые установились к концу периода истории. Если изменить граничные условия, это может привести к резкому изменению расчетных показателей работы скважин. В связи с этим представляется обоснованным проведение «калибровки» скважин, т. е. уточнения продуктивных способностей (коэффициент продуктивности). Если при сопоставлении фактических и расчетных показателей выявлены несоответствия по ряду показателей (например, обводненности), калибровку следует проводить для фазовых проницаемостей участков локализации скважин [108]. Кроме того, применение нечеткого логического вывода способствует учету неопределенности при воспроизведении истории разработки.

3.4.2 Применение механизма нечеткого логического вывода для адаптивного прогноза вектора состояния системы «пласт – скважина» и определения модели аппроксимации показателей добычи углеводородов с учетом пожаровзрывобезопасности объектов

Выбор модели аппроксимации, описывающей динамику компонентов вектора состояния пласта, может быть осложнен неполнотой, недоопределенностью, нечетким представлением информации. В таком случае входные параметры уместно описать с помощью лингвистических переменных [158; 161–163]. Для определения параметров модели аппроксимации данные, представленные в виде лингвистических переменных, подвергаются процедуре фаззификации, а полученные результаты дефаззифицируются в целях получения величин параметров искомой модели. Поэтому в работе используется нечеткая аппроксимация при помощи нечеткого вывода по Такаги–Сугено [162]. При этом используется следующий вид нечетких правил:

$$\text{ЕСЛИ } X \text{ есть } \tilde{X}_1, \text{ ТО } Y = Y_1; \dots, \text{ ЕСЛИ } X \text{ есть } \tilde{X}_n, \text{ ТО } Y = Y_n,$$

где $\tilde{X}_i$ – нечеткие компоненты;

Y_i – четкие заключения.

В работе получение данных дебита жидкости от скважин куста А затруднено из-за неисправности измерительной аппаратуры и высокой обводненности скважин. В связи с этим применяется операция нечеткой аппроксимации с использованием

схемы нечеткого логического вывода Такаги–Сугено. С помощью вектор-столбцов заданы массивы дискретных точек множеств величин X и Y :

$$X = (20, 18, 16, 14, 12, 10),$$

$$Y = (24, 20, 16, 14, 12, 8),$$

где X – значения устьевой температуры, °С;

Y – дебит жидкости, т/сут.

Реализовано описание функций принадлежности термов лингвистической переменной «устьевая температура».

База нечетких правил задана для вывода Такаги–Сугено следующим образом (правила определяют весовые коэффициенты WR_i , которые равны частотам корреляционных пар, причем $\sum_{i=1}^N WR_i = 1$):

$$R_1: \text{ЕСЛИ } X \in \tilde{X}_1 \text{ ТО } Y = 24 (WR_1 = 0,04),$$

$$R_2: \text{ЕСЛИ } X \in \tilde{X}_2 \text{ ТО } Y = 20 (WR_2 = 0,06),$$

...

$$R_M: \text{ЕСЛИ } X \in \tilde{X}_M \text{ ТО } Y = 8 (WR_M = 0,08).$$

Интервалы изменения температур: $\tilde{X}_1 = [8; 12]$; $\tilde{X}_2 = [12; 16]$; $\tilde{X}_3 = [16; 20]$; $\tilde{X}_4 = [18; 22]$.

Аппроксимирующий сигнал будет определен с помощью следующего отношения:

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^M L_i Y'_i WR_i}{\sum_{i=1}^M L_i WR_i}, \quad (3.38)$$

где M – количество правил базы нечетких правил;

L_i – степень истинности выполнения условий правила i базы правил;

Y'_i – четкое заключение по правилу i [169].

Для температуры и дебита флюида выявлена зависимость вида

$$q_v = \alpha_0 + \alpha_1 T,$$

где q_v – дебит флюида, т/сут;

α_0, α_1 – коэффициенты эмпирической зависимости;

T – температура в устье скважины, °С.

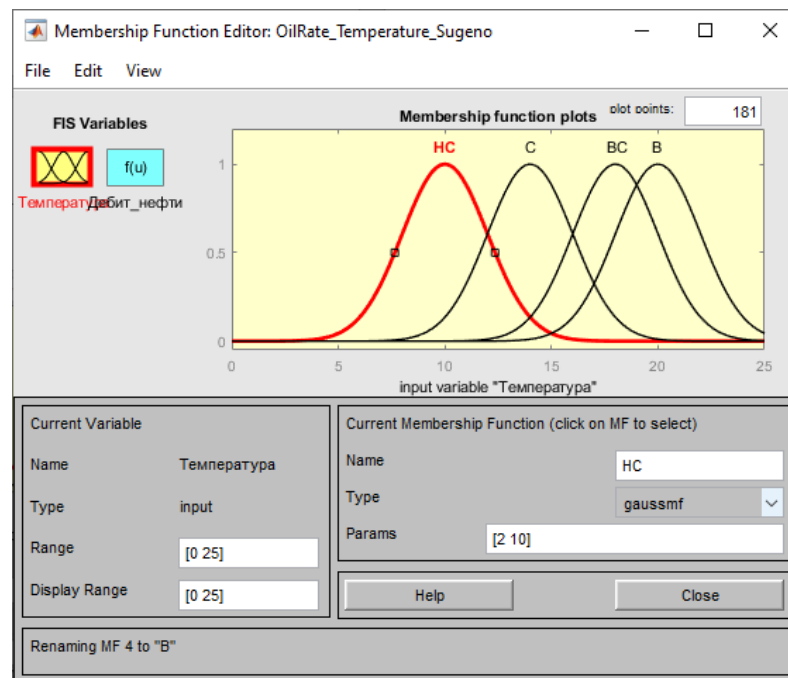
В Таблице 3.18 представлены значения коэффициентов для интервалов температур (согласно полученным измерениям).

Таблица 3.18 – Величины коэффициентов α_0 и α_1

Интервал температуры в устье, °C	α_0	α_1
8–12	–10,25	0,9
12–16	–10,01	0,89
16–18	–5,98	0,65
18–22	4,14	0,15

На Рисунке 3.10,а представлены термы лингвистической переменной – температуры: «высокая» (В), «выше стандартной» (ВС), «стандартная» (С), «ниже стандартной» (НС). Рисунок 3.10,б отображает содержание базы нечетких правил, а Рисунок 3.10,в – результаты нечеткого логического вывода. При этом каждая строка соответствует правилу, а столбец – переменной. В первом столбце отображены графики функций принадлежности термов входных переменных (температуры), а во втором – термы выходных переменных (дебита флюида).

a



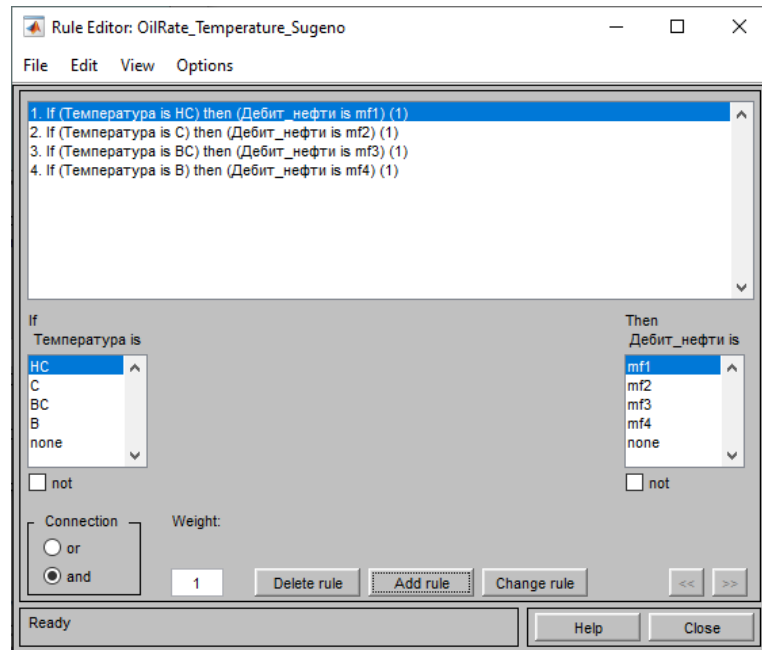
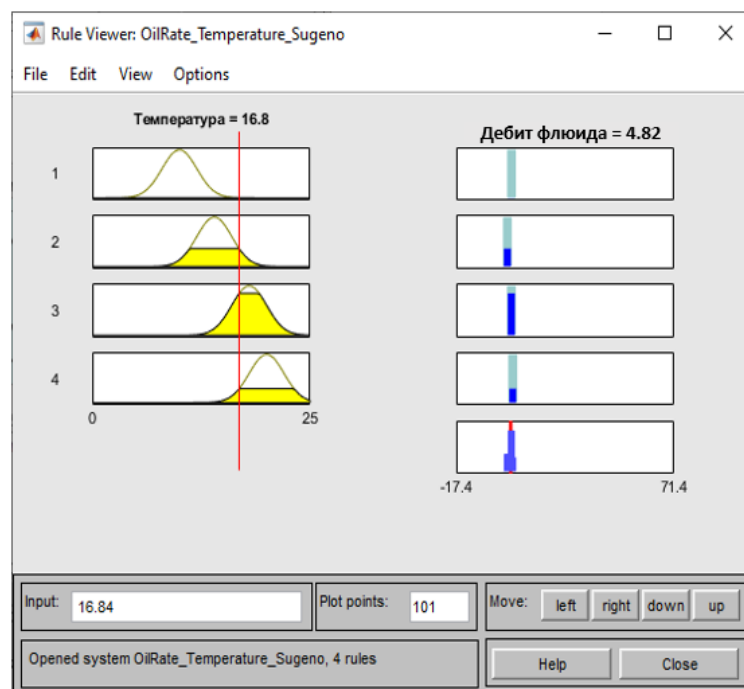
б**в**

Рисунок 3.10. – Результаты применения нечеткого логического вывода по алгоритму Сугено для выходной переменной линейного типа: *а* – функции принадлежности для терма температуры; *б* – база правил; *в* – результаты работы системы нечеткого логического вывода

Величина дебита будет вычислена с помощью выражения

$$q_B^* = \frac{q_{B1}^* \cdot L_1 + q_{B2}^* \cdot L_2 + q_{B3}^* \cdot L_3 + q_{B4}^* \cdot L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4},$$

где L_i – степень истинности выполнения условия «величина температуры принадлежит интервалу i ».

На Рисунке 3.11 представлены результаты применения НЛВ по алгоритму Сугено.

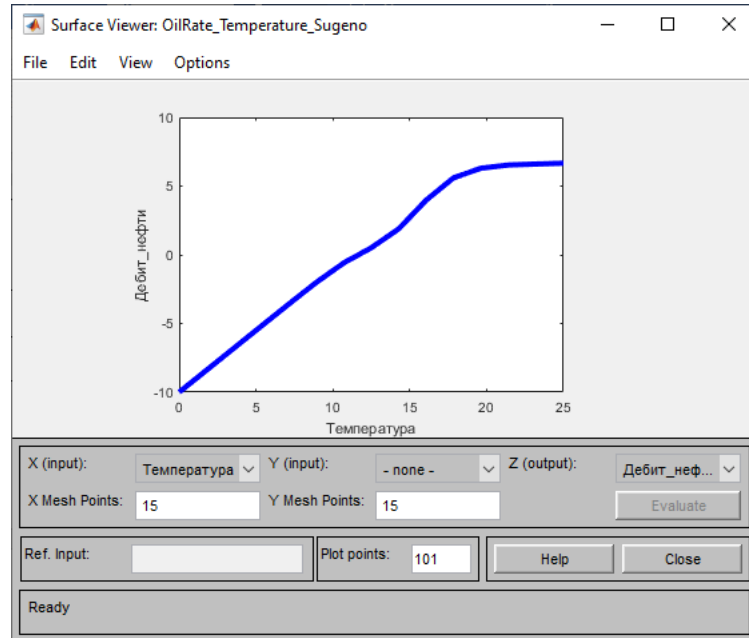
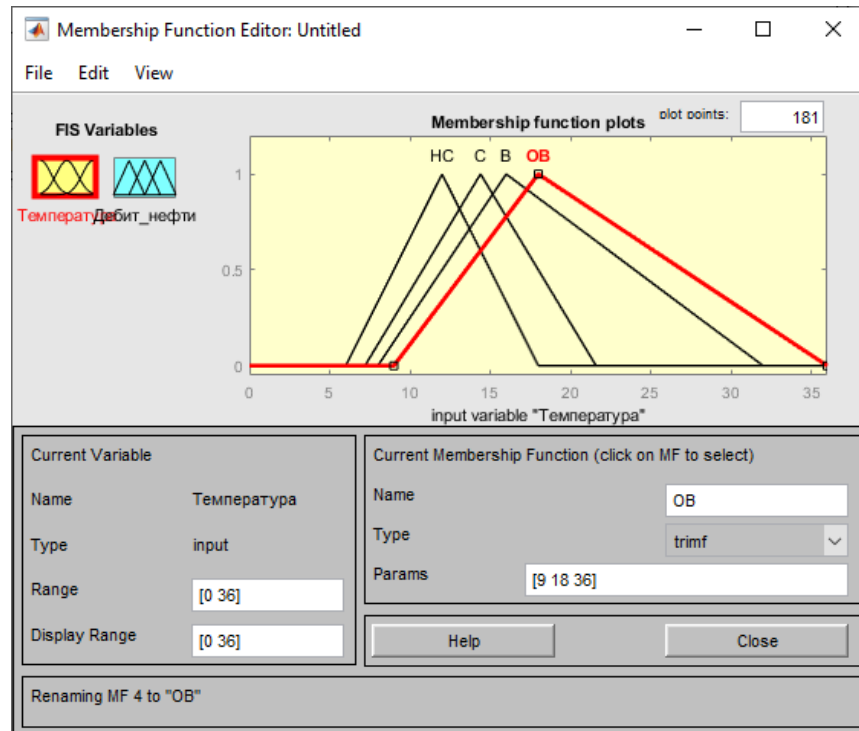
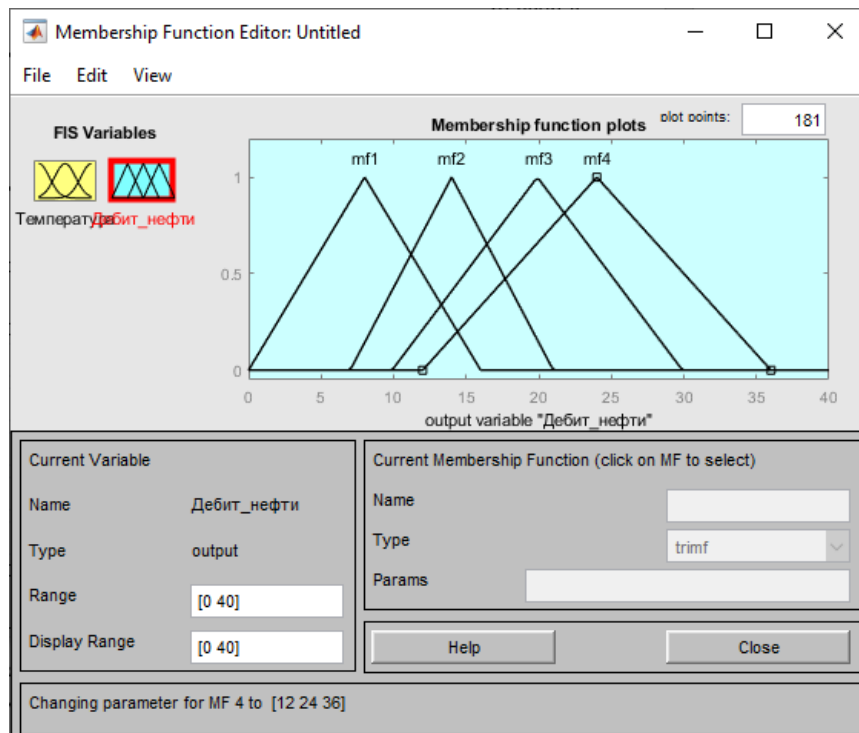


Рисунок 3.11 – Результат работы системы НЛВ согласно алгоритму Сугено

На Рисунке 3.13 приведены входные данные и результаты использования системы НЛВ на основе алгоритма Мамдани. Для описания термов входной переменной температуры приняты следующие обозначения: НС – ниже средней, С – средняя, В – высокая, ОВ – очень высокая.

a*б*

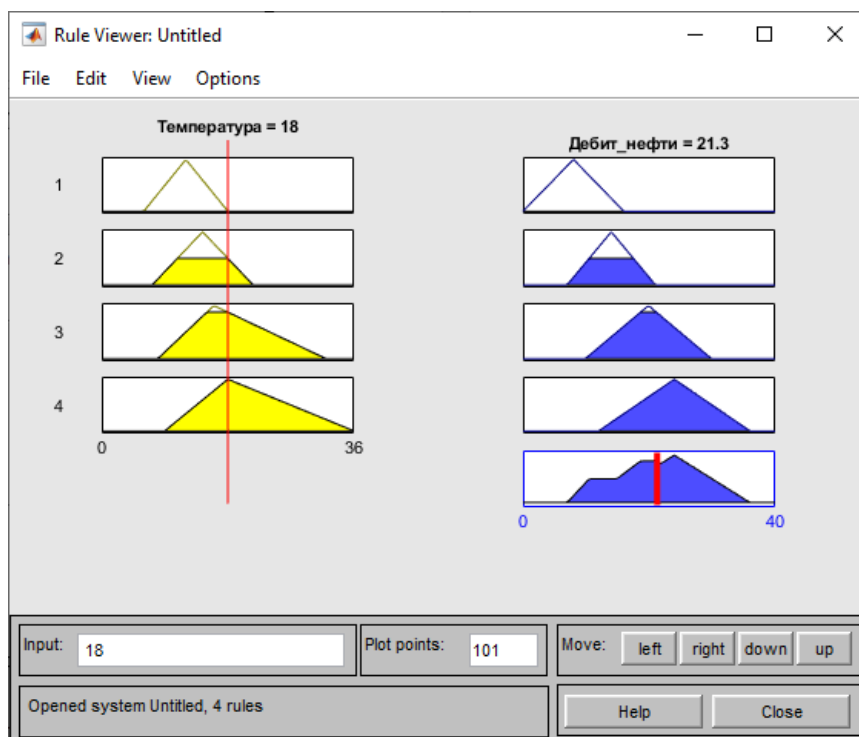


Рисунок 3.13 – Применение нечеткого логического вывода по алгоритму Мамдани:
 а – описание функций принадлежности для термов входной переменной (температура);
 б – описание функций принадлежности для выходной переменной;
 в – результаты работы системы нечеткого логического вывода

3.4.3 Решение задачи адаптивного управления объектом «пласт» системы «пласт – скважина – установка комплексной подготовки газа» с применением нечеткого логического вывода

Подробно реализация механизма нечеткого логического вывода при определении комплексных показателей функционирования системы добычи газа описано в четвертой главе. Решение задачи адаптивного управления объектом «пласт» системы «пласт – скважина» сопровождается неполными и неточными данными, полученными от измерительных устройств. На точность оказывают влияние внешние возмущения и ошибки, вызванные сложностью расчетов и работы программного обеспечения. Поэтому при разработке и настройке модели адаптивного прогнозирования состояния объекта «пласт» согласно полученным данным целесообразно применение аппарата нечетких множеств. С помощью функции принадлежности $\mu(v_k)$ реализовано описание ошибки измерения в

моделях фильтра Калмана, предложенных в работе. Причем описание начального вектора состояния имеет вид:

$$X = F_k(X_k, w_k), \quad (3.39)$$

$$z_k = H_k(x_k, v_k),$$

где F_k – матрица эволюции системы;

X_k – состояние системы на шаге k ;

w_k – шум вектора состояния;

z_k – измерение;

H_k – матрица выхода (выборки измерений);

v_k – нечеткая ошибка измерения.

Таким образом, применение аппарата НЛВ к поступающим измерениям позволяет сформировать ковариационную матрицу шума и ковариационную матрицу измерений, содержащие обновленные параметры согласно принятым описаниям измерений и шума измерений. Так, если y_n^f – ожидаемый прогноз, $\overline{Y_n^f}$ – среднее по ансамблю, полученное посредством применения предложенной модифицированной модели множественного АФК с этапом корректировки среднего, и при этом справедливо равенство

$$y_n^f = f(y_{n-1}^a),$$

то следующая матрица ковариации содержит обновленную информацию, полученную в результате применения нечеткого вывода:

$$C_{y_n^f} = \frac{\Delta Y_n^f \Delta Y_n^{fT}}{N_e - 1}. \quad (3.40)$$

Таким образом, выполняется обновление ансамбля с учетом матрицы усиления (3.23) при расчете вектора состояния на этапе анализа согласно предложенной в работе модели (3.22).

Разработанная модель многоуровневого адаптивного управления позволяет учитывать принятые критерии и осуществить принятие обоснованного решения в области управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК применительно к системе «пласт – скважина» при управлении работой газодобывающего комплекса.

Разработанная модель адаптивного прогнозирования показателей разработки месторождения позволяет применить полученный результат при разработке сценария геолого-технологических мероприятий, выявить ситуации превышения критических значений обводненности скважин, разработать рекомендации при проведении эксплуатационных операций.

Предложенные модели многокритериального выбора модели адаптивного прогноза состояния пластовой системы включены в базу моделей многоагентной адаптивной КСППР по оптимизации управления ПТО ГДК.

Полученные результаты могут быть использованы при сопровождении операций автоматизированной адаптации с учетом динамических параметров, а возможность применения инструментов нечеткого вывода [169; 170] позволит учесть неоднородность среды и условий разработки.

При управлении объектами ПТО ГДК особую значимость имеет выбор приоритетной модели адаптации объекта управления. Однако для реализации процесса и получения достоверных результатов необходимо располагать обработанными, структурированными данными и корректной информацией, посредством которой будет проведен процесс адаптивного прогнозирования состояния объекта. Поэтому решение задач исследования предполагает не только разработку адаптивной модели управления объектами «пласт – скважина – УКПГ», но и обеспечение настройки параметров и реализацию многокритериального выбора приоритетной модели адаптации. Адаптивная система управления работает согласно уровням соответственно исследуемому объекту управления (см. Рисунок 1.1). На каждом уровне управления действует многоконтурная система параметрической и алгоритмической адаптации. Таким образом достигается координация результатов и обмен информацией между расчетными моделями иерархической многоуровневой структуры ГДК.

Высокая степень неопределенности информации обусловлена неточностью и нечеткими характеристиками фильтрационно-емкостных свойств и параметров гидродинамических исследований скважин [106; 173], приближенными моделями описания фильтрационных процессов, ошибками измерений. Для уменьшения степени неопределенности проводится анализ полноты и безошибочности

информации, совершенствование математических моделей, предназначенных для воспроизведения динамических процессов разработки и эксплуатации месторождений в условиях среды [36; 144; 146; 174; 175]. В целях выявления наиболее значимых показателей разработки, которые будут учтены при настройке моделей процессов разработки, проводится анализ информативности [176] показателей, рассчитываются диагностические коэффициенты для временных рядов каждого из параметров.

Таким образом, предлагаемый в работе подход основан на построении многоконтурного адаптивного управления с применением алгоритмов адаптивного прогноза состояния пласта с учетом предварительной обработки информации на рассматриваемых временных интервалах. На Рисунке 1.2 (см. главу 1) представлены результаты разработки многоконтурной адаптивной модели управления и комплексной оценки показателей ПВБ объектов системы «пласт – скважина», включающей внутренние контуры адаптивного прогнозирования показателей ПВБ. На точность показателей добычи влияет ошибка измерений w , ошибка модели γ , а также внешние возмущения v .

3.5 Выводы по главе 3

Таким образом, в результате анализа источников и экспериментальных исследований выявлены проблемы влияния неопределенности исходной информации о пожароопасных объектах ПТО ГДК применительно к системе «пласт – скважина», неточности данных измерений показателей ПВБ объектов ПТО ГДК. Задача рассматривает реализацию управления по возмущениям, при котором на основе адаптивного прогноза показателей ПВБ объектов ПТО ГДК определяется динамика разработки и эксплуатации НГКМ Крайнего Севера.

Результаты применения моделей адаптивного прогноза вектора пожаровзрывобезопасного состояния объекта «пласт» при уточнении среднегодовых величин дебита углеводородов на основе данных разработки и эксплуатации месторождения УНГКМ выявили преимущество предложенной модификации

множественного ансамбля фильтра Калмана с применением сглаживания и определением предпочтительного числа подансамблей для иерархического множественного АФК. Кроме того, используемые модели адаптивного прогноза отличаются введением этапа корректировки среднего по ансамблю для каждой скважины. Разработанный алгоритм многокритериального выбора модели адаптивного прогноза отличается реализацией этапа аппроксимации временных рядов данных, применения разработанной модели оценки информативности для определения наиболее значимых показателей ПВБ объектов ПТО ГДК в целях использования информации на этапе адаптации и последующей оптимизации разработки НГКМ.

1. Сопоставление полученной величины среднеквадратического отклонения от среднего по финальному ансамблю на основе применения предложенной в работе модификации иерархического множественного АФК ($SHEnKF$, с учетом требуемого количества подансамблей, учетом этапа корректировки среднего по ансамблю и с применением сглаживания) с полученной величиной среднеквадратического отклонения от среднего по финальному ансамблю при применении иерархического множественного АФК ($HEnKF$) позволило выявить снижение среднеквадратического отклонения на основе данных дебита флюида:

- на 1,38 ($\Delta\delta_{SHEnKF,HEnKF} (УКПГ-2В) = 1,38$) – по объекту УКПГ-2В УНГКМ;
- на 2,23 ($\Delta\delta_{SHEnKF,HEnKF} (УКПГ-1АВ) = 2,23$) – по объекту УКПГ-1АВ УНГКМ;
- на 0,04 ($\Delta\delta_{SHEnKF,HEnKF} (куст 203 БУ-11) = 0,04$) в случае проверки – по кусту скважин А объекта БУ-11 УНГКМ.

Сопоставление полученной величины среднеквадратического отклонения от среднего по финальному ансамблю на основе применения используемой в работе модификации множественного ансамбля фильтра Калмана с применением сглаживания ($SEnKF$) со среднеквадратическим отклонением, полученным при применении множественного ансамбля фильтра Калмана ($EnKF$), выявило снижение среднеквадратического отклонения на основе данных дебита флюида:

- на 0,93 ($\Delta\delta_{SEnKF,EnKF}(\text{УКПГ-2В}) = 0,93$) – по объекту УКПГ-2В УНГКМ;
- на 0,98 ($\Delta\delta_{SEnKF,EnKF}(\text{УКПГ-1АВ}) = 0,98$) – по объекту УКПГ-1АВ УНГКМ;
- на 0,019 ($\Delta\delta_{SEnKF,EnKF}(\text{куст 203 БУ-11}) = 0,019$) – по кусту скважин А объекта БУ-11 УНГКМ.

2. Показана целесообразность разработки и применения системы критериев и алгоритма многокритериальной оценки по выбору предпочтительной модели адаптивного прогноза пожаровзрывобезопасного состояния объектов системы «пласт – скважина» в структуре разработанной МАСППР по оптимизации рисков ПVB объектов ПТО ГДК. Разработка обоснована влиянием разности средних по начальному и финальному ансамблю показателей функционирования объектов ГДК на критерии эффективности работы объектов ГДК (к примеру, влияние среднесуточных потерь углеводородов на величину показателей эффективности работы ГДК).

3. Выполнен многокритериальный выбор предпочтительной модификации множественного АФК, показаны преимущества модифицированного множественного АФК с применением сглаживания. Выбор обоснован затратами и вычислительной сложностью этапов применения алгоритма иерархического АФК со сглаживанием. Разработанный алгоритм применен для уточнения показателей работы скважин куста А УНГКМ, а результаты используются при реализации вектора состояния пласта. Разработанные модели включены в базу моделей адаптивной КСППР по управлению ПТО ГДК.

4. Разработан алгоритм многокритериального выбора и адаптивного прогнозирования на тактическом уровне показателей пожаровзрывобезопасности системы ОПО «пласт – скважина», который отличается модифицированной системой показателей ПVB, наличием блока многокритериального выбора моделей аппроксимации исходных данных с применением аппарата нечеткого логического вывода, многокритериальным выбором и использованием модификаций множественного АФК для адаптивного прогнозирования показателей ПVB.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА И ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МОДЕЛЕЙ СЕТЕЦЕНТРИЧЕСКОЙ МНОГОАГЕНТНОЙ АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ДЛЯ АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПОЖАРОВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТЬЮ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

4.1 Применение моделей сетецентрического управления распределенными объектами газодобывающего комплекса при определении показателей пожаровзрывобезопасности системы «пласт – скважина – установка комплексной подготовки газа»

В условиях многозадачности и сложности развития объектов производства добычи нефти и газа возникают основания для применения многоуровневых моделей управления технологическими процессами. Компоненты жизненного цикла развития промышленных структур, вовлеченных в процесс добычи, сбора, подготовки и транспортировки энергоресурсов, требуют обеспечения непрерывного контроля и наблюдения за их состоянием и динамикой основных параметров и характеристик. Разрабатываемые программные решения и математические модели должны быть ориентированы на динамический характер изменения основных показателей процессов производства, поэтому функциональные составляющие следует наделять возможностью оперативного отклика и настройки расчетно-вычислительных модулей согласно измерениям, полученным в режиме реального времени.

Предложенная компьютерная модель и основные расчетные модули по оптимизации управления ПТО ГДК позволяют сформировать основы для разработки рекомендаций в направлении управления процессами добычи и подготовки газа, обеспечить поддержку принятия решений для устойчивого развития промышленных систем сбора и обработки ресурсов, реализации платформы для оценки состояний объектов и подсистем, являющихся компонентами нефтегазодобывающих многоуровневых структур.

Обеспечение интегрированного подхода к контролю всех уровней иерархии производства, применение сетецентрических методов управления производственными

подразделениями и расчет основных показателей работы объектов добычи представляются многофункциональным инструментом для повышения качественных показателей промышленности, обеспечения параллельного выполнения процессов оценки и анализа деятельности производственных компонентов и взаимодействия структур производства.

Разработанная многоагентная адаптивная СППР, предложенная в работе, включает математическое и информационное обеспечение для системы поддержки принятия решений и обработки технологической информации в целях повышения качества производственных процессов, оценки рисков развития нештатных ситуаций, получения недостоверной информации и определения чрезмерной эксплуатации промышленных объектов. Представленное решение предлагает разработку и модернизацию алгоритмов решения задачи адаптивного прогнозирования показателей разработки пласта и уточнения распределения коллекторных свойств для получения обновленной информации для решения задач оптимизации разработки, задач расстановки скважин на нефтегазовом месторождении, выработки управляющих воздействий [100; 177; 178]. Таким образом, решение задач идентификации динамики процессов разработки формирует уточненные данные для последующих оценок состояния объектов системы «пласт – скважина – УКПГ». На Рисунке 4.1 представлена упрощенная схема взаимодействия инструмента адаптивного прогноза состояния пласта и интегрированной компьютерной модели системы оценок для многоуровневого адаптивного управления ПВБ объектов ПТО ГДК. Согласно применению многоконтурной адаптивной системы управления технологическими операциями достигается рационализация ресурсов, выработка механизмов управления процессами.

Отличие предложенной системы оценок заключается в адаптивной настройке расчетных моделей, реализации многоуровневой оценки состояния объектов и диагностики причин изменения показателей, а также в определении качества полученных данных для обработки. К примеру, модуль оценки безопасности и качества информации позволяет получить целостное представление о работе промышленной структуры газодобывающего производства, обеспечивая поддержку

принятия стратегически важных решений и позволяя избежать последствий неплановых событий на производстве.

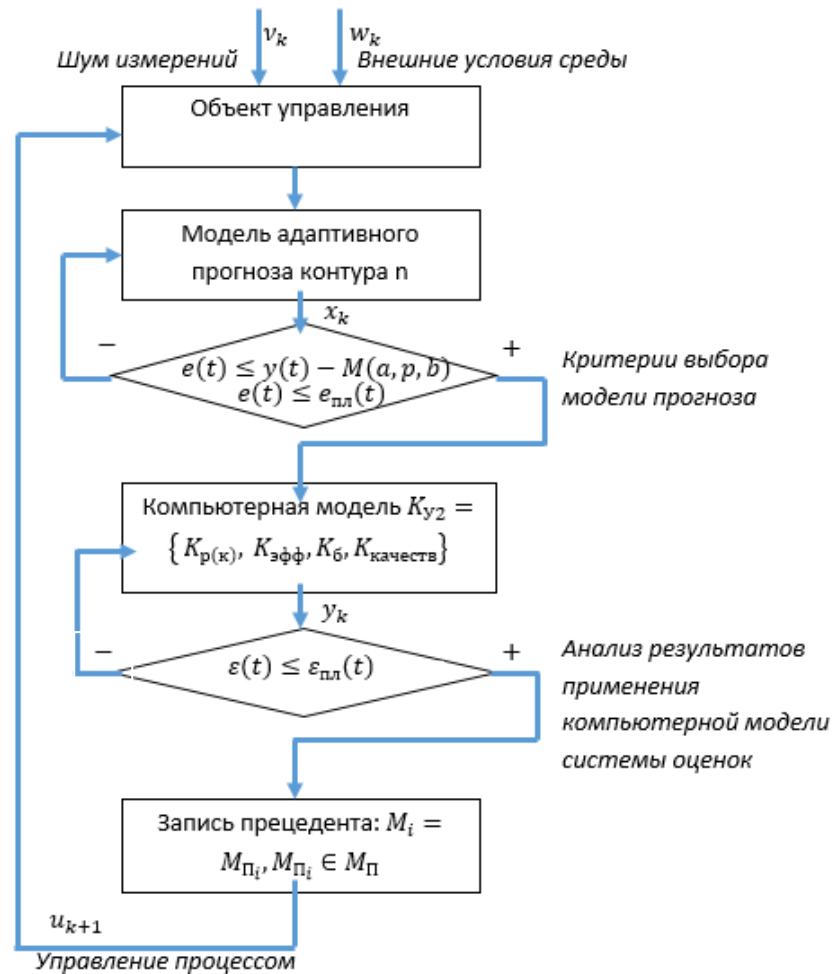


Рисунок 4.1 – Взаимодействие модулей адаптивной КСППР в процессе управления системой «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК»: x_k – вектор состояния пластовой системы; y_k – состояние системы ГДК (пласт – скважина – УКПГ)

Работа направлена на разработку проблемно-ориентированных инструментов управления объектами ПТО ГДК, поддержку принятия решений для регулирования используемых объектов и оборудования, оптимизации этапов проектирования разработки месторождений и рационализации производственных процессов на всех уровнях работы интегрированных систем управления газодобывающим производством.

Использование компьютерного полигона в качестве единой платформы для сбора, учета, обработки, хранения и преобразования информации позволяет

реализовать модели многоуровневого управления ПТО ГДК. Поддержка многоуровневого представления системы управления газодобывающим производством дает возможность решить плановые задачи развития подразделений промышленности и реализации качественного выполнения операций.

Основной предпосылкой создания компьютерной модели послужила идея формирования системы оценок для адаптивного управления многоуровневыми структурами при функционировании ПТО ГДК. Здесь в качестве вызова выступает наличие большого объема разнородной информации, получаемой от разных источников, а также повышение требований к качеству, актуальности и полноте информационных ресурсов. Кроме того, наблюдение за процессами добычи углеводородов и планируемое повышение эффективности и качества работы промышленных структур ставят задачу формирования адаптивных моделей управления технологическими процессами. Зачастую отмечается низкая степень информативности цифровых моделей производственных процессов по причине отсутствия данных либо малой точности из-за влияния внешних факторов, внеплановой смены технологических режимов и воздействия методов повышения газоотдачи. Поэтому в структуру программной разработки включен модуль оценки информативности цифрового представления системы оценок для управления производственными структурами газодобычи.

Вопрос уточнения моделей месторождения в целях обеспечения стартовых данных для проектирования разработки пластовых систем обретает актуальность на объектах добычи энергоресурсов, в особенности на территориях с осложненными условиями среды. Разработка и эксплуатация зрелых месторождений особенно нуждаются в непрерывной актуализации цифровой гидродинамической модели объекта, получении достоверных данных показателей разработки, поскольку добывающие предприятия ориентированы на рациональное использование природного потенциала и продление жизненного цикла эксплуатации месторождения. В связи с этим целесообразна разработка и внедрение компьютерных моделей, позволяющих решать вопросы идентификации пластовых систем, адаптивного

прогнозирования параметров продуктивности пласта и управления объектами добычи [179; 180].

Получение уточненной производственной информации может обеспечить повышение качества результатов оценки состояний объектов добычи, оценки рисков пребывания в неработоспособном состоянии, повышающем вероятность выхода из строя оборудования, чрезмерно высоких затрат на поддержку процессов ремонта оборудования или процесса добычи, рисков получения неполной и ошибочной информации. В дальнейшем это существенно упрощает процессы принятия решений в управлении ПТО ГДК.

Предложенное компьютерное решение ориентировано на рациональное управление объектами ПТО ГДК. При этом рекомендуется соблюдение регламентов рациональной разработки и эксплуатации пласта [40] с опорой на документацию отечественных и международных стандартов в сфере добычи углеводородов.

Зачастую динамика основных показателей технологического процесса не соответствует плановым значениям, а внешние воздействия, гидроразрыв пласта, применение методов интенсификации добычи углеводородов являются причинами роста или снижения параметров добычи, нестабильного поведения исследуемых характеристик процессов. Задачу уточнения тенденций изменения показателей эксплуатации в контексте разрабатываемого обеспечения предложено решать с помощью определения системы оценок производительности, ритмичности, безопасности, причем в качестве граничных условий оценки состояния процесса добычи рассматриваются показатели устьевой температуры, обводненности, допустимой депрессии, коэффициента эксплуатации оборудования, вероятности сохранения конфиденциальности информации.

Результаты использования модуля оценки ритмичности функционирования оборудования и применения разработанного программного приложения для определения средних численностей состояний объектов добычи, а также для оценки технологических и экономических рисков в процессе эксплуатации месторождения позволяют сформировать рекомендации по снижению износа и сокращению простоев работы оборудования.

В процессе разработки компьютерной модели системы оценок для управления многоуровневыми структурами нефтегазодобычи установлены градации для определения показателей процессов в целях контроля развития нештатной ситуации. На примере производственной информации от скважин НГКМ Западной Сибири выполнен анализ работы объектов добычи с учетом влияния внешних факторов [181].

Результаты оценки временных рядов показателей добычи позволяют получить характеристику состояния технологического процесса в изменяющихся условиях функционирования подразделений. Исходя из рассчитанных значений коэффициентов извлечения газа, коэффициента продуктивности, коэффициента извлечения нефти и газа определяется целесообразность эксплуатации пластовой системы, проводится оценка истощения продуктивного участка месторождения. Полученные показатели коэффициента эксплуатации механического оборудования подсистем добычи нефти и газа, вероятности сохранения полноты и актуальности производственной информации, вероятности безопасного функционирования стратегически важных объектов добычи создают основы для формирования базы знаний поддержки принятия управленческих решений в области контроля подсистем эксплуатации пласта и устойчивого развития отраслевых структур добычи газа.

В целях определения причин развития нештатной ситуации на объектах извлечения углеводородов, выхода из строя компонентов системы эксплуатации и нарушения безошибочности информации от подсистем добычи в структуру разработанного решения включен модуль оценки параметров работы объектов ГДК и диагностики оборудования. При этом используются следующие данные: обводненность W , дебит нефти q_n , дебит жидкости $q_{ж}$, дебит воды q_v , накопленная добыча $Q_{накопл}$, устьевая температура $T_{уст}$. В случае выхода показателя за границы установленного диапазона изменения выявляются соответствующие факторы риска наступления внеплановой ситуации и, как следствие, рекомендуется выбор или смена технологического режима уставок, функционирования оборудования и критериев управления эксплуатацией продуктивного региона.

В работе рассматриваются методы и средства интеграции промышленных процессов для решения задачи обеспечения необходимого уровня качества и эффективности технологических операций с организацией и применением систем автоматизации с помощью охвата компонент сетевой структурой [182]. Посредством учета множества взаимосвязей между объектами, влияния составляющих систему компонентов на ее функционирование, выявления и исследования сетевых структур в организации промышленных объектов выполняется синтез задач контроля и управления, к примеру, вопросов безопасности, защиты оборудования, экологического мониторинга, регулирования состояния элементов системы, проверка работы систем противоаварийной защиты [183].

Для обеспечения эффективной работы компонентов производства решается вопрос совместного взаимодействия разнородных систем. Если допустить, что объектами являются, к примеру, подразделения управления добычей углеводородов N_1, N_2, N_3, N_4, N_5 для кустов скважин C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 на общем лицензионном участке R , то общая целевая точка A контролирует обеспечение планируемых значений дебита газа и нефти, накопленной добычи газа и нефти, коэффициента продуктивности, коэффициента извлечения нефти и газа, коэффициента отдачи углеводородов, коэффициента рациональности размещения скважинного фонда (Рисунок 4.2). Вместе с тем подразделения оказывают взаимное влияние на результаты работы составляющих объектов.

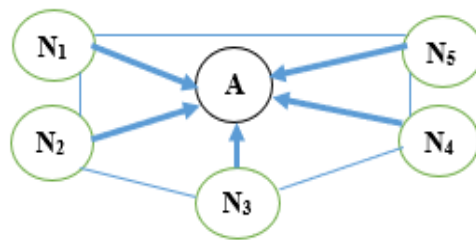


Рисунок 4.2 – Вариант структуры управления кустами продуктивного участка разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения

Для Рисунка 4.2 характерно применение принципа сетецентрического стратегического управления, причем для работы с информацией используется концепция OODA (Observe, Orient, Decide and Act) или цикл НОРД (наблюдение, ориентация, решение, действие) [184]. Приведенный цикл, который является саморегулирующимся и самовоспроизводящимся, опирается на четыре процесса и

предполагает повторение действий. Таким образом, реализуется принцип обратной связи. OODA как концепция информационной стратегии призвана реализовать выбор рациональных решений [185].

Процессы управления оборудованием рассматриваются в дискретном варианте, при этом для формализации применяется дискретно-событийное моделирование и супервизорное управление. Если при сетевом типе управления объектом управления G является структура добычи углеводорода, то генератором языка выступает $L(G)$, а ограничения и востребованная функциональность отображаются спецификацией K , управляющей компонентой при этом выступает супервизор S . Типовой задачей является синтез S согласно $L(G)$ и K [185]. При этом важен выбор схемы управления. Так, например, в случае управления структурой добычи нефти и газа целесообразно рассматривать иерархический вариант. В структуре управления отмечаются концентрические уровни, причем в пределах уровня наблюдаются горизонтальные связи между компонентами.

На Рисунке 4.3 показана структура перехода к использованию модели сетецентрического управления для организации процессов разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа и контроля безопасности ресурсов ГДК.



Рисунок 4.3 – Схема перехода к структуре сетецентрического управления процессами добычи углеводородов

При построении цифровой платформы поддержки принятия решений для автоматизированного управления разработкой и эксплуатацией месторождений рассматривается сетевая распределенная структура взаимодействия основных компонентов:

$$S = \{T, D, P, B, C\}, \quad (4.1)$$

где S – задача принятия решения;

T – тип задачи принятия решения;

D – множество альтернатив решений;

P – множество критериев;

B – условия ограничения допустимых вариантов решений;

C – система предпочтений ЛПР.

Сетецентрическое стратегическое управление [3; 186] может послужить основой для организации качественной высокоточной и стабильной работы объектов добычи газа. За счет объединения информации от промышленных структур разного уровня, предназначения и функционирования достигается получение целостного представления о состоянии системы добычи газа, механического оборудования и сопутствующих подсистемах поддержки работы аппаратов и устройств контроля технологических процессов. Синтез управляющего компонента в рассматриваемой системе осуществляется посредством использования генератора языка $L(G)$ и соблюдения ограничений и спецификаций K , заданных для операции.

Подход, основанный на синтезе информационных ресурсов и компонентов системы добычи углеводородов, является ядром для решения задач системной инженерии и анализа взаимодействия объектов производственных структур. Организация аппарата управления реализована посредством горизонтальных связей между ступенями системы контроля и с помощью формирования концентрических уровней.

Концентрические кольца отображают иерархическое представление структур разработанной системы оценок по уровням управления и их влияние друг на друга (Рисунок 4.4).

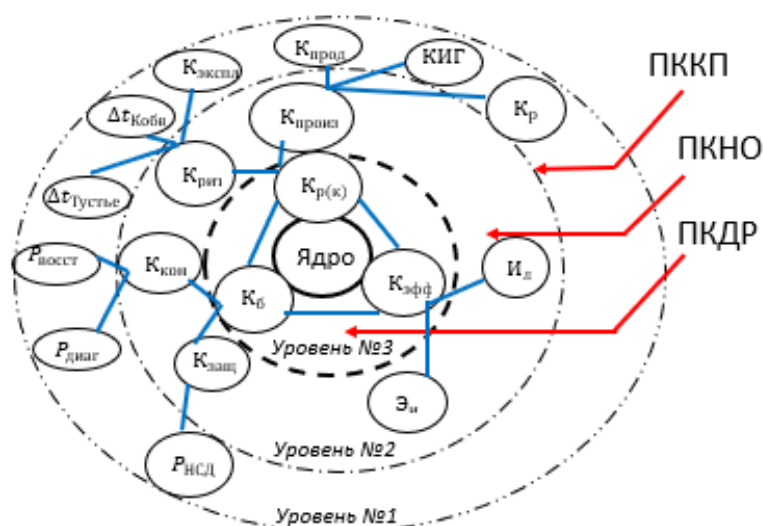


Рисунок 4.4 – Многоуровневая сетевая структура системы оценок по управлению процессами добычи газа применительно к функционированию насосного оборудования добывающих скважин (укрупненная схема)

На Рисунке 4.4 по уровням управления распределены следующие компоненты: подсистема контроля критических параметров (ПККП) (оперативный уровень), подсистема контроля насосного оборудования (ПКНО) (тактический уровень), подсистема контроля добычи ресурсов (ПКДР) (стратегический уровень), ядро (центр принятия решений). Пояснения к представленным показателям приведены в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Группы показателей комплексной (многокритериальной) оценки функционирования объектов ПТО ГДК с учетом пожароопасных состояний ОПО ГДК

Группа показателей	Обозначение	Пояснение
Показатели первого уровня	$K_{\text{произв}}$	Показатели производительности
	$K_{\text{конф}}$	Показатели конфиденциальности
	$K_{\text{защ}}$	Показатели защищенности
	$K_{\text{полн}}$	Показатели полноты
	$K_{\text{акт}}$	Показатели актуальности поступающей информации
Показатели второго уровня	$K_{\text{р(к)}}$	Комплексные показатели рациональности
	$K_{\text{эфф(к)}}$	Комплексные показатели эффективности

Группа показателей	Обозначение	Пояснение
	$K_{б(к)}$	Комплексные показатели безопасности
	$K_{кач(к)}$	Комплексные показатели качества поступающей информации

Влияние внешних факторов на фрагменты структуры управления добычей выражено в степени выбросов углекислого газа (CO_2) в атмосферу, что объясняет экологическое состояние среды (Environment State Condition, ESC), степени эксплуатации пласта (Layer Exploitation Degree, LED), степени активности контроля системы извлечения газа (System Control Degree, SCD) и ритмичности работы оборудования (Rhythmicality Equipment Work, REW).

Тип управления в контексте сетецентрического стратегического управления может обретать дизъюнктивный, конъюнктивный, иерархический и обобщенный характер. К примеру, пусть A – оператор регулирования температуры, B – оператор регулирования давления, $G(A_1, A_2, A_3)$ – совокупность условий поддержки безаварийной работы ЭЦН (где A_1 – проверка герметичности насоса, A_2 – обеспечение равномерной подачи, A_3 – контроль трения и износа подшипников), а $Y(G, D, C)$ – обобщенная функция управления ритмичной добычей газа. Причем при выполнении всех условий для G этот показатель будет эквивалентен единице. То же выполнение условий G, D, C будет характерно и для Y . Тогда система необходимых условий управления добычей углеводорода будет иметь вид:

$$\begin{cases} A \cup B = D, \\ A \cap B = C, \\ G(A_1, A_2, A_3) = 1, \\ Y(G, D, C) = 1. \end{cases} \quad (4.2)$$

Сетецентрический вариант структуры управления газодобывающим производством подразумевает организацию совместного взаимодействия разнородных систем и объектов, обеспечивающих устойчивое развитие процессов эксплуатации продуктивных регионов. Посредством синтеза решения задач контроля и управления технологическими процессами обеспечивается безопасность

функционирования основных подразделений, поддержка защиты информационных ресурсов от несанкционированного доступа, всесторонний контроль оборудования и мониторинг экологического состояния внешней среды (Рисунок 4.5).

Сетецентрический подход к управлению основными процессами поддержки стабильной работы системы эксплуатации пласта позволяет реализовать процессы интеграции и решение задач обеспечения необходимого уровня качества и эффективности (QES) работы нефтегазодобывающего производства. При этом подразумевается контроль качества технологических операций с учетом функционирования компонент автоматизации путем их объединения сетевой структурой. Управление оборудованием доступно описывается дискретно-событийным представлением работы системы. Этапы процесса управления – от сбора данных до оценки выбора метода обработки и проверки корректности и точности результирующих показателей – контролируются посредством технологий интеграции компонентов системы управления добычей газа и охвата сетевыми технологическими инструментами (Рисунок 4.6). Причем под компонентами множества разнотипных данных X рассматривается температура T на устье скважины, обводненность W , время активной работы оборудования $t_{\text{акт}}$, штатное время функционирования $t_{\text{штат}}$, календарное время работы $t_{\text{календ}}$. Оценка информативности осуществляется для групп показателей производительности (P), ритмичности (R), безопасности информации (S) и качества информации (C).

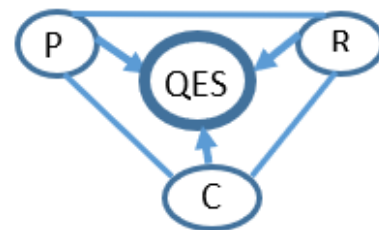


Рисунок 4.5 – Компоненты сетевой модели оценки показателей функционирования объектов ПТО ГДК в рамках модуля адаптивной диагностики оборудования (на тактическом уровне управления)

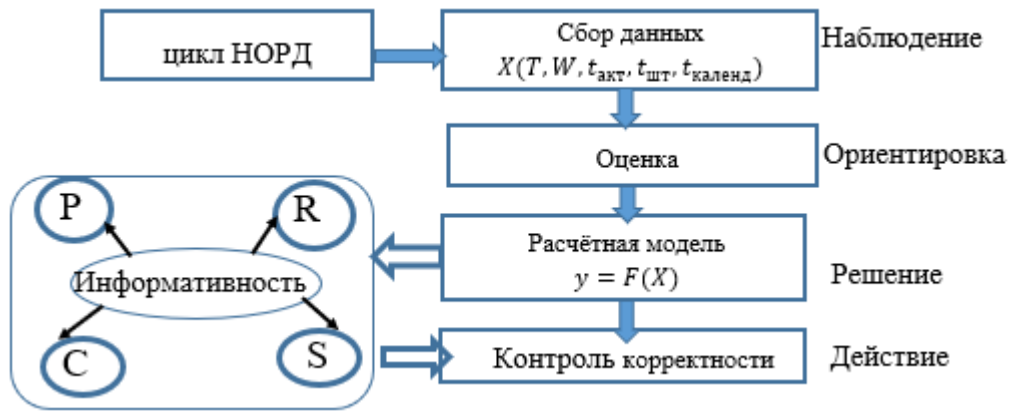


Рисунок 4.6 – Организация этапов обработки информации с учетом сетецентрического управления процессами добычи углеводородов с учетом пожаровзрывобезопасного состояния объектов ПТО ГДК

Функциональное решение для системы управления может быть выражено с помощью множества $ICM = \{G_1, G_2, G_3, G_4, G_5, CA, SA, RA, PA\}$, где G_1 – множество скважин; G_2 – множество процессов; G_3 – множество событий; G_4 – множество типов элементов системы; G_5 – множество структур производства; CA – множество классов (категорий) показателей работы системы добычи углеводородов; SA – множество классов неплановых ситуаций; RA – множество взаимосвязей между элементами; PA – множество параметров безопасности.

4.2 Архитектура многоагентной адаптивной системы поддержки принятия решений по управлению пожаровзрывобезопасностью объектов

Вопросы получения модификаций алгоритма принятия решений в отраслевых структурах являются сложной и затратной задачей, которая требует высокого уровня компетенций персонала, значительных временных и технологических затрат. А поскольку информационные объемы и степень сложности систем возрастают в условиях реализации процессов добычи углеводородов, подход к управлению параллельно действующими объектами и обеспечению рационального варианта выполнения операций является обоснованным. В связи с этим актуальной становится способность представлять многоуровневые структуры с помощью компонентов, взаимодействующих между собой и влияющих на поведение и траектории развития каждого из объектов. В основе понятия мультиагентных

систем представлен «агент», который рассматривается в задачах области системного программирования, распределенных интеллектуальных систем [71; 187]. В решении предложенных задач агентом является программный объект, способный оценить ситуацию, наделенный параметрами состояния, принимающий решения и взаимодействующий с объектами посредством установления связей. Под многоагентной системой понимается множество программных агентов, организованных в сообщества и предназначенных для решения поставленной задачи. Интеллектуальный агент, как правило, руководствуется намерениями при выборе цели, поскольку ориентирован на совершение операций с минимальными затратами и достижением максимально возможной выгоды. Агентам такого типа присущи свойства реактивности (реакции на воздействия), проактивности (проявление инициативы в достижении цели) и взаимодействия с другими объектами в процессе достижения цели.

На Рисунке 4.7 представлена укрупненная архитектура многоуровневой многоагентной адаптивной системы поддержки принятия решений по адаптивному управлению пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК применительно к разработке и эксплуатации НГКМ Крайнего Севера.

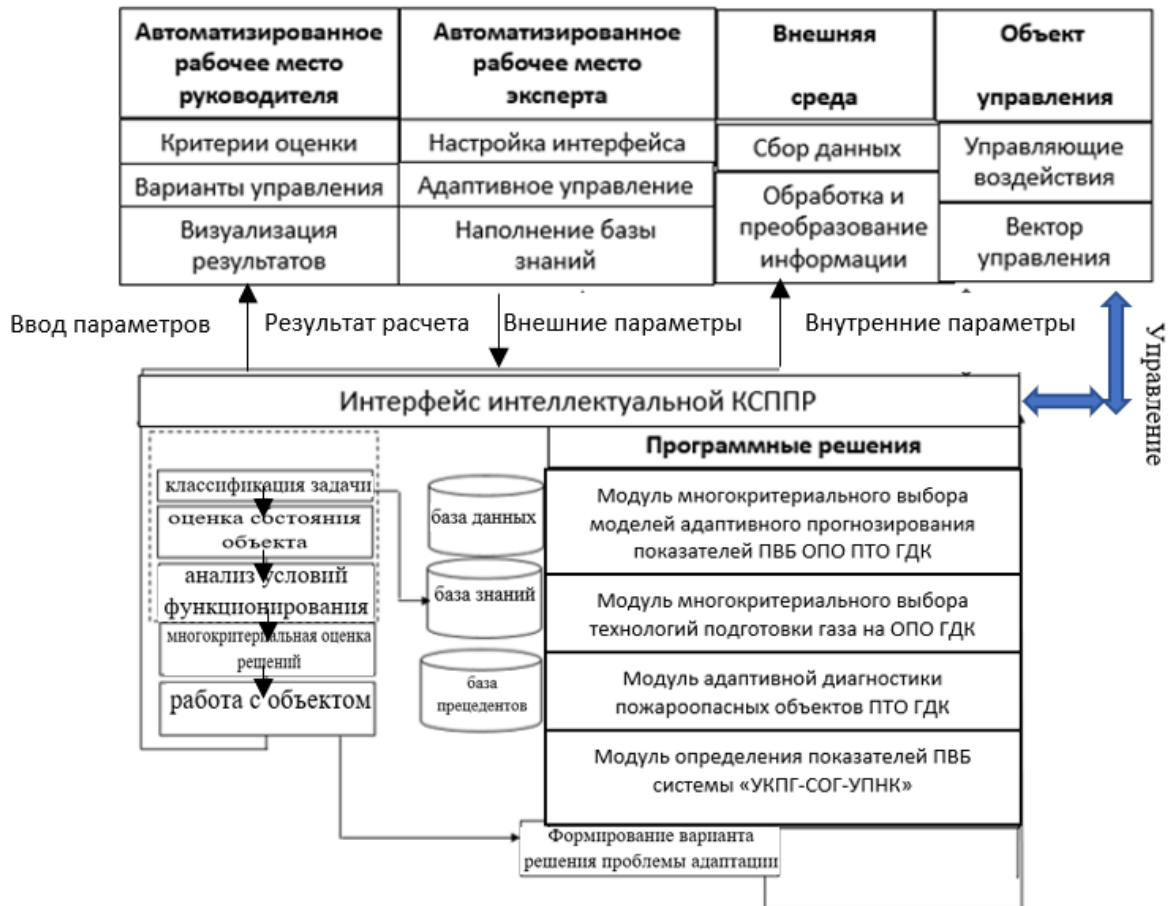


Рисунок 4.7 – Архитектура многоуровневой интеллектуальной КСППР по адаптивному управлению ПВБ объектов ПТО ГДК

В нотации UML архитектура МАСППР будет выглядеть в виде диаграммы классов, представленной на Рисунке 4.8 (с учетом уровней базы данных, моделей компонентов МАСППР и графического интерфейса пользователя).

Разработка компьютерной модели системы оценок по управлению добычей углеводородов реализована с использованием среды разработки JADE, программной среды NetLogo, которые составляют многоагентную среду моделирования. При реализации компонентов интеллектуальной МАСППР использованы компоненты базы моделей (фрагмент базы моделей представлен на Рисунке А.1 Приложения А), инструменты вычислительной среды Octave и Matlab&Simulink. В структуре многоуровневой МАСППР реализовано пять программных агентов, причем один из них является управляющим (координатором), а четыре – агентами, выполняющими поставленные задачи оценки процессов добычи углеводородов.

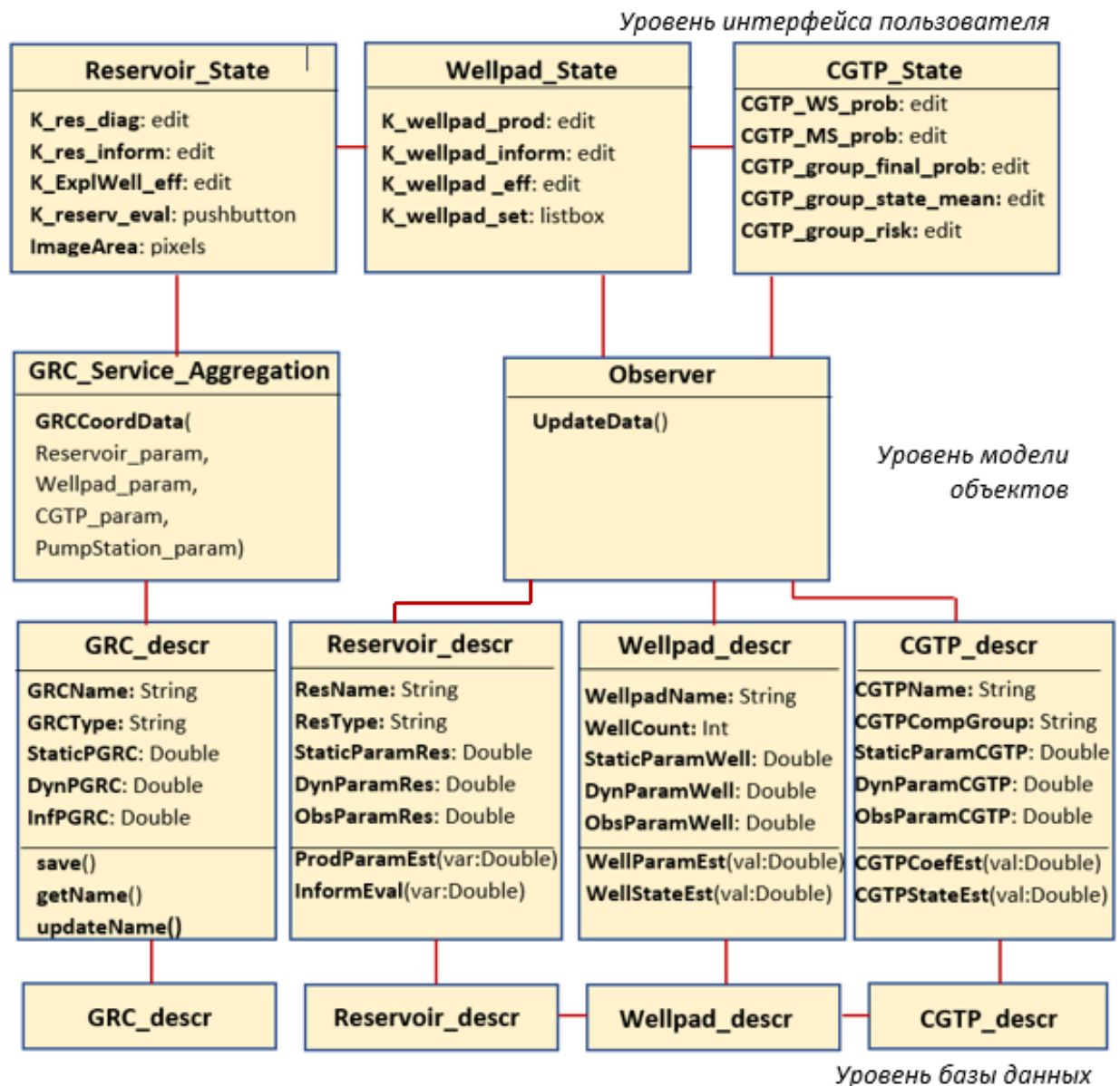


Рисунок 4.8 – Диаграмма UML для реализации компонентов МАСППР по адаптивному управлению ПВБ объектов ПТО ГДК

На Рисунке 4.9 представлена реализация управления многоагентной моделью (на основе существующей модели многоагентной среды) взаимодействия компонентов газовой среды на основе платформы NetLogo. Нужно добавить, что к системным решениям на основе многоагентных технологий относятся Repast Symphony, MASON, NetLogo, GAMA [71]. Для параллельных вычислений используются инструменты платформ RepastHPC, D-MASON, Pandora, FLAME и JADE (Java Agent Development Framework).

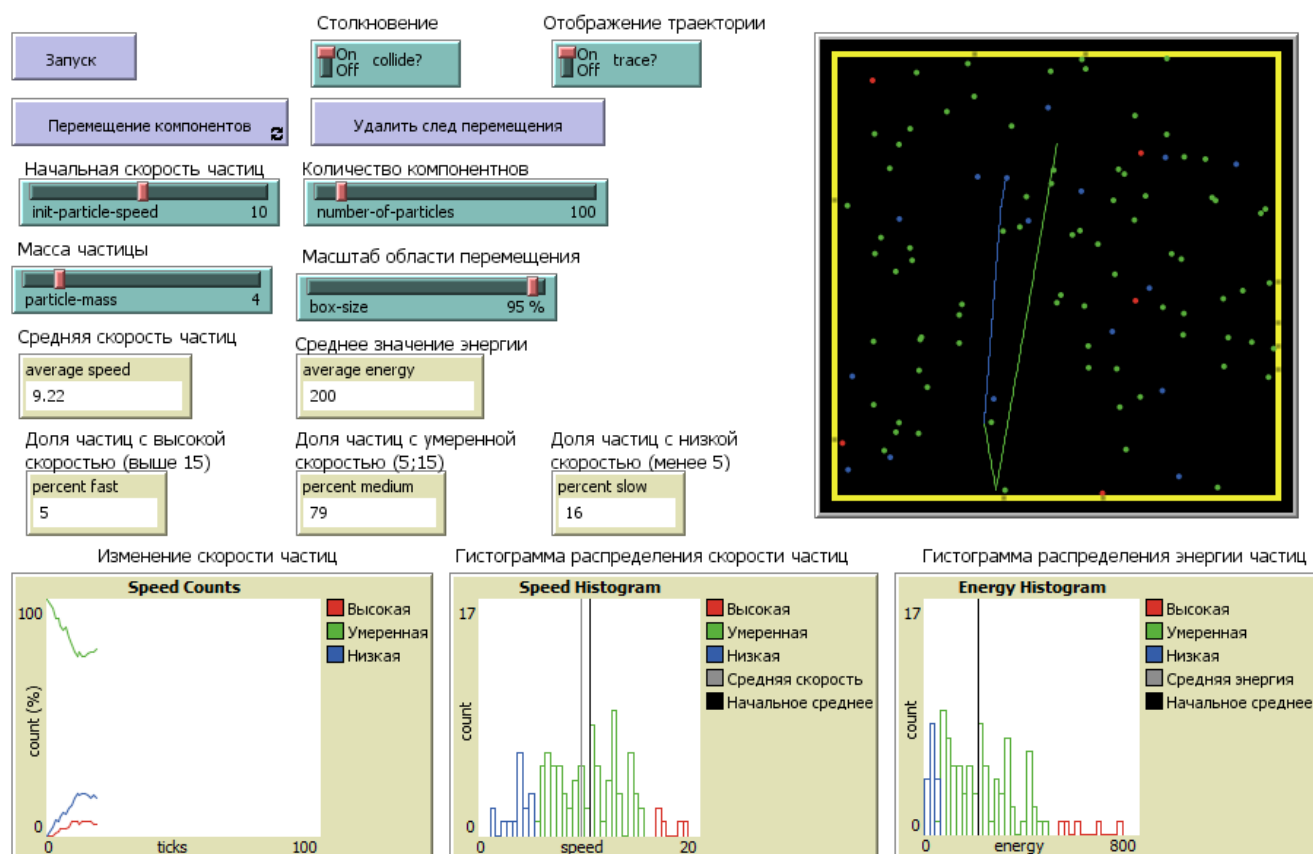


Рисунок 4.9 – Пример модели управления компонентами газовой среды

Агентная платформа JADE (Java Agent DEvelopment Framework) является популярным решением среди существующих вариантов применения многоагентных технологий [188]. На платформе JADE создано программное обеспечение среднего уровня (Рисунок 4.10 [188]), которое представляет собой совокупность средств для создания и управления системой с множеством агентов. Инструменты платформы позволяют обмениваться запросами серверным мощностям и уровню приложений. Таким образом, упрощается процедура доступа приложений к ресурсам сервера и ускоряются процессы взаимодействия за счет специально разработанных инструментов многоагентной платформы.

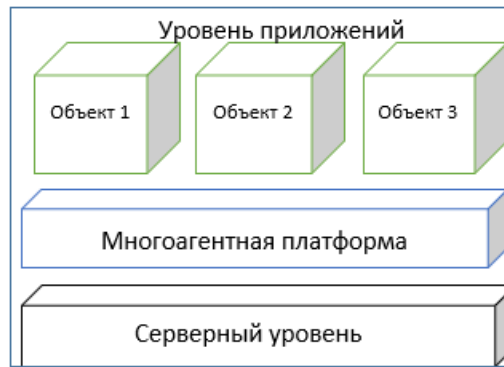


Рисунок 4.10 – Структура программного обеспечения с использованием связующей платформы

В состав платформы JADE входят следующие основные компоненты:

- 1) FIPA-compliant Agent Platform – агентная платформа на базе стандарта FIPA с описанием типов системных агентов;
- 2) Distributed Agent Platform – распределенная агентная платформа, которая может использовать несколько компьютеров, причем на каждом узле запускается только одна Java Virtual Machine (JVM). Агенты исполняются как Java-потoki. Для доставки сообщений между агентами используется механизм Multiple Domains support – множество основанных на FIPA-спецификациях специализированных агентов;
- 3) многопоточная исполнительная среда с двухуровневым планированием (Multithreaded execution environment with two-level scheduling), использующая механизм реализации потоков управления (однопоточный и многопоточный); причем планированием задач занимается JVM;
- 4) объектно-ориентированная среда программирования. Java-классы помогают реализовывать FIPA-концепции;
- 5) библиотека протоколов взаимодействия (Library of interaction protocols), использующая протоколы fipa-request и fipa-contract-net;
- 6) графический пользовательский интерфейс.

Платформа JADE (Рисунок 4.11) реализована на языке программирования Java с применением Java RMI, Java CORBA IDL, Java Serialization и Java Reflection API. Разработка мультиагентных систем на платформе JADE упрощается за счет

использования FIPA-спецификаций и инструментов (tools), которые поддерживают этапы исправления ошибок (debugging) и развертывания системы (deployment). JADE представляет собой кроссплатформенное решение и способна к конфигурации через удаленный GUI.

В рамках работы МАСППР реализован ряд программных модулей (соответствующие свидетельства о регистрации программ для ЭВМ приведены в Приложении Б). В качестве среды реализации разработанных расчетных моделей определен программный комплекс Matlab/Simulink. Расчетные модели и алгоритмы, реализованные в Matlab, перенесены на платформу сбора и обработки информации Plant Information System. Интеграция среды Matlab и платформы PI System осуществлена с помощью интерфейсов Matlab Interface for AVEVA PI System (R2018a-R2021b).

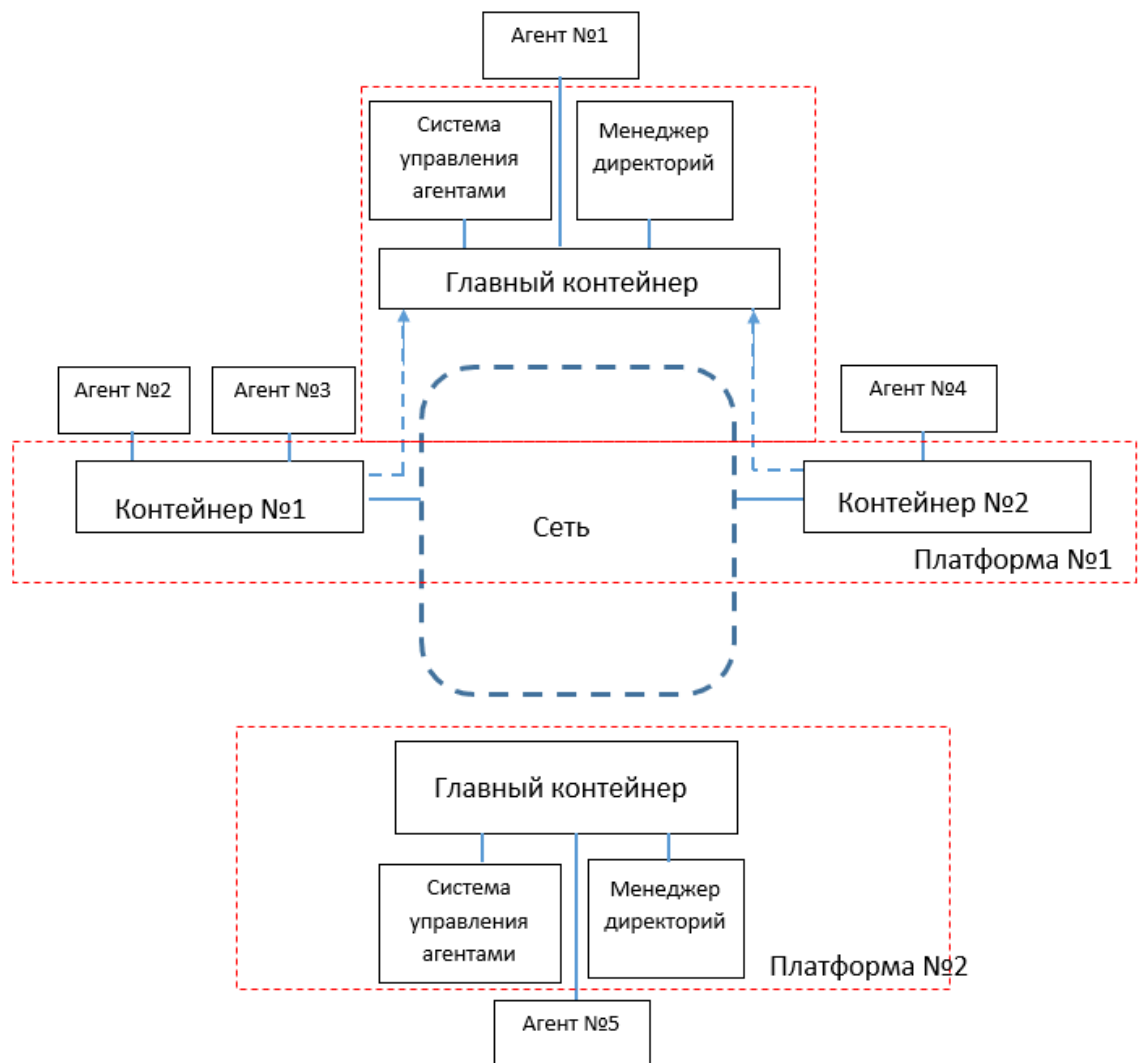


Рисунок 4.11 – Структура платформы JADE

Для обеспечения обмена информацией с платформой PI System в среде Matlab реализованы инструменты получения числовых данных и экспорта в приложение PI Asset Framework (PI AF). К примеру, результаты расчета технологических показателей и определения вероятностей пребывания групп объектов УКПГ в работоспособном состоянии направляются на платформу PI AF, запись данных производится с помощью инструментов PI Software Development Kit (PI AF SDK). Посредством инструментов PI SDK осуществляется взаимодействие с подсистемами сервера PI System. Ниже приведены результаты работы предлагаемых программных модулей.

4.3 Результаты работы программных модулей для многоагентной адаптивной системы поддержки принятия решений по управлению пожаровзрывобезопасностью объектов

4.3.1 Модуль оценки информативности показателей пожаровзрывобезопасности объектов газодобывающего комплекса

В рамках исследования разработан программный модуль для оценки информативности показателей ПВБ объектов ПТО ГДК (применительно к объектам системы «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК») [189]. Работа модуля направлена на определение показателей, используемых при многокритериальной оценке моделей адаптивного прогноза пожаровзрывобезопасного состояния объектов системы «пласт – скважина» ПТО ГДК [1; 190], а также при определении информативности показателей, применяемых в разработанной системе оценок по адаптивному управлению ПВБ объектов ПТО ГДК. Программа предназначена для расчета информативности I и диагностического коэффициента DC [161] в соответствии с исходными данными, полученными от скважин ряда месторождений. Для расчета используются показатели сглаженной частотности y_A и y_B попадания диапазона признака i в группу А или В. Интерфейс содержит гистограммы для сглаженной частотности двух групп согласно интервалам, на которые разделен ряд начальных данных динамики параметра добычи.

В результате работы программного модуля определяется различие значений показателей ПВБ для каждой группы объектов. Анализ информативности промысловых данных и использование результатов работы модуля способствуют поддержке принятия решений в задачах адаптивного управления добычей углеводородов. Полученные показатели могут служить основой для разработки рекомендаций по регулированию режимов работы пожароопасных объектов ГДК.

Процедуры модуля позволяют выполнить расчет информативности I_i показателей ПВБ применительно к функционированию объектов разработки и эксплуатации НГКМ, а также диагностического коэффициента DC_i в соответствии с исходными данными, полученными от скважин месторождения. Предусмотрена визуализация динамики показателя разработки. Расчет диагностических коэффициентов и информативности выполняется на основании показателей сглаженной частотности $\overline{y_A}$ и $\overline{y_B}$ попадания диапазона признака i в группу А или В (при этом идентификация классов подразумевает группу А, для которой общий для групп А и В признак меньше заданного значения, и группу В, для которой общий признак больше заданного значения). Алгоритм оценки информативности рассмотрен в [161]. На Рисунке 4.12 представлен вариант визуализации динамики исследуемого показателя, оказывающего влияние на ПВБ системы «пласт – скважина» на объектах НГКМ Крайнего Севера.

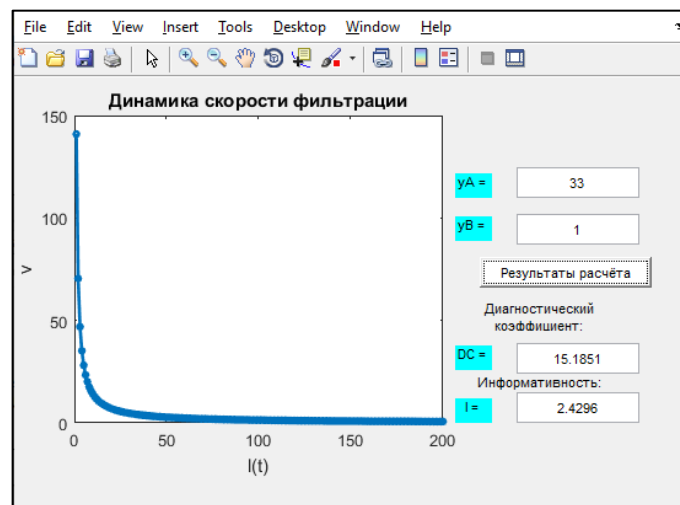


Рисунок 4.12 – Вариант визуализации окна интерфейса расчетного модуля оценки информативности показателя пожаровзрывобезопасности объекта ПТО ГДК

4.3.2 Модуль многокритериального выбора моделей адаптивного прогнозирования показателей пожаровзрывобезопасности на объектах системы «пласт – скважина – установка комплексной подготовки газа – система охлаждения газа – установка подготовки неустойчивого конденсата»

С помощью библиотеки Kalman Filter Toolbox среды Matlab реализованы алгоритмы адаптивного прогнозирования вектора состояния объекта «пласт» для последующей многокритериальной оценки предпочтительной модели адаптивного прогноза. Задача параметрической адаптации выполнена с помощью библиотеки Curve Fitting Toolbox, определены коэффициенты модели аппроксимации временных рядов показателей добычи углеводородов. Для реализации моделей адаптивного прогнозирования состояния объекта «пласт» использовались библиотеки среды Matlab. На Рисунке 4.13 отображен вариант результата работы разработанного расчетного модуля многокритериальной оценки моделей адаптивного прогноза состояния пластовой системы. Результаты работы модуля отражены на Рисунках 3.5–3.7 главы 3.

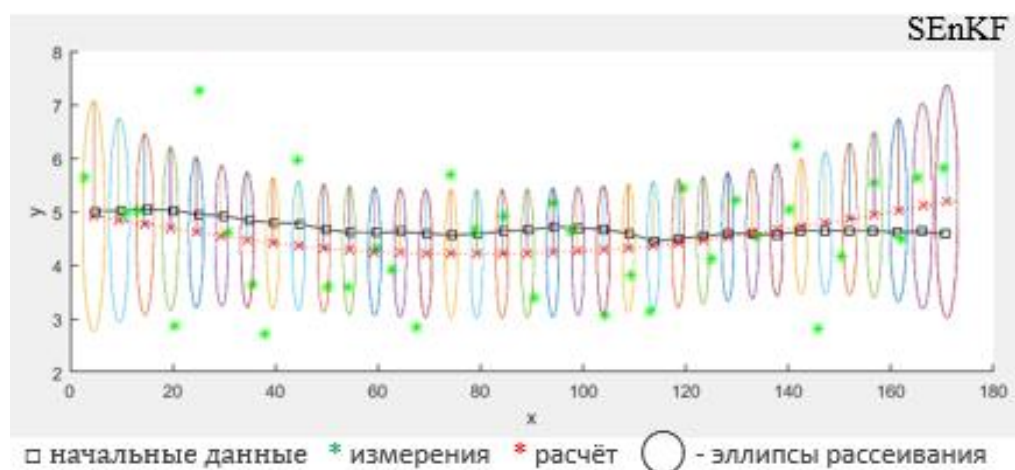
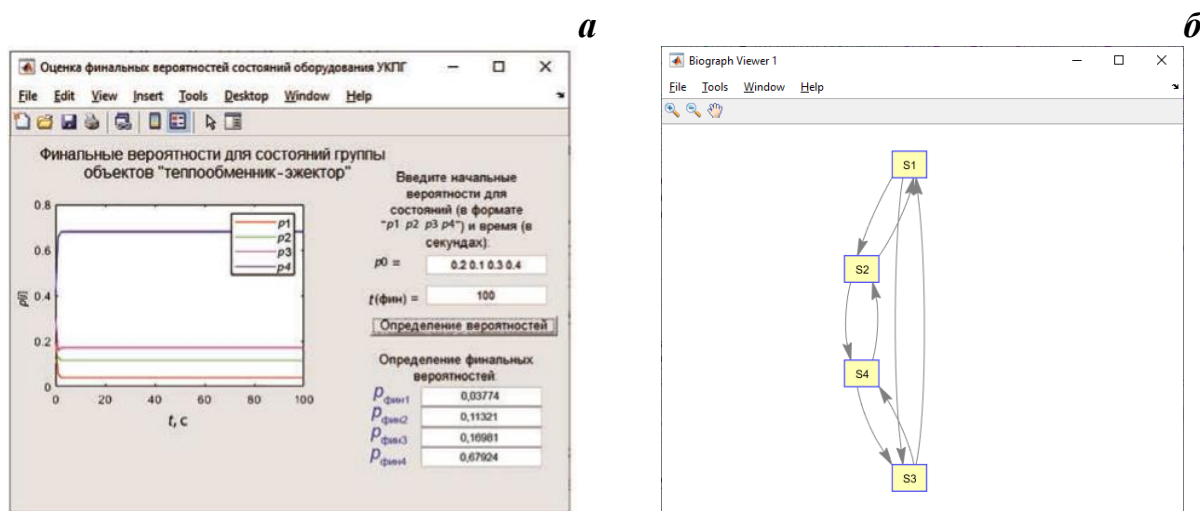


Рисунок 4.13 – Результаты применения алгоритма множественного ансамбля фильтра Калмана с использованием сглаживания для временных рядов дебита нефти на объекте УКПГ-5В УНГКМ

4.3.3 Модуль многокритериального выбора и оптимизации технологии подготовки газа с учетом пожаровзрывоопасных состояний групп объектов

При управлении процессами подготовки газа необходимо осуществлять непрерывный контроль за сбором, хранением и обработкой информации. Ввиду получения и анализа существенных объемов данных целесообразно использовать для работы с массивами инструменты вычислительной среды, позволяющей реализовать решение научно-технических и производственных задач [191; 192]. Для решения задачи моделирования и оптимизации функционирования групп объектов ПТО ГДК разработан модуль оценки функционирования объектов ПТО ГДК.

На Рисунке 4.14,а представлены результаты визуализации работы расчетного модуля для оценки состояний компонентов установки комплексной подготовки газа, на Рисунке 4.14,б – вариант графа состояний для компонента установки, на Рисунке 4.14,в – многоуровневая структурная модель подсистемы подготовки газа и атрибуты для описания компонентов УКПГ [100].



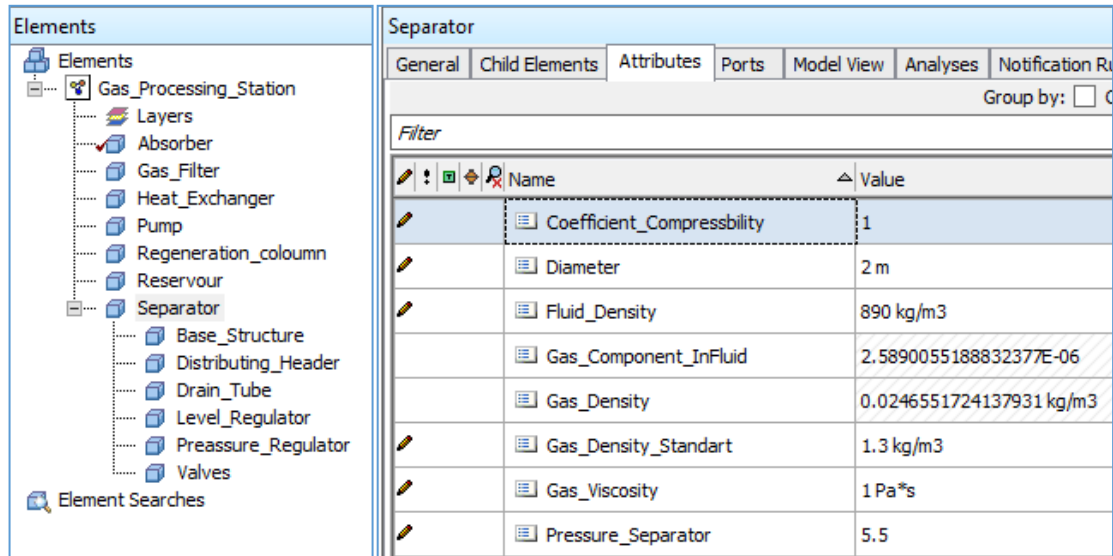


Рис. 4.14 – Реализация разработанного прототипа расчетного модуля многокритериального выбора и оптимизации технологии подготовки газа (с учетом пожаровзрывоопасных состояний групп объектов ПТО ГДК) в среде Matlab: *а* – интерфейс пользователя; *б* – визуализация графа состояний; *в* – структурная модель подсистемы комплексной подготовки газа

Разработка и реализация прототипа расчетного модуля многокритериального выбора и оптимизации технологии подготовки газа позволяют решить вопросы оценки работоспособного состояния объектов комплексной подготовки газа [177], учесть технологические особенности процессов подготовки газа путем определения качественного состава и влагосодержания газа, а также параметры работы сепарационной установки. Решение может быть интегрировано с инструментами платформы PI System в целях поддержки принятия решений на объектах подготовки газа [100].

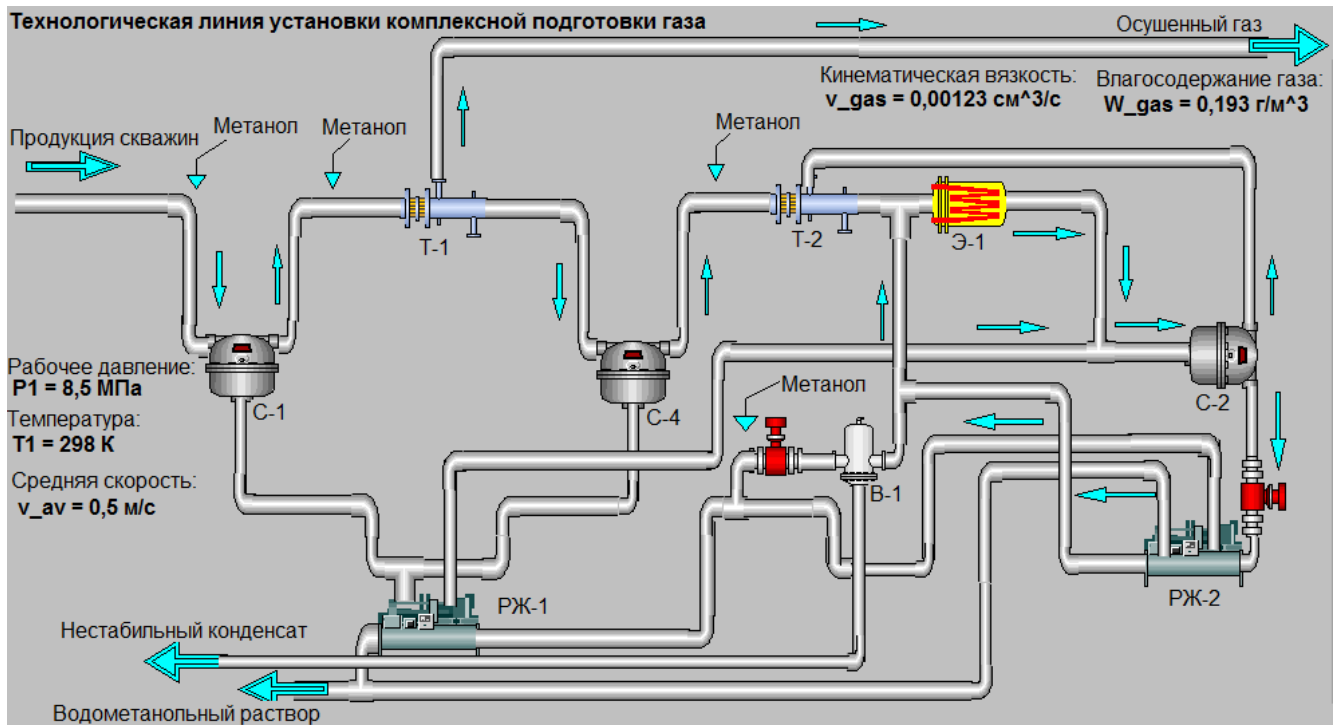


Рисунок 4.15 – Мнемосхема работы системы комплексной подготовки газа согласно технологии низкотемпературной сепарации с применением установки регенерации метанола

На Рисунке 4.15 приведена мнемосхема фрагмента системы комплексной подготовки газа, реализованная с помощью приложения PI ProcessBook. В качестве элементов представлены сепараторы (C-1, C-2, C-4), разделители жидкости (РЖ-1, РЖ-2), теплообменники (Т-1, Т-2), эжектор (Э-1) и выветриватель (В-1). Инструменты считывания параметров технологического режима работы объектов УКПГ и результатов расчета технологических показателей, полученных с помощью математической среды Matlab и описанных в среде PI Asset Framework (см. Рисунок 4.14,в), позволяют осуществлять непрерывный контроль за состоянием объектов системы подготовки газа, формировать и активировать элементы оповещения подсистемы противоаварийной защиты.

4.3.4 Модуль адаптивной диагностики пожаровзрывобезопасного функционирования объектов газодобывающего комплекса

Математические модели и алгоритмы модуля поддержки управления процессами диагностики оборудования компрессорной установки реализованы на

основе интегрированной платформы сбора, хранения и обработки информации с использованием средств среды математического программирования (Matlab, Scilab) [193]. Код простоя оборудования (на примере компрессорной установки) содержит три возможные ситуации, провоцирующие выход из строя единицы оборудования и нарушение пожаровзрывобезопасности объекта («1» – влияние причины, «0» – отсутствие влияния причины): 1 – негерметичность, 2 – затрудненная подача, 3 – рост трения в подшипниках. Влияние каждой из причин отмечается в записи трехразрядного числа. При этом первый разряд описывает влияние негерметичности, второй разряд соответствует влиянию затрудненной подачи, третий разряд определяет влияние роста трения в подшипниках. Например, код «010» отражает влияние одной причины на возникновение сбоев в работе оборудования – затрудненной подачи. Разработанный модуль для выявления причин простоев оборудования позволяет определить часто встречающиеся ситуации (Рисунок 4.16), последствием которых является возникновение неисправностей и задержек при функционировании оборудования, а также нарушение пожаровзрывобезопасного состояния производственного объекта газового промысла. Модуль разработан с учетом возможности обращения к библиотеке Predictive Maintenance Toolbox среды Matlab, а также вызова необходимых процедур на уровне программного агента, реализованного с помощью библиотек языка программирования Java.

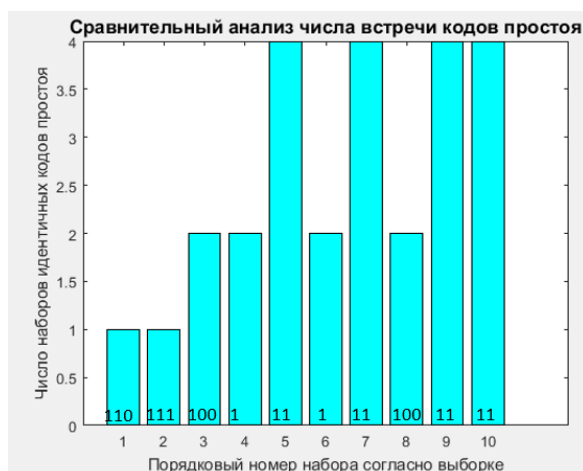
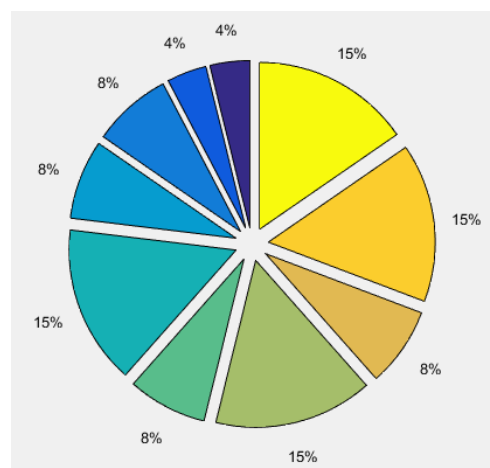
а*б*

Рисунок 4.16 – Работа модуля диагностики простоев оборудования пожароопасных объектов ГДК: *а* – гистограмма числа встречи идентичных кодов простоя компрессора; *б* – круговая диаграмма определения доли числа встречи идентичных кодов простоя компрессора

С помощью инструментов многокритериального анализа полученных оценок работы пожароопасных объектов добычи и подготовки углеводородов на НГКМ (система «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК») сформированы основы для рекомендаций по координации управления операциями добычи углеводородов с учетом уровня управления. На основе разработанной системы критериев по оценке адаптивного управления ПВБ объектов ПТО ГДК (применительно к разработке и эксплуатации НГКМ Арктического региона) осуществляется выбор предпочтительного варианта механизмов управления с учетом неопределенности исходной информации, полученной от источников и составляющей базу данных МАСПР. По результатам работы программных агентов и полученных многокритериальных оценок на основе обработанных показателей ПВБ объектов ПТО ГДК произведен выбор приоритетных механизмов контроля структур производства и реализован рациональный вариант распределения ресурсов производства в условиях неопределенности и рисков с учетом временных затрат на выполнение операций, ремонт и техническое обслуживание компонентов производства, характеристик информационных ресурсов и состояния каждого

компонента автоматизированных систем управления пожаровзрывобезопасностью производственных объектов добычи углеводородов [194–196].

На Рисунке 4.17 представлены разработанные и существующие инструменты и модели в рамках многоуровневой структурной схемы для решения задач адаптивного управления ПВБ объектов ПТО ГДК на оперативном и тактическом уровнях управления.

Сведения о внедрении результатов разработки моделей, алгоритмов и ПВК МАССППР приведены в соответствующих Актах о внедрении результатов диссертационной работы, представленных в Приложении В.

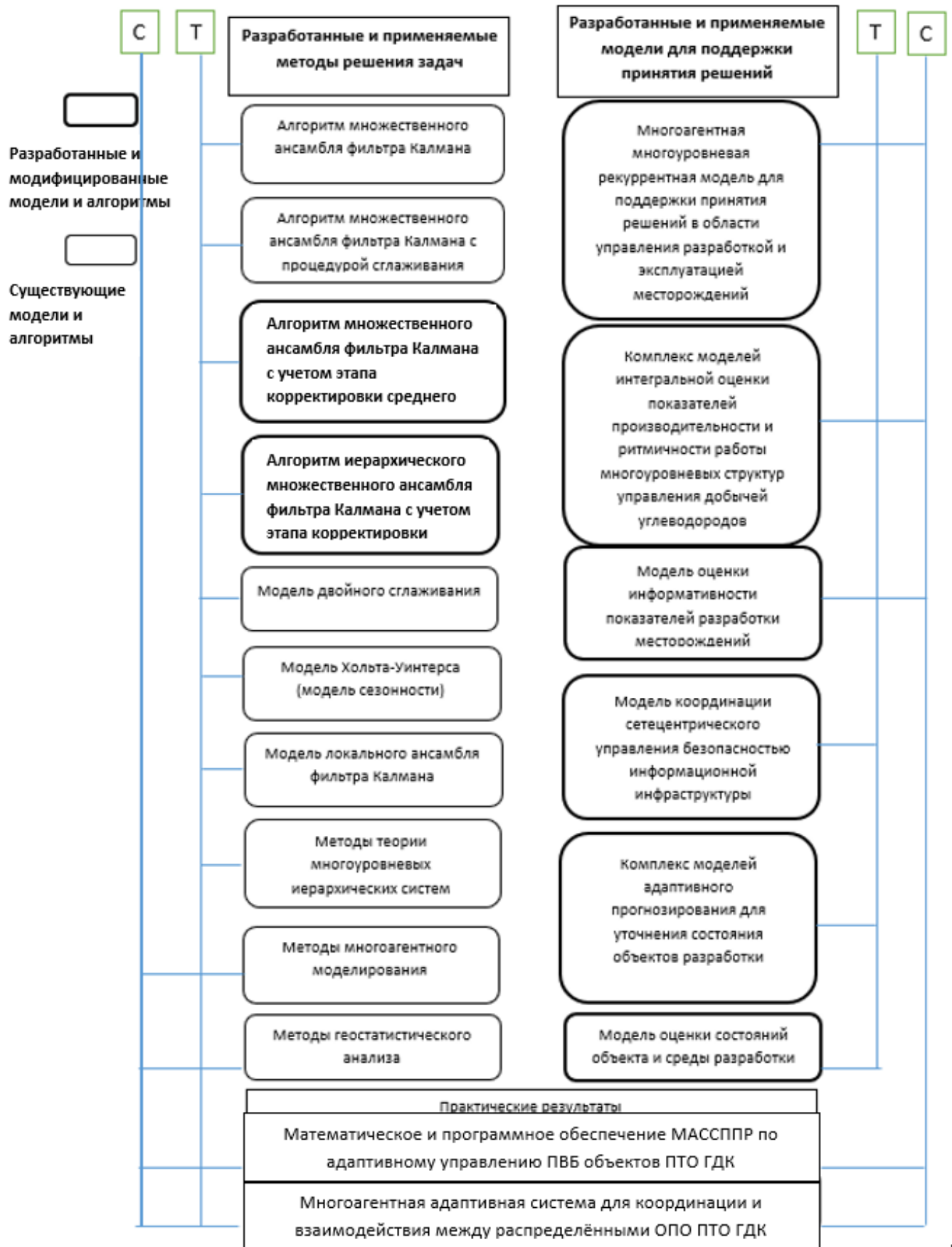


Рисунок 4.17 – Содержание базы моделей многоагентной адаптивной КСПР по адаптивному управлению ПВБ объектов ПТО ГДК (применительно к разработке и эксплуатации НГКМ Арктического региона)

4.4 Выводы по главе 4

1. Разработана компьютерная модель системы оценок для многоагентной адаптивной КСППР по управлению ПVB объектов ПТО ГДК. Предложенная компьютерная модель позволяет обеспечить поддержку принятия решений в процессе пожаробезопасного функционирования объектов ГДК.

2. Разработанное программное решение и используемый математический аппарат учитывают динамический характер изменения основных показателей процессов и чувствительность объекта управления к действию внешних факторов. Функциональные составляющие расчетных модулей ориентированы на определение комплексных показателей эффективности работы систем добычи газа, а также на определение пожаробезопасного состояния оборудования для поддержки процессов эксплуатации пласта. Предложенное решение направлено на организацию оперативного отклика системы контроля показателей добычи углеводородов в случае смены состояния объекта управления.

3. Результаты решения задач при помощи предложенной компьютерной модели системы показателей пожаробезопасного функционирования объектов ПТО ГДК формируют основы для рекомендаций по рациональному управлению процессами добычи и подготовки углеводородов, поддержки принятия решений для устойчивого развития промышленных систем добычи, сбора и подготовки газа и газового конденсата.

Результаты применения моделей аппроксимации показателей дебита флюида, дебита жидкости и дебита воды показали предпочтительность полиномиальной модели второго порядка для скважин куста А. В случае неполноты и высокой неопределенности входных данных использован механизм нечеткого логического вывода для получения моделей аппроксимации, описывающих изменение дебита согласно полученным измерениям. Коэффициенты моделей аппроксимации используются на этапе адаптивного прогнозирования вектора состояния объекта «пласт» при уточнении среднегодовых значений дебита углеводородов. Результаты адаптивного прогнозирования согласно данным добычи углеводородов на объектах УНГKM (для куста А) выявили преимущество работы модифицированной модели

иерархического множественного ансамбля фильтра Калмана с применением сглаживания и определением предпочтительного числа подансамблей. Предложен алгоритм адаптивного прогнозирования со встроенной операцией выбора модели аппроксимации и применения нечеткого логического вывода в целях снижения априорной неопределенности данных добычи нефти, жидкости и воды. Используемые модели адаптивного прогноза, составляющие базу моделей разработанной многоагентной адаптивной КСППР, отличаются введением этапа корректировки среднего по ансамблю для каждой скважины. Разработанный алгоритм многокритериального выбора модели адаптивного прогноза отличается реализацией этапа аппроксимации временных рядов данных, применения разработанной модели оценки информативности для определения наиболее значимых показателей разработки в целях использования информации на этапе адаптации и последующей оптимизации разработки месторождения.

В приведенном исследовании разработаны алгоритмы и модели многоуровневой многоагентной адаптивной компьютерной системы поддержки принятия решений по управлению объектами ПТО ГДК. В структуре МАСППР предложен комплекс моделей, позволяющих осуществлять комплексные (многокритериальные) оценки по выбору модели адаптивного прогнозирования показателей добычи со встроенным механизмом многокритериального выбора предпочтительной модели аппроксимации показателей добычи, содержащим механизм нечеткого логического вывода, предназначенный для предварительной обработки данных в условиях неполноты и недостаточности начальной информации [197]. Для объекта УКПГ предложена разработка модели многокритериального выбора технологии подготовки газа с учетом низкотемпературных режимов (применительно к объектам разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений), которая отличается встроенными моделями оценки состояний, средних численностей работоспособных состояний и оптимизации рисков недополучения дохода в результате функционирования объектов системы подготовки газа с учетом пожароопасных состояний групп объектов УКПГ. Отличительной особенностью

разработанной модели является возможность анализа состояния групп объектов УКПГ с учетом выбора абсорбента (на основе высококонцентрированных растворов гликолей), поскольку на объектах нефтегазодобывающего производства представляет проблему выбор технологий пожаробезопасной эксплуатации УКПГ, в том числе работы цеха регенерации диэтиленгликоля, системы подачи метанола, работы дренажной системы установки, станций охлаждения газа.

Модель многокритериального выбора технологии подготовки газа содержит встроенный компонент по выбору типа технологии низкотемпературной сепарации [198] с учетом технологических критериев и расчетных критериев, определяющих вероятность гидратообразования и нарушение ПВБ объектов ПТО ГДК. Решение поставленных задач моделирования и оптимизации технологий подготовки газа включает проведение адаптивной диагностики компрессорных установок с возможностью определения причин простоя оборудования. Разработанные модели и алгоритмы используются для анализа и управления пожаровзрывобезопасным функционированием объектов системы «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК» по уровням управления. Предложенная многоуровневая структура оценки работы объектов системы добычи углеводородов отличается наличием модуля оценки информативности показателей добычи углеводородов (для решения задачи адаптивного прогноза состояния объекта управления). Компоненты базы моделей предложенной адаптивной КСППР представлены программными агентами, взаимодействующими между собой и обменивающимися информацией для достижения цели пожаровзрывобезопасного функционирования групп объектов системы «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В приведенном исследовании разработаны алгоритмы и модели многоуровневой многоагентной адаптивной компьютерной системы поддержки принятия решений по оптимизации рисков пожаровзрывобезопасности объектов ПТО ГДК. В структуре МАСППР предложена адаптивная система показателей, которая отличается наличием комплексной (многокритериальной) оценки состояний объекта управления, включает определение показателей диагностики работы оборудования и выявления причин простоев, а также вычисление ряда показателей (объединенных по группам), которые используются для анализа и управления пожаробезопасным функционированием объектов системы «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК» по уровням управления. Предложенная многоуровневая структура оценки работы объектов добычи углеводородов отличается наличием модуля оценки информативности начальных показателей разработки (для решения задачи адаптивного прогноза состояния объекта управления) и полученных показателей оценки работы объектов. Компоненты базы моделей предложенной адаптивной КСППР представлены программными агентами, взаимодействующими между собой и обменивающимися информацией для достижения цели пожаровзрывобезопасного функционирования групп объектов системы «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК».

В ходе выполнения диссертационной работы решены следующие задачи:

1. Разработана структурная модель и модули многоагентной адаптивной КСППР (МАСППР), позволяющие оптимизировать объемы ресурсов и координацию процессов адаптивного управления пожароопасными объектами ПТО ГДК на тактическом и оперативном уровнях.

2. Разработаны алгоритмы и модели адаптивного прогнозирования пожаровзрывобезопасного состояния объектов системы «пласт – скважина – УКПГ». Результаты разработки способствуют рациональному выполнению операций проектирования и управления производственно-техническим обслуживанием газодобывающего комплекса, а также обеспечению пожарной безопасности

объектов ГДК, определению готовности пожарных сил и средств объектов ПТО ГДК в осложненных условиях разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений.

3. Разработаны модели многокритериальной оценки и выбора аппарата адаптивного прогнозирования показателей пожаровзрывобезопасности объектов ГДК с учетом определения информативности показателей ПВБ. Результаты, полученные при применении расчетного модуля адаптивного прогнозирования, используются при вычислении комплексных показателей разработанной системы оценок по адаптивному управлению пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК.

4. Получена и реализована модель сглаженного иерархического ансамбля множественного фильтра Калмана с возможностью выбора количества подансамблей и с учетом этапа корректировки среднего по ансамблю, что повышает точность результатов и близость полученных значений показателей среднему начального ансамбля. Применение комбинированной модели ансамбля фильтра Калмана позволило достигнуть снижения среднеквадратического отклонения на 1,03 ($\Delta\delta = 1,03$), а усовершенствованной модели АФК с учетом корректировки среднего – на 1,08 ($\Delta\delta = 1,08$). Полученные модифицированные модели адаптивного прогнозирования показателей пожаровзрывобезопасности ОПО ПТО ГДК составляют базу моделей интеллектуальной КСППР по адаптивному управлению пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК.

5. Разработана структурная схема и алгоритм многоуровневого адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ГДК.

6. Разработана структура и компоненты многоуровневой многоагентной адаптивной КСППР; функции оценки и адаптивного управления ПВБ объектов ПТО ГДК виртуализованы и делегированы программным модулям. Объединения агентов составляют вычислительный слой киберфизической системы в области управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК. Разработан расчетный модуль адаптивной диагностики насосного оборудования на объектах УКПГ.

7. Разработаны марковские модели функционирования групп объектов системы «УКПГ – СОГ – УПНК». Выявлены и предложены зависимости интенсивностей переходов групп объектов технологической линии УКПГ в работоспособные и неработоспособные пожаровзрывоопасные состояния от средних численностей состояний ведущей группы объектов технологической линии УКПГ. Показано, что применение разработанных моделей оптимизации позволяет получить уточненные результаты комплексных показателей эффективности (с различием экономических показателей порядка 10–20 %). Разработан алгоритм многокритериального выбора оптимальной технологии подготовки газа и газового конденсата в условиях низкотемпературных режимов.

8. Разработаны модели оптимизации рисков недостаточного получения дохода при функционировании групп объектов, а также рисков затрат на восстановление и обслуживание объектов подготовки газа и конденсата (с использованием результатов, полученных при исследовании взаимосвязи марковских процессов функционирования групп объектов «УКПГ – СОГ – УПНК»). Рассмотрена дисперсионная модель рисков в широком смысле. По результатам оптимизации показателей пожаровзрывобезопасности выявлено:

- **для технологии НТС с дросселированием:** снижение суммарного риска (недополучения дохода и затрат на восстановление и обслуживание объектов УКПГ) при функционировании ведущей группы объектов «сепараторы» на 30 % в сравнении с величиной, полученной без проведения процедуры оптимизации (для теплообменников снижение суммарного риска составляет 16 %, для разделителей жидкости – 5 %);

- **для технологии промысловой низкотемпературной абсорбции:** снижение суммарного риска при функционировании ведущей группы объектов «абсорберы» на 21,35 %; для зависимых групп объектов снижение суммарного риска составляет: для дегазаторов – на 30 %, фильтров – на 4 %, насосов – на 21,53 %.

Выявлено, что применение предложенных моделей оптимизации позволяет достигнуть увеличения суммарного дохода при функционировании групп объектов

УКПГ применительно к очистке газа в 2 раза, к осушке – в 1,21 раза, а также увеличение суммарного дохода с учетом рисков затрат на ТО для очистки газа в 2 раза, для осушки – в 1,27 раза.

9. Результаты, полученные при использовании разработанных расчетных модулей МАСППР, способствуют рациональному распределению затрат на выполнение ПТО пожароопасных объектов добычи углеводородов (система «пласт – скважина – УКПГ – СОГ – УПНК») в условиях неопределенности и риска.

10. Величины (уровни) показателей ПВБ объектов УКПГ, СОГ и УПНК позволяют сформировать основы рекомендаций для поддержки принятия решений при определении (прогнозировании) готовности к использованию оборудования (сил и средств) автоматизированной системы пожаровзрывобезопасности третьего уровня условно расчетных объектов топливно-энергетических комплексов.

11. Разработанное математическое и программное обеспечение по адаптивному автоматизированному управлению пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК может быть рассмотрено в составе АСУ УКПГ для контроля взрывопожароопасных состояний объектов УКПГ, СОГ и УПНК. Модели могут быть задействованы при модернизации технологий промышленной низкотемпературной абсорбции и диагностики рекуперативных теплообменников.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВО	аппарат воздушного охлаждения
АГЗУ	автоматизированная групповая замерная установка
АСУ	автоматизированная система управления
АСУТП	автоматизированная система управления технологическими процессами
АФК	ансамблевый фильтр Калмана
БМА	блок местной автоматики
ВНК	водонефтяной контакт
ГДК	газодобывающий комплекс
ДКС	дожимная компрессорная станция
ДЭГ	диэтиленгликоль
ЗНГКМ	Заполярье нефтегазоконденсатное месторождение
ЗПА	здание переключающей арматуры
КСППР	компьютерная система поддержки принятия решений
ЛДС	линейная динамическая система
ЛПР	лицо, принимающее решение
МАИ	метод анализа иерархий
МАС	многоагентная система
МАСППР	многоагентная адаптивная система поддержки принятия решений
МАССППР	многоагентная адаптивная сетевая система поддержки принятия решений
НГДК	нефтегазодобывающий комплекс
НГКМ	нефтегазоконденсатное месторождение
НДЭГ	насыщенный диэтиленгликоль
НКПР	нижний концентрационный предел распространения пламени
НЛВ	нечеткий логический вывод
НТА	низкотемпературная абсорбция
НТС	низкотемпературная сепарация
ОПО	опасный производственный объект
ПВБ	пожаровзрывобезопасность
ПВК	программно-вычислительный комплекс

ПНТА	промысловая низкотемпературная абсорбция
ПТО	производственно-техническое обслуживание
РДЭГ	регенерированный диэтиленгликоль
САУ	система автоматизированного управления
СИКГ	система измерений количества и показателей качества газа
СИКГК	система измерений количества и показателей качества газового конденсата
СКО	среднеквадратическое отклонение
СЛАУ	система линейных алгебраических уравнений
СОГ	система охлаждения газа
СПИГ	система подготовки импульсного газа
СППР	система поддержки принятия решений
ТД	турбодетандер
ТДА	турбодетандерный агрегат
ТК	турбокомпрессор
ТКПГ	технологический корпус подготовки газа
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт
ТЭК	топливно-энергетический комплекс
УКПГ	установка комплексной подготовки газа
УНГКМ	Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение
УОГ	установка охлаждения газа
УОР	установка огневой регенерации
УПИГ	установка подготовки импульсного газа
УПНК	установка подготовки нестабильного конденсата
УППГ	установка первичной подготовки газа
ЦРД	цех регенерации диэтиленгликоля
ЭЦН	электроцентробежный насос
ARCH	Autoregressive Conditional Heteroskedasticity (модель авторегрессионной условной гетероскедастичности)
ARFIMA	Autoregressive Fractionally Integrated Moving Average (авторегрессионная дробно-интегрированная модель скользящего среднего)
EnKF	Ensemble Kalman Filter (множественный ансамбль фильтра Калмана)

GARCH	Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity (обобщенная модель авторегрессионной условной гетероскедастичности)
FIGARCH	Fractionally Integrated Autoregressive Conditional Heteroskedasticity (дробно-интегрированная модель авторегрессионной условной гетероскедастичности)
HEnKF	Hierarchical Ensemble Kalman Filter (иерархический множественный ансамбль фильтра Калмана)
SEnKF	Smoothed Ensemble Kalman Filter (множественный ансамбль фильтра Калмана со сглаживанием)
SHEnKF	Smoothed Hierarchical Ensemble Kalman Filter (иерархический множественный ансамбль фильтра Калмана со сглаживанием)
SOA	сервис-ориентированная архитектура

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологический регламент эксплуатации установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и станции охлаждения газа (СОГ) газового промысла № 16 Песцовой площади Уренгойского НГКМ / ООО «Газпром добыча Уренгой». – Новый Уренгой, 2015. – 228 с.
2. Трахтенгерц, Э.А. Сетецентрические методы управления в крупномасштабных сетях / Э.А. Трахтенгерц, Ф.Ф. Пашенко. – М. : URSS, Ленанд, 2016. – 193 с.
3. Трахтенгерц, Э.А. Сетецентрические методы компьютерного противодействия катастрофам и рискам / Э.А. Трахтенгерц // Управление большими системами : сборник трудов. УБС – 2013. – № 41. – С. 162–248.
4. Стёпин, Ю.П. Об одном подходе к моделированию и оптимизации функционирования нефтегазовых производственных систем / Ю.П. Стёпин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1998. - №2. – С. 50-53.
5. Стёпин, Ю.П. Компьютерная поддержка формирования, многокритериального ранжирования и оптимизации управленческих решений в нефтегазовой отрасли : учебное пособие / Ю.П. Стёпин. – М. : Недра, 2016. – 421 с.
6. Путилов, В.А. Мультиагентный подход к виртуализации проблемно-ориентированной деятельности субъектов управления региональной безопасностью в Арктике / В.А. Путилов, А.В. Маслобоев // Труды Кольского научного центра РАН. – 2012. – № 6(13). – С. 10–23.
7. Маслобоев, А.В. Моделирование многоуровневых распределенных систем сетецентрического управления региональной безопасностью / А.В. Маслобоев, В.А. Путилов // Труды Кольского научного центра РАН. – 2019. – Т. 10, № 9-9. – С. 9–31. – DOI: 10.25702/KSC.2307-5252.2019.9.9-31.
8. Гудин, С.В. Модель оптимизации мероприятий для управления пожарными рисками на территории нефтегазовых объектов с использованием генетических алгоритмов / С.В. Гудин, Р.Ш. Хабибулин // Проблемы анализа риска. - 2017. – Т.14, №1. – с. 42-55.
9. Хабибулин, Р.Ш. Многоагентная система адаптивного управления пожарными рисками на производственных объектах нефтегазовой отрасли / Р.Ш. Хабибулин, С.В. Гудин // Гибридные и синергетические интеллектуальные системы : материалы III Всероссийской Пospelовской конференции с международным участием (г. Светлогорск, Калининградская область, 6–11 июня 2016 г.). – Калининград : Издательство Балтийского федерального университета им. Иммануила Канта, 2016. – С. 301–308.
10. Чупров, С.В. Организация адаптивного управления производственной системой / С.В. Чупров // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2004. – № 3(19). – С. 41–45.
11. Топольский, Н.Г. Основы автоматизированных систем пожаровзрывобезопасности объектов / Н.Г. Топольский. — Москва : Изд-во Моск. ин-та пожар. безопасности, 1997. — 164 с.
12. Членов, А.Н. Оценка быстродействия системы противоаварийной автоматической защиты / А.Н. Членов, Т.А. Буцынская, Д.Н. Рубцов, А.В. Федоров, В.И. Смирнов, А.Ю. Шебеко // Технологии техносферной безопасности. – 2022. – № 2(96). – С. 180–189.
13. Процессы горения / И.М. Абдурагимов, А.С. Андросов, Л.К. Исаева, Е.В. Крылов ; под редакцией И.М. Абдурагимова – М. : ВИПТШ, 1984. - 268 с.
14. Гордиенко, Д.М. Критерии предельно допустимого пожарного риска для производственных объектов / Д.М. Гордиенко [и др.] // Пожарная безопасность. – 2012. - № 4. - С. 94-101.

15. Самарин, И. В. Управление пожаровзрывобезопасностью на объектах ТЭК в особых условиях / И. В. Самарин // Пожаровзрывобезопасность. – 2020. – Т. 29. – № 2. – С. 44-52.
16. Хабибулин Р.Ш., Тараканов Д.В. Многокритериальный анализ пожарных рисков. Основные модели относительной важности рисков / Р.Ш. Хабибулин, Д.В. Тараканов // Безопасность и мониторинг природных и техногенных систем: сборник трудов VIII Всероссийской конференции с международным участием (г. Красноярск, 16–20 октября 2023 г.) – Новосибирск : Федеральное государственное бюджетное научное учреждение "Федеральный исследовательский центр информационных и вычислительных технологий", 2023. – с. 270-275.
17. Молчанов, В.П. Оценка пожарной безопасности системы поддержания пластового давления морской ледостойкой нефтедобывающей платформы / В.П. Молчанов [и др.] // Материалы XVII Всероссийской научно-практической конференции. – М.: ВНИИПО. – 2002. – С 144-146.
18. Рекомендации по проектированию стационарных систем пожарной защиты объектов кустовых (районных) баз сжиженного газа и газонаполнительных станций / В.Ч. Реутт, М.Н. Исаев, И.А. Полосин. - М. : ВНИИПО, 1975. - 22 с.
19. Сатин, А. П. Прогнозирование готовности пожарной техники на основе марковской модели поломок и восстановления / А. П. Сатин, Т. Б. Ле, Ю. В. Прус // Технологии техносферной безопасности. – 2012. – № 5(45). – 11 с.
20. Сухарев, М.Г. Марковские процессы (прикладные аспекты) / М.Г. Сухарев. – 2-е изд., испр. и доп. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2007. – 135 с.
21. Рыков, В.В. Прикладные стохастические модели / В.В. Рыков. – М.: Недра, 2016. – 301 с.
22. Вентцель, Е.С., Овчаров, Л.А. Теория случайных процессов и ее инженерные приложения : учебное пособие для студентов высших технических учебных заведений / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. — М. : КноРус, 2014. — 448 с.
23. ИУС газопромысловых объектов: современное состояние и перспективы развития / Р.А. Алиев, А.К. Арабский, О.Б. Арно [и др.]. – М. : Недра, 2014. – 462 с.
24. Современное состояние технологий промысловой подготовки газа газоконденсатных месторождений / А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомин [и др.] // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2015. – № 3(23). – С. 100–108.
25. Абрамкин, С.Е. Проблемы разработки систем управления газодобывающими комплексами / С.Е. Абрамкин, С.Е. Душин, Д.А. Первухин // Известия высших учебных заведений. Приборостроение. – 2019. – Т. 62, № 8. – С. 685–692.
26. Ланчаков, Г.А. Повышение эффективности добычи и подготовки газа валанжинских залежей Уренгойского комплекса / Г.А. Ланчаков, В.А. Ставицкий, Н.А. Цветков // Актуальные вопросы и научно-технические решения по технике и технологии добычи, извлечения и подготовки углеводородного сырья к транспорту на газоконденсатных месторождениях : материалы заседания секции «Добыча и промысловая подготовка газа и газового конденсата» НТС ПАО «Газпром». – М. : ИРЦ Газпром, 2006. – С. 43–47.
27. Wiener N. Extrapolation, Interpolation and Smoothing of Stationary Time Series / N. Wiener — N.Y.: John Wiley, 1949. – 176 P.
28. Колмогоров А. Н. Интерполирование и экстраполирование стационарных случайных последовательностей / А.Н. Колмогоров // Изв. АН. СССР. Сер. Матем. — 1941. - № 5. – С. 1-14.
29. Kalman, R.E. A new approach to linear filtering and prediction problem / R.E. Kalman // Journal of Basic Engineering. – 1960. – No. 82(1). – P. 35– 45. – DOI: 10.1115/1.3662552.

30. Чебышев, П.Л. Избранные труды / П.Л. Чебышев ; отв. ред. акад. И. М. Виноградов. — М. : Изд-во Акад. наук СССР, 1955. — 927 с.
31. Дэвис, М.Х.А. Линейное оценивание и стохастическое управление / М.Х.А. Дэвис ; под ред. А.Н. Ширяева; перевод с английского М.В. Бурнашева, А.А. Новикова. — М. : Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1984. — 208 с.
32. Балакришнан, А.В. Теория фильтрации Калмана. / А.В. Балакришнан. — М. : Мир, 1988. — 166 с.
33. Липцер Р.Ш., Ширяев А.Н. Статистика случайных процессов (нелинейная фильтрация и смежные вопросы) / Р.Ш. Липцер, А.Н. Ширяев. — М. : Наука, 1974. - 696 с.
34. ГОСТ 5542–2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. — М. : Стандартинформ, 2015. — 12 с.
35. Мухина, А.Г. Разработка моделей адаптивного автоматизированного управления пожаровзрывобезопасностью на объектах системы подготовки газа в условиях низких температур / А.Г. Мухина, И.В. Самарин, Ю.П. Степин // Проблемы техносферной безопасности : материалы Международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов. — М. : Академия государственной противопожарной службы, 2025. — № 14. — С. 43–48.
36. Мухина, А.Г. Цифровые технологии обработки данных в задачах нефтегазовой промышленности / А.Г. Мухина // Прикладная математика и информатика : труды 63-й Всероссийской научной конференции МФТИ. — М. : МФТИ, 2020. — С. 256–258.
37. Ерёмин, Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа : учебное пособие : [в 2 кн.] / Н. А. Ерёмин. — М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2011. — Кн. 1. — 200 с.
38. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. — М. : Недра, 1982. — 408 с.
39. Мирзаджанзаде, А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагноз, прогноз / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Х. Шахвердиев. — М. : Наука, 1997. — 254 с.
40. ГОСТ Р 53713–2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. — М. : Стандартинформ, 2010. — 20 с.
41. Ерёмин, Н.А. Моделирование разработки месторождений нефти методами нечёткой логики / Н.А. Ерёмин. — М. : Наука, 1994. — 462 с.
42. Закиров, И.С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений / И.С. Закиров. — М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. — 356 с.
43. Организация текущего ремонта скважин / В.С. Лесюк, М.И. Турко, И.Е. Шевалдин, В.И. Воробец. — М. : Недра, 1983. — 135 с.
44. Зайцев, Е.К. Управление обслуживанием нефтегазодобывающего производства России и стран СНГ: Проблемы. Решения. Прогнозы / Е.К. Зайцев. - М.: Недра, 1995. - 350 с.
45. Кизим, А.В. Генерация интеллектуальных агентов для задач поддержки технического обслуживания и ремонта / А.В. Кизим, А.Д. Кравец, А.Г. Кравец // Известия Томского политехнического университета. — 2012. — Т. 321, № 5. — С. 131-134.
46. Красовский, А.В. Определение уровней отбора газа в сеноманских залежах с учетом геолого-технологических ограничений газодобывающего комплекса / А.В. Красовский, С.Л. Голофаст, Е.С. Зимин // Экспозиция Нефть Газ. — 2018. — № 4(64). — С. 62–64.

47. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев, З.С. Алиев. – М. : Недра, 2003. – 880 с.
48. Комплексное управление добычей газоконденсатного промысла / Е.Н. Орехов, А.В. Новиков, О.С. Выдрин, Д.М. Мамонов // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 6(42). – С. 62–69.
49. Mukhina, A.G. Integrated computer digital decision for Offshore production automated management / A.G. Mukhina, D.A. Volkov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2021. – Vol. 1201. – Article No. 012027. – 6 p. – DOI: 10.1088/1757-899X/1201/1/012027.
50. Лапердин А.Н., Юшков А.Ю., Жарикова Н.Х., Марченко А.Н., Ковалев И.А. Математическое моделирование залежей углеводородов как принцип рационального недропользования / А.Н. Лапердин, А.Ю. Юшков, Н.Х. Жарикова [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 3. – С. 61–63.
51. Лысенко, В.Д. Рациональная разработка нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2005. – 607 с.
52. Завьялов, Д.А. Создание экспертной системы для комплексной оценки рисков разработки месторождений углеводородов / Д.А. Завьялов, А.А. Захарова // Кибернетика и программирование. – 2016. - №5. - С. 1-9. DOI: 10.7256/2306-4196.2016.5.18987
53. Завьялов, Д.А. Пре- и постпроцессинг геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа / Д.А. Завьялов, А.А. Захарова // Проблемы информатики. – 2011. – № 2. – С. 94–101.
54. Ковалевский, Е.В. Адаптация модели к истории разработки методом EnKF на основе программной системы DV-Geo / Е.В. Ковалевский. – М. : ЦГЭ, 2012. – 15 с. – DOI: 10.3997/2214-4609.20146058.
55. Мухина, А.Г. Перспективные подходы к адаптации модели пластовой системы / А.Г. Мухина, Б.Д. Изюмов // Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика) (Секция 7. Моделирование, автоматизация и управление в газовой промышленности) : тезисы докладов Юбилейной десятой всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2013. – С. 195.
56. Оптимальная адаптивная система автоматического регулирования газодобывающими скважинами / А.М. Шубладзе, Ф.Ф. Пащенко, С.В. Гуляев [и др.] // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2012. – № 2(6). – 20 с.
57. Патент № 2591870 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/12 (2006.01). Способ адаптивного автоматического управления газовыми и газоконденсатными скважинами : № 2015114219/03 : заявлено 17.04.2015 : опубликовано: 20.07.2016, Бюл. № 20 / Пащенко Ф.Ф., Круковский Л.Е., Гуляев С.В.
58. Система автоматического управления работой куста газовых и газоконденсатных скважин в условиях севера / Арно О.Б., Николаев О.А., Арабский А.К. [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № S1(782). – С. 12–17.
59. Шмелев, В.А. Автоматизированная система адаптивного управления бурением нефтяных и газовых скважин / В.А. Шмелев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. – № 12(348). – С. 29–34. – DOI: 10.33285/0130-3872-2021-12(348)-29-34.
60. Бахирев, И.В. Построение модели газотурбинной установки для адаптивного управления/ И.В. Бахирев // Вестник ИжГТУ им. М.Т. Калашникова. - 2015. - № 3. - С. 104-107.

61. ГОСТ Р 55062–2012. Информационные технологии. Системы промышленной автоматизации и их интеграция. Интероперабельность. Основные положения. – М. : Стандартинформ, 2019. – 12 с.
62. Батоврин, В.К. Обеспечение интероперабельности – основная тенденция в развитии открытых систем / В.К. Батоврин, Ю.В. Гуляев, А.Я. Олейников // Информационные технологии и вычислительные системы. – 2009. – № 5. – С. 7–15.
63. Авдеенко, Т.В. Мультиагентный подход с использованием нечеткого моделирования в задаче многокритериального принятия решений / Т.В. Авдеенко, М.А. Васильев // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2010. – № 1. – С. 63–74.
64. Адаптивная мультиагентная операционная система реального времени / К.С. Амелин, М.В. Баклановский, О.Н. Граничин [и др.] // Стохастическая оптимизация в информатике. – 2013. – Т. 9, № 1. – С. 3–16.
65. Гальперов, В.И. Применение многоагентного подхода для разработки программных систем оценивания состояния ЭЭС / В.И. Гальперов // Системные исследования в энергетике: труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН. - 2014. - №44. - С. 165–170.
66. Каляев, И.А. Самоорганизующиеся распределенные системы управления группами интеллектуальных роботов, построенные на основе сетевой модели / И.А. Каляев, С.Г. Капустян, А.Р. Гайдук // Управление большими системами : сборник трудов. – 2010. – № 30.1. – С. 605–639.
67. Tretyakov, E.S. Methodology of Analysis of Similar Objects with the Use of Modern Visualization Tools / E.S. Tretyakov, R.R. Tukumbetova, A.A. Artamonov // Advanced Technologies in Robotics and Intelligent Systems – 2020. – P. 113-119.
68. Информационная безопасность информационных систем с элементами централизации и децентрализации / С.В. Кругликов, В.А. Дмитриев, А.Б. Степанян, Е.П. Максимович // Вопросы кибербезопасности. – 2020. – № 1(35). – С. 2–7. – DOI: 10.21681/2311-3456-2020-01-02-07.
69. Петров, А.Н. Комплексная оценка состояния научно-технических проектов через уровень готовности технологий / А.Н. Петров, А.В. Сартори, А.В. Филимонов // Экономика науки. – 2016. – Т. 2, № 4. – С. 244–260. – DOI: 10.22394/2410-132x-2016-2-4-244-260.
70. Комаров, А.В. Модель комплексной оценки технологической готовности инновационных научно-технологических проектов / А.В. Комаров, А.Н. Петров, А.В. Сартори // Экономика науки. – 2018. – Т. 4, № 1. – С. 47–57. – DOI: 10.22394/2410-132X-2017-4-1-47-57.
71. Кузнецов, А.В. Краткий обзор многоагентных моделей / А.В. Кузнецов // Управление большими системами : сборник трудов. – 2018. – № 71. – С. 6–44.
72. Islam, N. FIPA and MASIF standards: a comparative study and strategies for integration / N. Islam, G.A. Mallah, Z.A. Shaikh // NSEC '10 : Proceedings of the 2010 National Software Engineering Conference. – 2010. – Article No. 7. – P. 1–6. – DOI: 10.1145/1890810.1890817.
73. Громаков, Е.И. Современные технологии. Киберфизические системы : учебное пособие / Е.И. Громаков, А.А. Сидорова. – Томск : ТПУ, 2022. – 193 с.
74. Kuvichko, A. Mixed-integer programming for optimizing well positions / A. Kuvichko, A. Ermolaev // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26– 29 October, 2020 : Proceedings. – SPE, October 2020. – Paper Number: SPE-201902-MS. – DOI: 10.2118/201902-ms.
75. Мухина, А.Г. Разработка аналитического модуля для оценки и диагностики технологических показателей при управлении процессами производства сжиженного природного газа / А.Г. Мухина // Сжиженный природный газ: проблемы и перспективы : тезисы

докладов II Всероссийской научно-практической конференции. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023. – С. 60–63.

76. Мухина, А.Г. Разработка интегрированной компьютерной модели системы оценок для управления процессами эксплуатации месторождений углеводородов / А.Г. Мухина // Новые технологии в газовой промышленности: газ, нефть, энергетика : тезисы докладов XIV Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022. – С. 404–405.

76. Мухина, А.Г. Методика оценки качества и эффективности производственных процессов добычи углеводородов / А.Г. Мухина, А.В. Арбузова, М.М. Аметова // ИТ-Стандарт 2020 : сборник трудов X Международной научной конференции. – М. : Издательство «Проспект», 2020. – С. 429–440.

77. Мухина, А.Г. Система оценки эффективности функционирования многоуровневых структур нефтегазовой промышленности / А.Г. Мухина, Н.Д. Шеляго // Ломоносов – 2020 (Секция «Управление бизнесом в цифровой экономике») : сборник статей XXVII Международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – М. : МАКС Пресс, 2020. – URL: https://lomonosov-msu.ru/archive/Lomonosov_2020/da-ta/19477/114132_uid151877_report.pdf.

78. Мухина, А.Г. Разработка компонентов интегрированного решения для системы управления добычей углеводородов / А.Г. Мухина // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 10(567). – С. 18–23. – DOI: 10.33285/0132-2222-2020-10(567)-18-23.

79. Мухина, А.Г. Формирование расчетного модуля интеллектуальной системы поддержки принятия решений для управления объектами нефтегазодобывающей промышленности / А.Г. Мухина // Цифровые технологии и платформенные решения для управления развитием электроэнергетики : сборник научных трудов I Всероссийской научно-практической конференции. – Севастополь : СевГУ, 2023. – С. 134–142.

80. Мухина, А.Г. Разработка расчетного модуля для управления многокомпонентными системами добычи нефти и газа / А.Г. Мухина // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 6(575). – С. 6–12. – DOI: 10.33285/0132-2222-2021-6(575)-6-12.

81. Мухина, А.Г. Аналитическое решение для системы управления разработкой и эксплуатацией месторождений углеводородов / А.Г. Мухина, М.М. Аметова // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 10(579). – С. 14–20. – DOI: 10.33285/0132-2222-2021-10(579)-14-20.

82. Мухина, А.Г. Системная интеграция на примере управления многоуровневыми структурами в нефтегазовом производстве / А.Г. Мухина, Н.Д. Шеляго // Стандартизация, сертификация, обеспечение эффективности, качества и безопасности информационных технологий (ИТ-Стандарт 2019) : сборник трудов IX Международной научной конференции. – М. : Проспект, 2019. – С. 129-140.

83. Ананенков, А.Г. АСУ ТП промыслов газоконденсатного месторождения Крайнего Севера / А.Г. Ананенков, Г.П. Ставкин, Э.Г. Талыбов. – М., 1999. – 230 с.

84. Толпаев В.А., Ахмедов К.С. Долгосрочное прогнозирование работы скважин газоконденсатных месторождений методами кубической сплайн-аппроксимации / В.А. Толпаев, К.С. Ахмедов // Нефтепромысловое дело. – 2024. – № 9(669). – С. 10–22.

85. Оптимизация мероприятий по планированию ремонта скважин и технологического оборудования газодобывающего предприятия / В.В. Ладовиров, Ю.А. Носов, В.В. Радкевич, Д.Н. Фрид. – М. : ВНИИЭгазпром, 1973. – 32 с.
86. Вентцель Е.С., Овчаров Л.А. Теория вероятностей и ее инженерные приложения : учебное пособие / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. — М. : ЮСТИЦИЯ, 2018 — 480 с.
87. Маслобоев, А.В. Технология оценки состояний надежности многоагентных распределенных информационных систем на основе нечеткой марковской модели / А.В. Маслобоев, В.Н. Богатиков // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. – 2012. – № 5(81). – С. 94–105.
88. Куликов, Г.Г. Нечеткие иерархические марковские модели для контроля и диагностики газотурбинных двигателей / Г.Г. Куликов, В.Ю. Арьков, А.И. Абдулнагимов // Вестник УГАТУ. – 2012. – Т. 16, № 6(51). – С. 100–107.
89. Application of the theory of Markov chains to model heat and mass transfer between stochastically moving particulate and gas flows / Mizonov V., Berthiaux H., Arlabosse P., Djerroud D. // Granular Matter. – 2008. – Vol. 10, No. 4. – P. 335–340. – DOI: 10.1007/s10035-008-0094-2.
90. Wari, E. A Discrete Partially Observable Markov Decision Process Model for the Maintenance Optimization of Oil and Gas Pipelines / E. Wari, W. Zhu, G. Lim // Algorithms. – 2023. – Vol. 16, No. 1. – Article No. 54. – 15 p. – DOI: 10.3390/a16010054.
91. Степин, Ю.П. Компьютерная поддержка управления нефтегазовыми технологическими процессами и производством. Книга 2. Методы поддержки принятия управленческих решений при планировании и динамике управления / Ю.П. Степин, Э.А. Трахтенгерц. – М. : МАКС Пресс, 2008. – 528 с.
92. Трахтенгерц, Э.А. Компьютерные методы поддержки принятия управленческих решений в нефтегазовой промышленности / Э.А. Трахтенгерц, Ю.П. Степин, А.Ф. Андреев. – М. : Синтег, 2005. – 582 с.
93. Бекиров, Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М., 1999. – 596 с.
94. Мухина, А.Г. Многокритериальная оптимизация эффективности и пожаровзрывобезопасности на объектах системы подготовки газа в условиях низких температур / А.Г. Мухина, Ю.П. Степин // Проблемы техносферной безопасности : материалы Международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов. – М. : Академия государственной противопожарной службы, 2025. – № 14. – С. 49–56.
95. Мухина, А.Г. Многоагентные адаптивные системы в освоении нефтегазоконденсатных месторождений арктического региона / А.Г. Мухина // Искусственный интеллект – возможности практического применения : сборник трудов 2-й Международной научно-практической конференции молодых ученых (AIPRA 2024), г. Алматы, Республика Казахстан, Caspian University, 10–11 октября 2024 г. – Алматы, 2024. – С. 18–22.
96. Мухина, А.Г. Моделирование и оптимизация технологий функционирования объектов автоматизированных систем управления эксплуатацией месторождений / А.Г. Мухина // Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России : тезисы докладов VII Региональной научно-технической конференции, посвященной 100-летию В.Л. Березина. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023. – С. 422.
97. Тараканов, К.В. Аналитические методы исследования систем / К.В. Тараканов, Л.А. Овчаров, А.Н. Тырышкин. – М. : Советское радио, 1974. – 238 с.

98. Математические методы и модели исследования операций : учебник / В.А. Колемаев, Т.М. Гатауллин, Н.И. Заичкин [и др.] ; под редакцией В.А. Колемаева. – М. : ЮНИТИ-ДАНА, 2008. – 592 с.
99. Стёпин, Ю.П. Компьютерная поддержка управления нефтегазовыми технологическими процессами и производствами. Книга 1. Методы и алгоритмы формирования управленческих решений : учебное пособие / Ю.П. Стёпин, Э.А. Трахтенгерц. – Нижний Новгород : ВекторТиС, 2007. – 384 с.
100. Мухина, А.Г. Моделирование и оптимизация выбора технологии комплексной подготовки газа / А.Г. Мухина, Ю.П. Степин, А. Жаманкина // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2023. – № 9(602). – С. 20–33. – DOI: 10.33285/2782-604X-2023-9(602)-20-33.
101. Степин, Ю.П. Системное моделирование, оптимизация, оценка и анализ рисков и эффективности функционирования нефтегазовых производственных систем / Ю.П. Степин, Е.Н. Бледных // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 4(561). – С. 26–34. – DOI: 10.33285/0132-2222-2020-4(561)-26-34.
102. Мухина, А.Г. Интегрированная компьютерная модель системы управления производством углеводородов / А.Г. Мухина, Н.Д. Шеляго // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 7. – С. 29–34. – DOI: 10.30713/0132-2222-2018-7-29-34.
103. Саати, Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий. / Т.Саати, перевод с английского Вачнадзе Р.Г. - М.: Радио и связь, 1993. — 278 с.
104. Григорьев, Л.И. Формирование модели “Жизнь пласта” для повышения эффективности управления разработкой месторождения / Л.И. Григорьев, А.Г. Мухина, Б.Д. Изюмов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2015. – № 4. – С. 6–15.
105. Закиров, Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа / Э.С. Закиров ; под общей редакцией Н.А. Еремина. – М. : Грааль, 2001. – 302 с.
106. Регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений / Э.С. Закиров, С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Д.П. Аникеев // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 2(21). – 16 с. – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art30.
107. Управление разработкой нефтегазового месторождения в замкнутом цикле / Э.С. Закиров, С.Н. Закиров, И.М. Индрупский [и др.] // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 2(21). – 14 с. – DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art31.
108. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская. – М.–Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
109. Евсюткин, И.В. Глубокие искусственные нейронные сети для прогноза значений дебитов добывающих скважин / И.В. Евсюткин, Н.Г. Марков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 11. – С. 88–95. – DOI: 10.18799/24131830/2020/11/2888.
110. Data assimilation coupled to evolutionary algorithms – a case example in history matching / R. Schulze-Riebert, M. Krosche, O. Pajonk, H. Mustafa // SPE/EAGE Reservoir Characterisation and Simulation Conference : Proceedings. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2009. – P. 19–21. – DOI: 10.3997/2214-4609-pdb.170.spe125512.
111. Фастовец, Н.О. Статистический анализ / Н.О. Фастовец. – М. : Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2021. – 65 с.

112. Абденова, Г.А. Прогнозирование значений уровня временного ряда на основе уравнений фильтра Калмана / Г.А. Абденова // Ползуновский вестник. – 2010. – № 2. – С. 3–5.
113. Климова, Е.Г. Байесовский подход к задаче усвоения данных, основанный на применении ансамблей прогнозов и наблюдений / Е.Г. Климова // CITES '2019. Международная молодежная школа и конференция по вычислительно-информационным технологиям для наук об окружающей среде. – Томск : Томский центр научно-технической информации, 2019. – С. 239–243.
114. Климова, Е.Г. Локальный ансамблевый алгоритм усвоения данных для нелинейных геофизических моделей / Е.Г. Климова // Сибирский журнал вычислительной математики. – 2023. – Т. 26, № 1. – С. 27–42. – DOI: 10.15372/SJNM20230103.
115. Analysis of the Ensemble Kalman Filter for Estimation of Permeability and Porosity in Reservoir Models / R. Lorentzen, G. Naevdal, B. Valles [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 9–12, 2005 : Proceedings. – SPE, October 2005. – Paper Number: SPE-96375-MS. – DOI: 10.2523/96375-ms.
116. Найвдал, Г. Характеристика пласта с использованием множественного фильтра Калмана / Г. Найвдал // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М. : ВНИИОЭНГ, 2009. – № 6. – С. 271–272.
117. Дэвис, М.Х.А. Линейное оценивание и стохастическое управление / М.Х.А. Дэвис ; перевод с английского М.В. Бурнашева, А.А. Новикова. – М. : Наука, 1984. – 205 с.
118. Тимченко, И.Е. Ассимиляция данных наблюдений и адаптивный прогноз природных процессов / И.Е. Тимченко, Е.М. Игумнова // Морской гидрофизический журнал. – 2009. – № 6. – С. 47–70.
119. Evensen, G. Data Assimilation. The Ensemble Kalman Filter / G. Evensen. – Berlin, Heidelberg : Springer, 2009. – 305 p. – DOI: 10.1007/978-3-642-03711-5.
120. Evensen, G. Sequential data assimilation with a nonlinear quasi-geostrophic model using Monte Carlo methods to forecast error statistics / G. Evensen // Journal of Geophysical Research: Oceans. – 1994. – Vol. 99, Issue C5. – P. 10143–10162. – DOI: 10.1029/94jc00572.
121. Kalman, R.E. A new approach to linear filtering and prediction problem / R.E. Kalman // Journal of Basic Engineering. – 1960. – No. 82(1). – P. 35– 45. – DOI: 10.1115/1.3662552.
122. Балакришнан, А.В. Теория фильтрации Калмана. / А.В. Балакришнан. – М. : Мир, 1988. – 166 с.
123. Ермолкин, О.В. Современные информационно-измерительные технологии контроля продукции газовых и газоконденсатных скважин / О.В. Ермолкин, И.Ю. Храбров, Д.Н. Великанов // Территория «Нефтегаз». – 2015. – № 3. – С. 53–61.
124. Степин, Ю.П. Разработка алгоритмов и программного обеспечения многокритериального выбора моделей адаптивного прогнозирования показателей работы объектов газодобывающего комплекса / Ю.П. Степин, А.Г. Мухина // Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России : тезисы докладов VIII Региональной научно-технической конференции, посвященной 100-летию профессора Ю.П. Желтова. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2024. – С. 389–390.
125. Назаренко, М.Ю. Применение методов машинного обучения для вероятностного прогноза добычи нефти / М.Ю. Назаренко, А.Б. Золотухин. – М. : Недра, 2021. – 125 с.
126. Блюмин, С.Л. Модели и методы принятия решений в условиях неопределенности / С.Л. Блюмин, И.А. Шуйкова. – Липецк : ЛЭГИ, 2001. – 138 с.

127. Тынтарев, Э.М. Аппроксимация коэффициентов важности функциями ранжирования / Тынтарев Э. М., Трофимов В. М. // Экономика и математические методы. – 1975. – Т. 11, № 7. – С. 17–20.
128. Афанасьев, А.А. Прогнозирование добычи природного газа ПАО «Газпром» и его производственного потенциала в условиях внешнеэкономических ограничений / А.А. Афанасьев // Экономика и математические методы. – 2017. – Т. 53, № 4. – С. 26–35.
129. Концепция интеллектуальной системы управления разработкой месторождений / И.А. Зинченко, Д.В. Люгай., Ю.Н. Васильев [и др.] // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2016. – № 2(26). – С. 4–9.
130. Лукашин, Ю.П. Адаптивные методы краткосрочного прогнозирования временных рядов : учебное пособие / Ю.П. Лукашин. – М. : Финансы и статистика, 2003. – 416 с.
131. Совершенствование прогнозирования уровней добычи газа на поздней стадии разработки месторождений / Г.М. Гереш, В.Н. Абрашов, О.А. Конторщикова, Б.М. Требин // Вестник ЦКР Роснедра. – 2010. – № 4. – С. 31–36.
132. Кременецкий, М.И. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов, Д.Н. Гуляев. – М.–Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
133. Пятибратов, П.В. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений : учебное пособие для вузов / П.В. Пятибратов. – М. : ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2015. – 167 с.
134. Шильман, С.В. Адаптивные фильтры Калмана / С.В. Шильман // Доклады Академии наук. – 1994. – Т. 338, № 6. – С. 742–744.
135. Holden, L. History matching with uncertainty quantification : vitenskapelig foredrag / L. Holden, H.H. Soleng, A.R. Syversveen. – 1999. – 6 p.
136. Lei, J. Comparison of Ensemble Kalman Filters under Non-Gaussianity / J. Lei, P. Bickel, C. Snyder // Monthly Weather Review. – 2010. – Vol. 138, No. 4. – P. 1293–1306. – DOI: 10.1175/2009mwr3133.1.
137. Zadeh, L.A. Toward a generalized theory of uncertainty (GTU) – an outline / L.A. Zadeh // Information Sciences. – 2005. – Vol. 172, No. 1-2. – P. 1–40. – DOI: 10.1016/j.ins.2005.01.017.
138. Underbalanced and Low-head Drilling Operations: Real Time Interpretation of Measured Data and Operational Support / R.J. Lorentzen, K.K. Fjelde, J. Frøyen [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 30–October 3, 2001 : Proceedings. – SPE, September 2001. – Paper Number: SPE-71384-MS. – DOI: 10.2118/71384-ms.
139. Kalnay, E. Recent advances in EnKF / E. Kalnay. – Maryland : UMCP, JCSDA, 2012. – 72 p.
140. Chen, Y. Efficient ensemble-based closed-loop production optimization / Y. Chen, D.S. Oliver, D. Zhang // PE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April 20–23, 2008 : Proceedings. – SPE, December 2009. – Paper Number: SPE-112873-MS. – DOI: 10.2118/112873-ms.
141. Schulze-Riegert, R. Hybrid Optimization Coupling EnKF and Evolutionary Algorithms for History Matching: A Case Example / R. Schulze-Riegert, M. Krosche, O. Pajonk // EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam, the Netherlands, June 8–11, 2009 : Proceedings. – SPE, June 2009. – Paper Number: SPE-121965-MS. – DOI: 10.2118/121965-ms.
142. Ермолаев, А.И. Оптимизация размещения скважин на нефтяных залежах на основе алгоритмов целочисленного программирования / А.И.Ермолаев, Б.А. Абдикадыров // Проблемы управления. – 2007. – № 6. – С. 45–49.

143. Ермолаев, А.И. Оптимизация и выбор систем разработки группы залежей нефтяных и газовых месторождений / А.И. Ермолаев, А.В. Ахметзянов, О.С. Гребенник // Проблемы управления. – 2010. – № 6. – С. 38–44.
144. Григорьев, Л.И. Решение задачи идентификации динамических систем с помощью фильтра Калмана : компьютерный практикум по курсу «Идентификация и управление» / Л.И. Григорьев, Н.В. Казаков, А.Г. Мухина. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2012. – 41 с.
145. Казаков, Н.В. Актуальность применения моделей фильтра Калмана для решения задач адаптивного управления при разработке месторождений / Н.В. Казаков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 3. – С. 24–27.
146. Мухина, А.Г. Анализ особенностей природной неопределенности месторождений углеводородов для совершенствования автоматизированного управления добычей нефти и газа / А.Г. Мухина // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 7. – С. 39–45. – DOI: 10.30713/0132-2222-2018-7-39-45.
147. Мухина, А.Г. Перспективные направления использования модели фильтра Калмана для решения задач прогнозирования и управления / А.Г. Мухина // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 9. – С. 4–12.
148. Мухина, А.Г. Совершенствование расчетно-аналитического модуля для корректировки цифровых гидродинамических моделей нефтегазоконденсатных месторождений / А.Г. Мухина, Д.Д. Олейникова // Нефть и газ – 2022 : тезисы докладов 76-й Международной молодежной научной конференции. Том 2. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022. – С. 224–225.
149. Grigoriev, L. Prospective approaches to field model adjustment over oil production process / L. Grigoriev, N. Kazakov // IFAC Proceedings Volumes. – 2012. – Vol. 45, Issue 8. – P. 140–144. – DOI: 10.3182/20120531-2-no-4020.00020.
150. Платонов, А.К. Методы навигации в условиях неопределенности : методическое пособие / А.К. Платонов, Д.С. Иванов ; Институт прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН, Московский физико-технический институт. – М., 2013. – 84 с.
151. Nævdal, G. Near-well reservoir monitoring through ensemble Kalman filter / G. Nævdal, T. Mannseth, E.H. Vefring // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 13–17, 2002 : Proceedings. – SPE, April 2002. – Paper Number: SPE-75235-MS. – DOI: 10.2118/75235-ms.
152. Методы определения коэффициентов важности критериев / А.М. Анохин, В.А. Глотов, В.В. Павельев, А.М. Черкашин // Автоматика и телемеханика. – 1997. – № 8. – С. 3–35.
153. Reynolds, A.C. Iterative Forms of the Ensemble Kalman Filter / A.C. Reynolds, M. Zafari, G. Li // ECMOR X – 10th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Amsterdam, Netherlands, September 4–7, 2006 : Proceedings. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2006. – DOI: 10.3997/2214-4609.201402496.
154. Katzfuss, M. Understanding the Ensemble Kalman Filter / M. Katzfuss, J.R. Stroud, C.K. Wikle // The American Statistician. – 2016. – Vol. 70, No. 4. – P. 350–357. – DOI: 10.1080/00031305.2016.1141709.
155. Valestrand, R. Evaluation of EnKF and Variants on the PUNQ-S3 Case / R. Valestrand, G. Nævdal, A.S. Stordal // Oil & Gas Science and Technology. – 2012. – Vol. 67, No. 5. – P. 841–855. – DOI: 10.2516/ogst/2012044.

156. Zagayevskiy, Y. EnKF Applications to Thermal Petroleum Reservoir Characterization / Y. Zagayevskiy, C.V. Deutsch // CCG Annual Report 14. – 2012. – Paper 201. – P. 201-1–201-20.
157. Андреев, А.Ф. Математическое и алгоритмическое обеспечение компьютерных систем поддержки принятия управленческих решений в нефтегазовой промышленности / А.Ф. Андреев, Ю.П. Степин, Э.А. Трахтенгерц. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2004. – 227 с.
158. Фельдбаум, А.А. Основы теории оптимальных автоматических систем / А.А. Фельдбаум. – 2-е изд., испр. и доп. – М. : Наука, 1966. – 624 с.
159. Алтунин, А.Е. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях / А.Е. Алтунин, М.В. Семухин. – Тюмень, 2002. – 268 с.
160. Мирзаджанзаде, А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи: нелинейность, неравновесность, неопределенность. Серия: Современные нефтегазовые технологии / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2005. – 367 с.
161. Мирзаджанзаде, А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2005. – 267 с.
162. Маргулов, Р.Д. Организация управления газодобывающим предприятием / Р.Д. Маргулов, В.Г. Тагиев, Ш.К. Гергедава. – М. : Недра, 1981. – 239 с.
163. Сухарев, М.Г. Основы математического и компьютерного моделирования в задачах нефтегазового комплекса : учебное пособие / М.Г. Сухарев, С.С. Арсеньев-Образцов, Т.М. Жукова. – М. : МАКС Пресс, 2010. – 120 с.
164. Кашьяп, Р.Л. Построение динамических стохастических моделей по экспериментальным данным / Р.Л. Кашьяп, А.Р. Рао. – М. : Наука, 1983. – 383 с.
165. Деревицкий, Д.П. Прикладная теория дискретных адаптивных систем управления / Д.П. Деревицкий, А.Л. Фрадков. – М. : Наука, 1981. – 216 с.
166. Бочарников, В.П. Fuzzy-технология: Математические основы. Практика моделирования в экономике / В. П. Бочарников. – СПб. : Наука, 2001. – 328 с.
167. Бесекерский, В.А. Теория систем автоматического регулирования / В.А. Бесекерский, Е.П. Попов. – 4-е изд., перераб. и доп. – СПб. : Профессия, 2007. – 747 с.
168. Bollerslev, T. / T. Bollerslev, R.F. Engle, D.B. Nelson // Handbook of Econometrics. – Amsterdam, Netherlands : Elsevier Inc., 1994. – Vol. 4, part 10, chapter 49. – P. 2959–3038. – DOI: 10.1016/s1573-4412(05)80018-2.
169. Иткин, В.Ю. Методы нечеткой логики в задачах нефтегазовой отрасли : учебное пособие / В.Ю. Иткин, О.Н. Кочуева. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – 121 с.
170. Takagi, T. Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control / T. Takagi, M. Sugeno // IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics. – 1985. – Vol. 15, No. 1. – P. 116–132. – DOI: 10.1109/TSMC.1985.6313399.
171. Адаптивная система поддержки принятия решений на основе нечеткого логического вывода / Р.Н. Кветный, В.Ю. Коцюбинский, Л.Н. Кислица [и др.] // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – 2011. – № 3. – С. 1–10.
172. Конюхов, А.Н. Основы теории нечетких множеств. Часть 2 : учебное пособие / А.Н. Конюхов, А.Б. Дюбуа, А.С. Сафошкин ; Рязанский государственный радиотехнический университет. – Рязань, 2018. – 108 с.

173. Коротаев, М.В. Геоинформационные системы в геологии : учебное пособие / М.В. Коротаев, Н.В. Правикова. – М. : КДУ, Университетская книга, 2021. – 118 с. – DOI: 10.31453/kdu.ru.91304.0139.
174. Mukhina, A.G. Holistic Approach to History Matching Problem in Automated Control in Oil and Gas Production / A.G. Mukhina // Applied and Fundamental Studies : Proceedings of the 1st International Academic Conference, Saint-Louis, USA, October 27–28, 2012. – Saint-Louis : Publishing House Science and Innovation Center, Ltd. – Vol. 1. – P. 314–321.
175. Мухина, А.Г. Модели и алгоритмы адаптивного автоматизированного управления пожаровзрывобезопасностью объектов подготовки газа и газового конденсата нефтегазо-конденсатных месторождений Крайнего Севера / А.Г. Мухина // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2025. – № 7(624). – С. 21–31.
176. Командровский, В.Г. Методологические принципы информатизации исследования объектов нефтегазовой отрасли как сложных систем / В.Г. Командровский. – М. : Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2003. – 140 с.
177. Мухина, А.Г. Разработка интерактивного решения для контроля и анализа технологических процессов подготовки газа / А.Г. Мухина, Н.Д. Шеляго, С.С. Саломатин // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2022. – № 9(590). – С. 5–12. – DOI: 10.33285/2782-604X-2022-9(590)-5-12.
178. Egorychev, D.A. Analytical software development for industrial processes management of oil and gas production using artificial intelligence technologies / D.A. Egorychev, A.G. Mukhina, D.A. Volkov // XVI International Scientific and Technical Conference Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, Novosibirsk, Russian Federation, 10–12 November 2023 : Proceedings. – IEEE Computer Society, 2023. – P. 1290–1294. – DOI: 10.1109/APRPE59731.2023.10347669.
179. Степин, Ю.П. Проектирование автоматизированных систем управления производством в нефтяной и газовой промышленности. Базовые методы и модели : учебное пособие / Ю.П. Степин. – М. : Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2021. – 339 с.
180. Хавкин, А.Я. Введение в нефтегазодобычу / А.Я. Хавкин. – М. : Издательский центр нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2014. – 324 с.
181. Мухина, А.Г. Разработка аналитического решения для интегрированного автоматизированного управления процессами добычи нефти и газа / А.Г. Мухина // Актуальные проблемы нефти и газа : сборник трудов V Всероссийской молодежной научной конференции. – М. : ИПНГ РАН, 2022. – С. 208–211.
182. Сетцентрические методы управления / В.А. Иванюк, Н.М. Абдикеев, Ф.Ф. Пащенко, Н.В. Гринева // Управленческие науки. – 2017. – Т. 7, № 1. – С. 26–34.
183. Мухина, А.Г. Построение виртуальных моделей мониторинга технологических процессов нефтегазового производства в среде PI System как средство обучения поколения digital natives / А.Г. Мухина, Н.Д. Шеляго // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 4(561). – С. 50–54. – DOI: 10.33285/0132-2222-2020-4(561)-50-54.
184. Амбарцумян, А.А. Сетцентрическое управление на сетях Петри в структурированной дискретно-событийной системе / А.А. Амбарцумян // Управление большими системами : сборник трудов. – 2010. – Вып. 30.1. – С. 506–535.
185. Новиков, Д.А. Управление проектами: организационные механизмы : учебное пособие / Д.А. Новиков. – М. : ПМСОФТ, 2007. – 140 с.

186. Микрюков, А.А. Парадигма сетецентрического управления предприятием и особенности ее реализации / А.А. Микрюков // Инновации и инвестиции. – 2019. – № 5. – С. 75–79.
187. Arcangeli, J.-P. Software architectures and multi-agent systems / J.-P. Arcangeli, V. Noël, F. Migeon // Software Architecture 2. – Hoboken, NJ, United States : John Wiley & Sons, Inc., 2014. – P. 171–207. – DOI: 10.1002/9781118945087.ch5.
188. Симонова, Е.В. Использование платформы JADE для разработки мультиагентных приложений : методические указания / Е.В. Симонова. – Самара : Издательство Самарского университета, 2017. – 62 с.
189. Свидетельство Роспатента о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025690924. Программный модуль для определения информативности показателей пожаровзрывобезопасности объектов ПТО ГДК / А.Г. Мухина. – № 2025690610; заявл. 12.11.2025; опубл. 12.11.2025, Бюл. № 11.
190. ГОСТ Р МЭК 61511-1-2018. Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 1 Термины, определения и технические требования. – М. : Стандартинформ, 2018. – 74 с.
191. Свидетельство Роспатента о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025696213. Программный модуль для многокритериального выбора предпочтительных технологий очистки и осушки газа на пожароопасных производственных объектах газодобывающего комплекса / А.Г. Мухина. – № 2025695633; заявл. 17.12.2025; опубл. 17.12.2025, Бюл. № 12.
192. Свидетельство Роспатента о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025666016. Программный модуль для определения показателей пожаровзрывобезопасности объектов подготовки газа и газового конденсата / А.Г. Мухина. – № 2025665088; заявл. 21.06.2025; опубл. 22.06.2025, Бюл. № 7.
193. Свидетельство Роспатента о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025696201. Программный модуль адаптивной диагностики оборудования опасных производственных объектов системы «установка комплексной подготовки газа – система охлаждения газа – установка подготовки нестабильного конденсата» / А.Г. Мухина. – № 2025695602; заявл. 16.12.2025; опубл. 16.12.2025, Бюл. № 12.
194. Липаев, В.В. Выбор и оценивание характеристик качества программных средств. Методы и стандарты / В.В. Липаев. – М. : СИНТЕГ, 2001. – 228 с.
195. Липаев, В.В. Системы тестирования ИТ-продуктов на соответствие стандартам / В.В. Липаев. – М. : СИНТЕГ, 2010. – 270 с.
196. Мухина, А.Г. Алгоритмы системы распознавания для разработки модуля диагностики оборудования процессов подготовки газа / А.Г. Мухина, Д.А. Волков // Оптико-электронные приборы и устройства в системах распознавания образов и обработки изображений. Распознавание – 2023 : сборник материалов XVII Международной научно-технической конференции. – Курск : ЮЗГУ, 2023. – С. 163–165.
197. Степин, Ю.П., Мухина, А.Г. Разработка моделей и алгоритма многокритериального выбора аппарата адаптивного прогнозирования показателей пожаровзрывобезопасности объектов производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса. Модели аппроксимации показателей пожаровзрывобезопасности / Ю.П. Степин, А.Г. Мухина // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2025. – № 11(628). – С. 5–14.
198. Степин, Ю.П., Мухина, А.Г. Разработка моделей и алгоритма многокритериального выбора аппарата адаптивного прогнозирования показателей пожаровзрывобезопасности

объектов производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса. Ансамбль фильтра Калмана / Ю.П. Степин, А.Г. Мухина // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2025. - № 12(629). – С. 7–19.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Компоненты базы моделей многоагентной адаптивной системы поддержки принятия решений по управлению пожаровзрывобезопасностью объектов производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса

а

пласт	скважина	УКПГ	СОГ	УПНК
Модели аппроксимации показателей ПВБ ОПО ГДК (дебит флюида, дебит жидкости, дебит воды)		Расчетные критерии оптимальности выбора типа технологии подготовки газа для способа низкотемпературной сепарации		
1. Модели Арпса <u>Экспоненциальная модель</u> $b_{\text{кп}} = 0: q_{\text{мод1}}(t) = q_{\text{в0}} e^{-D_0 t}$ $D_0 = \frac{1}{q_{\text{в}}} \left(\frac{dq_{\text{в}}}{dt} \right)$ где $b_{\text{кп}} = \frac{1}{D_0} \frac{d}{dt}$ <u>Гиперболическая модель</u> $0 < b_{\text{кп}} < 1: q_{\text{мод1}}(t) = \frac{q_{\text{в0}}}{(1 + b_{\text{кп}} D_0 t)^{\frac{1}{b_{\text{кп}}}}}$ <u>Гармоническая модель</u> $b_{\text{кп}} = 1: q_{\text{мод1}}(t) = \frac{1}{1 + b_{\text{кп}} D_0 t}$		1. Коэффициент кинематической вязкости газа: $v_T = v_0 \cdot z \cdot \frac{P_0}{P} \cdot \frac{T_0 + C}{T + C} \cdot \left(\frac{T}{T_0} \right)^{0.5}$ 2. Пропускная способность сепаратора: $V = 67824 \frac{P}{P_{\text{н}}} \cdot \frac{T}{T_{\text{н}}} \cdot \frac{D^2}{z} \cdot v_{\text{ср}}$ $A = 0,457 \exp(0,07374 \cdot T_{\text{с}} - 0,000307 \cdot T_{\text{с}})$ $B = 0,0418 \exp(0,0537 \cdot T_{\text{с}} - 0,000199 \cdot T_{\text{с}})$ 3. Влажность товарного газа: $W_{0,6} = \frac{A}{10,1 \cdot P} + B$		
2. Полиномиальные модели $q_{\text{мод2}}(t) = \beta_0 + \beta_1 t + \beta_2 t^2$ $q_{\text{мод3}}(t) = \beta_0 + \beta_1 t + \beta_2 t^2 + \beta_3 t^3$		Критерии оптимизации рисков недополучения дохода при заданных затратах на обеспечение пожаробезопасных состояний УКПГ (на примере группы объектов «сепараторы») $\sigma_{j(K)}(t)^{C(Tk)} = c_{j(K)}^{C(Tk)} \sqrt{M_j^{C(Tk)} \left(1 - \frac{M_j^{C(Tk)}}{N_c} \right)}$ - риск, связанный с обеспечением пожаровзрывобезопасных состояний УКПГ (K – доход или затраты, j – состояние, Tk – тип технологии подготовки газа) Критерии оптимальности Максимизация дохода: $F_1^{C,T1}(x_i) = (c_{1(D)}^{C(T1)} \cdot x_6) + (c_{2(D)}^{C(T1)} \cdot x_7) + (c_{6(D)}^{C(T1)} \cdot x_{10}) \rightarrow \max$ Минимизация риска недополучения дохода: $F_2^{C,T1}(x_i) = (c_{1(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_6 \left(1 - \frac{x_6}{N_c} \right)}) + (c_{2(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_7 \left(1 - \frac{x_7}{N_c} \right)}) + (c_{6(D)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_{10} \left(1 - \frac{x_{10}}{N_c} \right)}) \rightarrow \min$ Минимизация риска затрат на обеспечение ПВБ УКПГ: $F_3^{C,T1}(x_i) = c_{3(3)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_8 \left(1 - \frac{x_8}{N_c} \right)} + c_{4(3)}^{C(T1)} \cdot \sqrt{x_9 \left(1 - \frac{x_9}{N_c} \right)} + c_{3(3)}^{C(T1)}$ $\sqrt{M_{3(HC)}^{C,T1} \left(1 - \frac{M_{3(HC)}^{C,T1}}{N_c} \right)} \rightarrow \min$ Минимизация суммарного риска: $F_4^{C,T1}(x_i) = F_2^{C,T1}(x_i) + F_3^{C,T1}(x_i)$ $\lambda_{ij(PC)}^{g,Tk} = \frac{K_{HC}^{g,Tk}}{K_{PC}^{g,Tk}} \lambda_{kl(HC)}^{g,Tk}$ - зависимость между интенсивностью перехода объектов группы g из неработоспособного состояния i в работоспособное j и средней численностью неработоспособных состояний ведущей группы объектов g _{вед} УКПГ		
Модели адаптивного прогнозирования 1. Множественный ансамбль фильтра Калмана <u>Этап прогноза ($x_{n,j}^f$ – вектор состояния)</u> $x_{n,j}^f = \begin{Bmatrix} m_{n,j}^f \\ u_{n,j}^f \\ g_{n,j}^f \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} m_{n-1,j}^a \\ F_n(u_{n-1,j}^a, m_{n-1,j}^a) \\ g_n(u_{n,j}^a, m_{n-1,j}^a) \end{Bmatrix}$ <u>Этап анализа ($x_{n,j}^a$ – вектор состояния)</u> $x_{n,j}^a = \begin{Bmatrix} m_{n,j}^f \\ u_{n,j}^f \\ g_{n,j}^f \end{Bmatrix} + K_n \left(d_{n,j} - H \begin{Bmatrix} m_{n,j}^f \\ u_{n,j}^f \\ g_{n,j}^f \end{Bmatrix} \right)$ <u>Расчёт матрицы усиления</u> $K_n = C_{x_n} H^T (H C_{x_n} H^T + C_{y_n})^{-1}$ <u>Расчёт матрицы ковариации ошибок для вектора состояния x_n^f и вектора наблюдений y_n</u> $C_{x_n}^f = \frac{\Delta x_n^f \Delta x_n^{fT}}{N_c - 1};$ $C_{y_n} = \frac{\Delta y_n \Delta y_n^T}{N - 1}$				

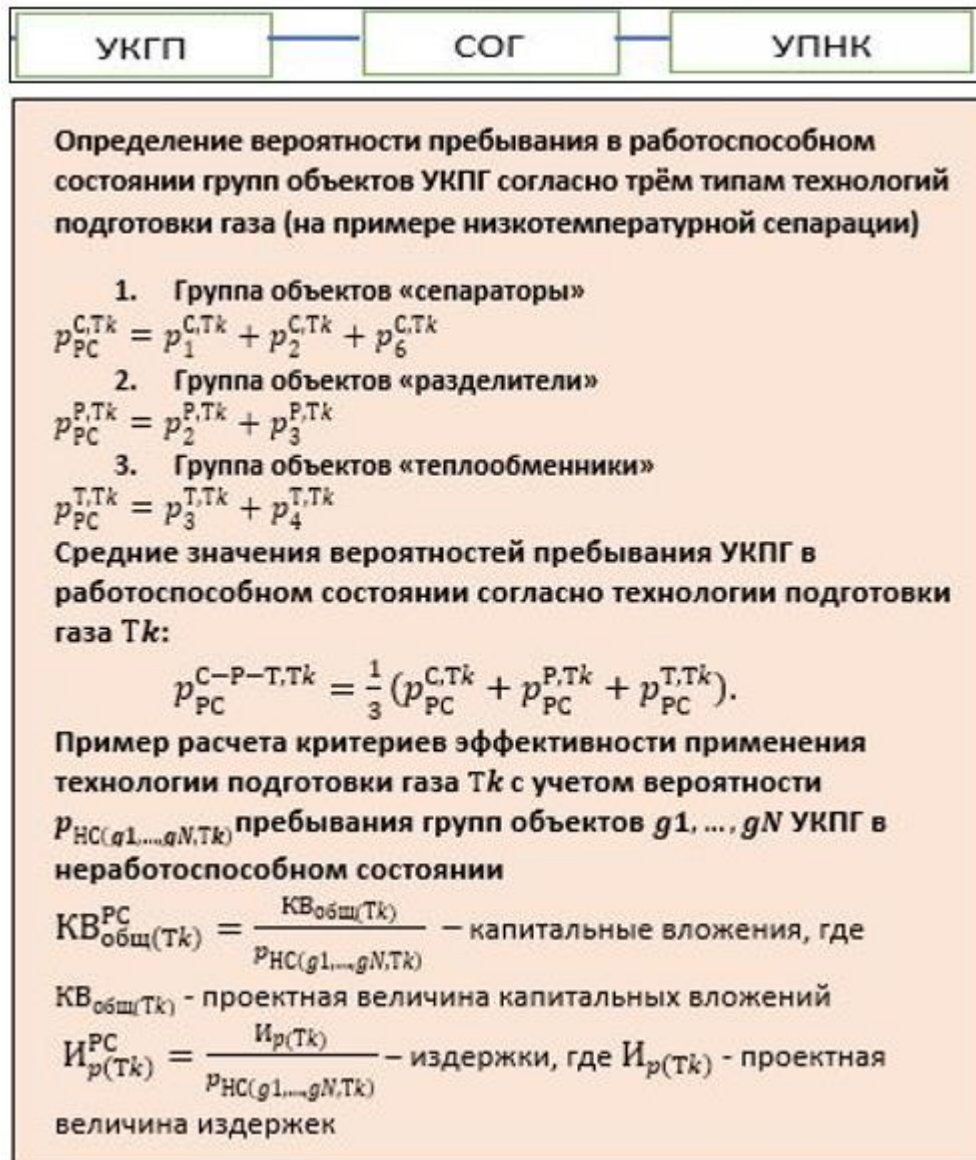


Рисунок А.1 – База моделей многоагентной адаптивной СППР по управлению пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК в контексте системы «пласт – скважина – УКПГ – УПНК»: а - модели адаптивного прогнозирования показателей ПВБ объектов ПТО ГДК; технологические критерии оптимальности выбора технологии подготовки газа; критерии оптимизации рисков недополучения дохода при заданных затратах на обеспечение пожаровзрывобезопасных состояний групп объектов УКПГ; б - критерии эффективности применения технологии подготовки газа на УКПГ.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)

Свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2025666016**

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства):
2025666016
Дата регистрации: **22.06.2025**
Номер и дата поступления заявки:
2025665088 21.06.2025
Дата публикации и номер бюллетеня:
22.06.2025 Бюл. № 7

Автор(ы):
МУХИНА АНАСТАСИЯ ГЕННАДЬЕВНА (RU)
Правообладатель(и):
**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ "РОССИЙСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА" (RU)**

Название программы для ЭВМ:

Программный модуль для определения показателей пожаровзрывобезопасности объектов подготовки газа и газового конденсата

Реферат:

Программа предназначена для определения показателей пожаровзрывобезопасности групп однородных объектов установки комплексной подготовки газа, системы охлаждения газа и установки подготовки нестабильного конденсата (УКПГ-СОГ-УПНК) на основе применения аппарата марковских случайных процессов (в части динамики средних). Программа может быть использована при решении задач моделирования и оптимизации пожаровзрывобезопасного функционирования групп объектов системы УКПГ-СОГ-УПНК с учетом пожароопасных состояний объектов подготовки газа. Функциональные возможности программы позволяют выполнить расчёт средних численностей работоспособных и неработоспособных состояний для групп однородных объектов системы УКПГ-СОГ-УПНК. Результаты работы программы позволяют выявить ведущую группу объектов подготовки газа и описать взаимодействие групп объектов с применением аппарата марковских процессов.

Язык программирования: Python

Объем программы для ЭВМ: 35 Кб

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2025690924**

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства):
2025690924
Дата регистрации: **12.11.2025**
Номер и дата поступления заявки:
2025690610 12.11.2025
Дата публикации и номер бюллетеня:
12.11.2025 Бюл. № 11

Автор(ы):
МУХИНА АНАСТАСИЯ ГЕННАДЬЕВНА (RU)
Правообладатель(и):
**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ "РОССИЙСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА" (RU)**

Название программы для ЭВМ:

Программный модуль для определения информативности показателей пожаровзрывобезопасности объектов ПТО ГДК

Реферат:

Программа предназначена для расчёта информативности в соответствии с исходными данными о показателях пожаровзрывобезопасности объектов производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса (ПТО ГДК). Программа может использоваться в задачах поддержки принятия решений по адаптивному управлению пожаровзрывобезопасностью производственных объектов ГДК. Функциональные возможности программы позволяют выполнить расчёт информативности показателей пожаровзрывобезопасности с учетом определения диагностического коэффициента, а также выполнить визуализацию изменения показателей пожаровзрывобезопасности объектов ПТО ГДК. Результаты работы программы могут быть применены при разработке рекомендаций по регулированию режимов пожаровзрывобезопасного функционирования объектов разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений в осложненных условиях среды.

Язык программирования: Java, MATLAB

Объем программы для ЭВМ: 14 Кб

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2025696201**

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства): 2025696201 Дата регистрации: 16.12.2025 Номер и дата поступления заявки: 2025695602 16.12.2025 Дата публикации и номер бюллетеня: 16.12.2025 Бюл. № 12	Автор(ы): МУХИНА АНАСТАСИЯ ГЕННАДЬЕВНА (RU) Правообладатель(и): ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА" (RU)

Название программы для ЭВМ:

Программный модуль адаптивной диагностики оборудования опасных производственных объектов системы «установка комплексной подготовки газа – система охлаждения газа - установка подготовки нестабильного конденсата»

Реферат:

Программа предназначена для определения причин возникновения простоев и неисправностей насосного оборудования установок комплексной подготовки газа и установок подготовки нестабильного конденсата. Основными причинами появления неисправностей приняты следующие: утечки по цилиндру (негерметичность); затруднённая подача; увеличение трения в подшипниках. Программа производит расчёт и определение частоты встречи причин появления неисправностей, выполняет расчёт статистических характеристик применительно к скорости вращения подшипников согласно классу подшипников оборудования УКПГ. Полученные результаты способствуют выявлению распространённых причин возникновения неисправностей и используются при решении задачи оптимизации рисков при функционировании группы объектов «насосы» (с учётом работоспособных и неработоспособных пожароопасных состояний).

Язык программирования: Java, MATLAB

Объем программы для ЭВМ: 6,91 Кб

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2025696213**

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства):
2025696213
Дата регистрации: 17.12.2025
Номер и дата поступления заявки:
2025695633 17.12.2025
Дата публикации и номер бюллетеня:
17.12.2025 Бюл. № 12

Автор(ы):
МУХИНА АНАСТАСИЯ ГЕННАДЬЕВНА
(RU)
Правообладатель(и):
**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ "РОССИЙСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА" (RU)**

Название программы для ЭВМ:

Программный модуль для многокритериального выбора предпочтительных технологий очистки и осушки газа на пожароопасных производственных объектах газодобывающего комплекса

Реферат:

Программа предназначена для определения предпочтительной технологии подготовки газа применительно к систем «УКПГ-СОГ-УПНК», а также уточнения показателей эффективности подготовки газа и газового конденсата. Результаты работы программного модуля могут быть использованы для адаптивного управления процессами подготовки газа методами НТС и НТА с учетом пожаровзрывобезопасности объектов подготовки газа. Функциональные возможности программы позволяют выполнить расчёт показателей пожаровзрывобезопасности и эффективности обеспечения пожаровзрывобезопасности применительно к технологиям подготовки газа и газового конденсата. Программный модуль является агентом программно-вычислительного комплекса многоагентной адаптивной КСППР по адаптивному управлению пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК.

Язык программирования: Java, Python

Объем программы для ЭВМ: 20 Кб

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(обязательное)

Акты внедрения результатов диссертации



АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы
Мухиной Анастасии Геннадьевны, представленной на соискание
учёной степени кандидата технических наук по специальности
2.3.3 - Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами
(технические науки).

Комиссия в составе председателя – заместителя начальника УНК АСИТ-начальника научно-исследовательского отдела автоматизированных систем и информационных технологий, кандидата технических наук Шихалева Дениса Владимировича и членов комиссии – старшего научного сотрудника научно-исследовательского отдела УНК АСИТ, кандидата технических наук, доцента, Буцынской Татьяны Анатольевны и доцента кафедры информационных технологий в составе УНК АСИТ к.т.н., доцента Минеева Евгения Николаевича подтверждает, что результаты диссертации Мухиной Анастасии Геннадьевны, посвящённой повышению эффективности тактического и оперативного адаптивного автоматизированного управления пожаровзрывобезопасностью объектов производственно-технического обслуживания нефтегазодобывающего комплекса на основе моделей, алгоритмов и технологий разработки программного обеспечения многоагентной адаптивной системы поддержки принятия решений для адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК использованы при формировании новых рекомендаций для поддержки принятия решений при прогнозировании (оценивании) готовности к использованию оборудования, средств и ресурсов автоматизированной системы пожаровзрывобезопасности третьего уровня условно-расчетных объектов топливно-энергетических комплексов.

Разработанные модели адаптивного прогноза показателей пожаровзрывобезопасности критически важных объектов ПТО ГДК, алгоритм многокритериального выбора модели адаптивного прогноза пожаровзрывобезопасного состояния объектов ПТО ГДК, разработанные модели оптимизации рисков пожаровзрывобезопасности применительно к функционированию групп объектов УКПГ, СОГ и УПНК внедрены в одно из направлений научно-технической деятельности учебно-научного комплекса автоматизированных систем и информационных технологий, а именно – в методологию проектирования автоматизированных информационных систем поддержки принятия управленческих решений в области предотвращения и ликвидации пожаров и ЧС. Выполненное диссертационное исследование вносит вклад в развитие научной школы по автоматизированным системам и средствам предотвращения и ликвидации пожаров и чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах газодобывающего комплекса.

Председатель комиссии:
Заместитель начальника УНК АСИТ –
начальник НИО АСИТ, к.т.н.

 Д.В. Шихалев

Члены комиссии:
Старший научный сотрудник НИО АСИТ,
к.т.н., доцент

 Т.А. Буцынская

Доцент кафедры ИТ в составе УНК АСИТ
к.т.н., доцент

 Е.Н. Минеев



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель начальника Академии
ГПС МЧС России по учебной работе
кандидат исторических наук, доцент
В.С. Шныпко
2025 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы
Мухиной Анастасии Геннадьевны, представленной на соискание
учёной степени кандидата технических наук по специальности
2.3.3 - Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами
(технические науки) в учебный процесс Академии ГПС МЧС России

Комиссия в составе председателя – заместителя начальника кафедры информационных технологий в составе УНК АСИТ, кандидата технических наук, доцента Мокшанцева Александра Владимировича и членов комиссии – доцента кафедры информационных технологий в составе УНК АСИТ, кандидата технических наук, доцента Рыженко Натальи Юрьевны, профессора кафедры информационных технологий в составе УНК АСИТ, доктора физико-математических наук, профессора Авдесенко Алексея Михайловича, подтверждает, что результаты диссертации Мухиной Анастасии Геннадьевны, посвящённой повышению эффективности тактического и оперативного адаптивного автоматизированного управления пожаровзрывобезопасностью объектов производственно-технического обслуживания нефтегазодобывающего комплекса на основе моделей, алгоритмов и технологий разработки программного обеспечения многоагентной адаптивной системы поддержки принятия решений для адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК, использованы при изучении дисциплин кафедры информационных технологий учебно-научного комплекса автоматизированных систем и информационных технологий: «Моделирование процессов и систем», «Системы поддержки принятия решений» (специальность 09.03.02 - Информационные системы и технологии).

С целью совершенствования отработки навыков оценки пожарной опасности, предотвращения аварий с выделением горючих газов и паров легко воспламеняющихся жидкостей на опасных производственных объектах газодобывающего комплекса в учебный программно-технический комплекс «Торнадо» были внедрены модели оптимизации рисков пожаровзрывобезопасности применительно к функционированию групп объектов УКПГ и модели адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК. Использование результатов научного исследования соискателя позволило расширить перечень операций, обеспечивающих выполнение дидактических функций при использовании программно-технического обучающего комплекса в лабораторных условиях.

Председатель комиссии
Заместитель начальника кафедры
информационных технологий в составе УНК АСИТ
к.т.н., доцент

А.В. Мокшанцев

Члены комиссии:
Доцент кафедры ИТ в составе УНК АСИТ
к.т.н., доцент

Н.Ю. Рыженко

Профессор кафедры в составе ИТ УНК АСИТ
д.ф.-м.н., профессор

А.М. Авдесенко



УТВЕРЖДАЮ

Ректор

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

академик РАО, д.э.н., профессор

В.Г. Мартынов

«07» октября 2025 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы

Мухиной Анастасии Геннадьевны

**«МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ АДАПТИВНОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО
УПРАВЛЕНИЯ ПОЖАРОВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТЬЮ ОБЪЕКТОВ
ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО
КОМПЛЕКСА»**

в учебный процесс РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Комиссия в составе:

Председатель:

проректор по учебной работе Кошелев В.Н., профессор, д.х.н.

Члены комиссии:

начальник учебно-методического управления Душин А.В., доцент,
к.филос.н.заведующий кафедрой автоматизации технологических процессов
Максименко А.Ф., профессор, д.т.н.

составила настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы, представленной на соискание учёной степени кандидата технических наук по специальности 2.3.3 - Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (технические науки), внедрены в рабочие программы дисциплин «Математическое моделирование объектов и систем управления» по направлению 09.04.01. «Информатика и вычислительная техника», программе «Цифровые технологии и автоматизация в управлении техническими системами», «Проектирование автоматизированных систем управления. Интегрированные системы» по направлению подготовки 09.03.01 «Информатика и вычислительная техника» в виде применения разработанных моделей и алгоритмов адаптивного прогнозирования показателей пожаровзрывобезопасности (ПВБ) объектов (ПТО ГДК) применительно к системе «пласт-скважина-установка комплексной подготовки газа (УКПГ)», а также в виде описания и применения моделей оптимизации функционирования групп однородных объектов УКПГ с определением взаимодействующих марковских случайных процессов; а также в рабочие программы дисциплин «Проектирование автоматизированных систем управления. Промышленные реализации» по направлению подготовки 09.03.01 «Информатика и вычислительная техника», «Многоагентные адаптивные интегрированные информационно-управляющие системы», «Управление и идентификация» по направлению 09.04.01. «Информатика и вычислительная техника», программам «Информационные технологии организационно-экономического управления в нефтегазовом комплексе» и «Автоматизированные системы диспетчерского управления в нефтегазовом комплексе» в части применения разработанных алгоритмов многокритериального выбора предпочтительной пожаровзрывобезопасной технологии подготовки газа, применения алгоритма оптимизации рисков недополучения дохода при заданных затратах на обеспечение пожаровзрывобезопасных состояний объектов ПТО ГДК, а также применения результатов функционирования и выбора технологий взаимодействия программных модулей программно-вычислительных комплексов многоагентных адаптивных интегрированных систем.

Использование результатов диссертационного исследования позволяет изучить в рамках учебного процесса проблему повышения эффективности тактического и оперативного адаптивного управления ПВБ объектов ПТО ГДК. Применение модулей разработанного программно-вычислительного комплекса многоагентной адаптивной сетцентрической системы поддержки принятия решений (МАССПР) по управлению ПВБ способствует выявлению основных проблем управления ПВБ распределённых объектов ПТО ГДК применительно к разработке и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений с учетом осложненных условий внешней среды. Кроме того, освоение механизмов сетцентрического управления и

технологий многоагентного моделирования, применяемых при разработке архитектуры программно-вычислительных комплексов многоагентных адаптивных систем поддержки принятия решений по управлению ПВБ опасных производственных объектов (ОПО) ПТО ГДК позволяет выявить особенности динамики показателей ПВБ, определить величину показателей ПВБ для объектов системы «пласт-скважина-УКПГ», осуществить выбор предпочтительной технологии подготовки газа на УКПГ, а также решить задачи адаптивной диагностики состояний пожароопасных объектов ПТО ГДК.

Ценность полученных результатов заключается в развитии научных подходов к повышению эффективности тактического и оперативного адаптивного автоматизированного управления ПВБ объектов ПТО ГДК. Результаты, полученные в диссертации, могут способствовать развитию научных основ, алгоритмического обеспечения автоматизированных систем управления ПВБ объектов ПТО ГДК. Предложенные модели и алгоритмы в разработанной МАССППР могут быть применены ЛПР при определении предпочтительных технологических режимов функционирования объектов УКПГ, предпочтительных типов технологий подготовки газа и газового конденсата, а также обеспечить ЛПР информацией об изменении показателей ПВБ ОПО ПТО ГДК, о работоспособных и неработоспособных пожароопасных состояниях групп однородных элементов УКПГ, а также об уровне рисков при функционировании групп технологических объектов с учетом их взаимодействия.

Председатель комиссии:  Кошелев В.Н.

Члены комиссии:  Душин А.В.

 Максименко А.Ф.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «ЦМНТ»

М.А. ЕРШОВ

2025 г.



АКТ

**о внедрении диссертационной работы на соискание
ученой степени кандидата технических наук**

Мухиной Анастасии Геннадьевны

**«МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ АДАПТИВНОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ
ВЗРЫВОПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТЬЮ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОГО
ОБСЛУЖИВАНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА»**

Комиссия от ООО «ЦМНТ», оказывающего комплексные услуги в области мониторинга, анализа и внедрения новых технологий, являющегося экспертом в области анализа инновационных технологий, оценки научных патентов и изобретений в составе:

Председатель:

Генеральный директор, д.т.н. Ершов М.А.

Члены комиссии:

Руководитель департамента технологической аналитики Махова У.А.

Главный технолог Буров Н.О.

Руководитель производственного департамента Мухина Д.Ю.

Руководитель департамента коммуникаций Вихрицкая А.О.

изучила научные результаты диссертационной работы Мухиной Анастасии Геннадьевны, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, посвященной повышению эффективности тактического и оперативного управления пожаровзрывобезопасностью (ПВБ) объектов производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса (ПТО ГДК) на основе моделей и алгоритмов адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК и установила:

- алгоритм многокритериального выбора аппарата адаптивного прогнозирования показателей ПВБ обладает практическим потенциалом, может быть использован для решения производственных задач в части обеспечения пожаровзрывоопасных состояний применительно как к объектам подсистем «пласт-скважина», так и к объектам установок комплексной подготовки газа (УКПГ) - станции охлаждения газа (СОГ) и установки подготовки нестабильного конденсата (УПНК): система «пласт-скважина-УКПГ»;

- алгоритм многокритериального выбора предпочтительной технологии подготовки газа, учитывающий ее ПВБ, имеет практическую значимость для решения задач управления технологическими режимами подготовки газа и газового конденсата как для применения способов низкотемпературной сепарации газа, так и для использования

способов низкотемпературной абсорбции газа, а также может быть реализован для выбора приоритетного варианта адсорбционной осушки газа;

- разработанные модели функционирования однородных групп объектов УКПГ (в части метода динамики средних марковского случайного процесса) с учетом их взаимодействия, а также разработанные модели оптимизации рисков недостаточного получения дохода при заданных затратах на обеспечение пожаровзрывобезопасных состояний групп объектов УКПГ могут быть применены для определения показателей ПВБ как ведущих, так и зависимых групп объектов УКПГ;

- модули разработанного сетецентрического программно-вычислительного комплекса по адаптивному управлению ПВБ объектов ПТО ГДК могут быть задействованы при принятии решений лицом, принимающим решение, в части выбора технологических режимов функционирования опасных производственных объектов (ОПО) с учетом пожаровзрывоопасных состояний объектов ПТО ГДК применительно к системе «пласт-скважина-УКПГ». Модули ПВК также могут быть использованы для решения задач модернизации технологий подготовки газа и газового конденсата, а также диагностики рекуперативных теплообменников.

Председатель:

Генеральный директор, д.т.н.



Ершов М.А.

Члены комиссии:

Руководитель департамента технологической аналитики



Махова У.А.

Главный технолог



Буров Н.О.

Руководитель производственного департамента



Мухина Д.Ю.

Руководитель департамента коммуникаций



Вихрицкая А.О.

УТВЕРЖДАЮ

Директор



АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы на соискание
ученой степени кандидата технических наук
Мухиной Анастасии Геннадьевны
«МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ АДАПТИВНОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ
ПОЖАРОВЗРЫВБЕЗОПАСНОСТЬЮ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОГО
ОБСЛУЖИВАНИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА»

Комиссия в составе:

Председатель:

Директор, к.ф.-м.н. Темис Михаил Юрьевич

Члены комиссии:

Технический директор, Пионт Дмитрий Юрьевич

Главный специалист САПР, к.т.н. Азметов Хаким Хасанович

Главный специалист, Мещеряков Александр Брониславович

рассмотрела результаты диссертационной работы Мухиной Анастасии Геннадьевны, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, посвященной повышению эффективности тактического и оперативного управления пожаровзрывобезопасностью (ПВБ) объектов производственно-технического обслуживания газодобывающего комплекса (ПТО ГДК) на основе моделей и алгоритмов адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью объектов ПТО ГДК и установила:

- алгоритм многокритериального выбора аппарата адаптивного прогнозирования показателей ПВБ предпочтительной технологии подготовки газа и газового конденсата может быть применен при решении задач адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью критически важных объектов производственных структур: установок комплексной подготовки газа, систем охлаждения газа, установок подготовки нестабильного конденсата, функционирующих в осложненных условиях среды.

Как отмечается в диссертации, прогноз показателей пожаровзрывобезопасности основан на информации, поступающей от приборов, регистрирующих параметры производственного процесса. Достоверность поступающей информации зависит от ряда факторов, к которым относятся точность приборов, степень их износа, условия работы, зоны размещения приборов около объектов производственных структур. Это приводит к тому, что поток информации представляет "зашумленный" случайный процесс.

Для оценки значимости поступающей информации в диссертационной работе, на основе применения теории марковских процессов и принципов распознавания образов, разработаны

модели и алгоритмы, позволяющие персоналу управления принимать решения: для задач адаптивного управления пожаровзрывобезопасностью критически важных объектов производственных структур: установок комплексной подготовки газа, систем охлаждения газа, установок подготовки нестабильного конденсата, функционирующих в осложненных условиях среды; о работоспособных и неработоспособных пожароопасных состояниях групп однородных элементов системы УКПГ; о состоянии и функционировании групп технологических объектов с учетом их взаимодействия, что может быть применено при определении предпочтительных типов технологии подготовки газа и газового конденсата.

Разработанные автором модули и программы сетецентрического программно-вычислительного комплекса по адаптивному управлению ПВБ объектов ПТО ГДК могут быть применены при решении задач многокритериального выбора предпочтительного варианта технологического режима управления процессами добычи и подготовки углеводородов в осложненных условиях среды.

Одним из видов деятельности ООО "П2Т Инжиниринг" является разработка элементов систем автоматизированного проектирования, программ и методов расчета на прочность и динамику узлов и конструкций нефтегазового комплекса, а также мониторинга их состояния в процессе эксплуатации. В связи с этим критерии и оценки, методы, алгоритмы диссертационной работы А.Г. Мухиной представляют интерес для нашей организации и будут внедрены в практику работы ООО "П2Т Инжиниринг" в направлении развития систем мониторинга объектов нефтегазового комплекса при учете аспектов многокритериального мониторинга параметров установок и трубопроводов ОПО, включая параметры пожаровзрывобезопасности.

Директор, к.ф.-м.н. (01.02.04 – Механика деформируемого твердого тела)

Темис Михаил Юрьевич



Технический директор

Пионт Дмитрий Юрьевич



Главный специалист САПР, к.т.н. (05.13.12 – Системы автоматизации проектирования), доцент

Азметов Хаким Хасанович



Главный специалист

Мещеряков Александр
Брониславович



Адрес: 111398, Российская Федерация, Москва, Перовская 22/2-142

Тел: +7 (495) 768-333-4

Email: info@p2tc.ru