

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Артюшкин Илья Вячеславович

**НЕЙРОСЕТЕВАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ
ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ**

Специальность: **05.13.06 – Автоматизация и управление
технологическими процессами и производствами (технические системы)**

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Рогачев Геннадий Николаевич

Самара 2018

Введение.....	5
1 Общая характеристика процессов подготовки нефти при добыче	11
1.1 Районы нефтедобычи в России.....	11
1.2 Схемы сбора нефти	12
1.3 Типы нефтей	14
1.4 Процессы подготовки нефти.....	17
1.5 Природа образования водонефтяных эмульсий.....	20
1.6 Обезвоживание нефти. Механизм процесса разделения нефтяных эмульсий.....	22
1.7 Принцип работы нефтяного сепаратора	25
1.7.1 Общие сведения	25
1.7.2 Механический способ разделения нефтяной эмульсии	26
1.7.3 Термический способ разделения нефтяной эмульсии	27
1.7.4 Химический способ разделения нефтяной эмульсии.....	27
1.7.5 Термохимический способ разделения нефтяной эмульсии.....	28
1.7.6 Электрохимический способ разделения нефтяной эмульсии	28
1.8 Конструкции аппаратов.....	29
1.9 Аппараты нагрева.....	32
1.10 Предпосылки создания системы автоматического управления	35
1.11 Выводы по главе.....	37
2 Моделирование процессов обезвоживания нефти.....	39
2.1 Термохимический метод разрушения водонефтяной эмульсии	39
2.1.1 Общие сведения	39
2.1.2 Деэмульгаторы	40
2.2 Разработка модели процесса.....	43
2.2.1 Моделирование	43
2.2.2 Источник данных	43
2.2.3 Нейросетевое моделирование	47
2.3 Формирование обучающей выборки.....	51

2.4	Варианты построения нейросетевой модели	55
2.5	Обучение нейронной сети	58
2.5.1	Постановка задачи обучения нейронной сети	58
2.5.2	Метод градиентного спуска	59
2.5.3	Метод Левенберга - Марквардта	60
2.5.1	Практическая реализация	61
2.6	Сравнение с другими методами моделирования	71
2.7	Применение способа построения модели для нефтей различных месторождений	74
2.8	Выводы по главе	75
3	Система автоматизированного управления	78
3.1	Технологический комплекс термохимического обезвоживания	78
3.2	Блок дозирования реагента	79
3.3	Блок нагрева	80
3.3.1	Варианты реализации	80
3.3.2	Рекуперативный нагрев	80
3.3.3	Электрические нагреватели	81
3.3.4	Печи нагрева	81
3.4	Аппарат обезвоживания	82
3.5	Автоматизированное управление объектом с неопределенностями	84
3.6	Процесс термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий как многомерный многосвязный нелинейный объект управления	86
3.7	Автоматизированная система с адаптацией к входному воздействию	87
3.8	Контур адаптации	93
3.8.1	Первый контур адаптации	93
3.8.2	Второй контур адаптации	94
3.8.3	Третий контур адаптации	99
3.8.4	Общая структура системы	99

3.9 Моделирование адаптивной системы управления процессом термохимического обезвоживания нефтяной эмульсии	101
3.10 Алгоритм управления	105
3.11 Исследование динамики процесса	107
3.12 Выводы по главе.....	113
4 Техническая реализация	114
4.1 Технологический комплекс обезвоживания нефти	114
4.1.1 Общая структура	114
4.2 Техническое обеспечение.....	117
4.2.1 Общие требования	117
4.2.2 Требования к датчикам.....	117
4.2.3 Требования к ПЛК	118
4.2.4 Требования к операторской панели управления	118
4.2.5 Требования к БДР по управляемости с верхнего уровня.	119
4.3 Экономическая эффективность	120
4.4 Выводы по главе.....	122
Заключение	123
Список сокращений и условных обозначений	125
Библиографический список.....	126
Приложение А Сведения о внедрении результатов работы	134

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования.

Нефтегазовый сектор играет важную роль в экономике Российской Федерации. Продажи углеводородов по состоянию на 2016 год составляют по разным оценкам от 8 до 9 процентов ВВП, а также от 40 до 50 процентов доходов бюджета. Нефтедобыча даёт нашей стране сырьё для изготовления многих товаров химической промышленности, а также для использования в мировой торговле.

Россия занимает одно из лидирующих мест в мире по добыче сырой нефти, обладая 9 процентами мировых запасов нефти, первое место в мире по запасам (30 процентов) и первое место по добыче природного газа, а также обеспечивает 12 процентов мировой торговли нефтью и 25 процентов мировой торговли природным газом.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г № 1715-р была утверждена энергетическая стратегия России на период до 2030 года [62], в которой приоритетными направлениями являются: наращивание объемов разведки и добычи нефти, увеличение доли экспорта продуктов глубокой переработки нефти и газа по сравнению с долей сырьевого экспорта, а также увеличение объёмов переработки нефти внутри страны.

Для обеспечения выполнения этих планов государством предусмотрена Стратегия научно-технологического развития России в 2018-2024 гг. [52], которая устанавливает приоритетные направления научно-технологического развития:

- интеллектуализация производства, переход к цифровым технологиям;
- создание систем искусственного интеллекта, машинного обучения и обработки больших объемов данных;
- повышение результативности добычи и совершенствование технологий переработки нефти и газа.

В процессе добычи нефти одним из основных процессов является отделение извлечённой из продуктивного пласта нефти от воды, так как это позволяет:

– снизить нагрузку и уменьшить затраты электроэнергии на насосное оборудование;

– предотвратить коррозию оборудования из-за растворённых в воде солей.

Помимо этого актуальность исследования обусловлена широким распространением малолюдных или безлюдных технологий на объектах добычи нефти [22].

Степень разработанности темы исследования. Исследования проблем, связанных с обезвоживанием нефтяных эмульсий и технология этих процессов описаны в работах отечественных учёных, в их числе: А.П. Верёвкин, А.Г. Лютов, А.Г. Рзаев, Г.Н. Позднышев, Д.Н. Левченко, В.М. Голицын, В.С. Путохин, В.П. Тронов, В.Д. Рябов, Ю.А. Закожурников, А.Е. Бортников, К.Е. Кордик, А.В. Савиных, А.С. Ницин, О.А. Гумовский, Ю.Д. Земенков.

Исследования, посвященные способам управления и автоматизации процессов обезвоживания нефтяных эмульсий отражены в работах: В.И. Логинова, Е.Б. Андреева, А.М. Череча, Ф.М. Абдуллаева, И.Д. Ельцова.

Целью диссертационного исследования является повышение эффективности процесса термохимического обезвоживания нефти за счёт применения адаптивной автоматизированной системы регулирования с нейросетевой математической моделью процесса.

Основные задачи исследования:

1. Исследование технологического процесса термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий как многомерного многосвязного нелинейного объекта управления.

2. Разработка параметрически идентифицируемой нейросетевой математической модели процесса, связывающей результирующую обводнённость нефти с количеством реагента–деэмульгатора, температурой нагрева и временем обработки.

3. Разработка адаптивной системы управления процессом термохимического обезвоживания нефтяной эмульсии с эталонной моделью в виде нейронной сети.

4. Оценка эффективности адаптивной системы управления процессом термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий по технико-экономическим показателям.

Научная новизна полученных результатов:

1. Предложен способ построения модели процесса термохимического обезвоживания, отличающийся инвариантностью к технологии обезвоживания нефти.

2. Разработана обучаемая на расширенном массиве экспериментальных данных лабораторных исследований численно-аналитическая модель процесса термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий в виде искусственной нейронной сети, отличающаяся учетом величины времени отстаивания.

3. Разработана система управления процессом обезвоживания нефти, отличающаяся наличием нейросетевой эталонной модели и трех контуров адаптации модели и управляющего воздействия (расход реагента-деэмульгатора) к внешним возмущениям.

Теоретическая значимость работы:

1. Выполнена задача исследования и описания процесса термохимического обезвоживания как многомерного многосвязного нелинейного объекта управления.

2. Выполнены задачи разработки модели процесса в виде искусственной нейронной сети, расширения набора обучающих данных для адекватного их представления нейронной сетью, определения архитектуры нейросетевой модели, эффективного метода обучения.

3. Разработана адаптивная система управления процессом термохимического обезвоживания нефтяной эмульсии с эталонной моделью в

виде нейронной сети, отличающаяся наличием трех контуров адаптации к внешним возмущениям.

Практическая значимость работы:

1. Создан программный комплекс для управления процессом термохимического обезвоживания нефти, адаптируемый к свойствам добываемой нефти по технико-экономическим показателям.

2. Расчеты экономической эффективности показали экономию расхода реагента–деэмульгатора при сохранении качества обезвоживания.

3. Результаты могут служить основой для разработки универсального программно-технического комплекса подготовки нефти, включающего обезвоживание, обессоливание, сероочистку и другие процессы.

Методология и методы исследования. При решении поставленных в диссертационной работе задач использовались методы теории автоматического управления, теории адаптивного управления, методы идентификации и аппроксимации моделей объектов управления. Численное решение задач осуществлялось на основе методов математического и компьютерного моделирования в программном комплексе MATLAB/Simulink.

Положения, выносимые на защиту:

1. Описание технологического процесса термохимического обезвоживания нефти как многомерного многосвязного нелинейного объекта управления с транспортным запаздыванием на величину времени обработки водонефтяной эмульсии реагентом–деэмульгатором.

2. Способ построения модели многомерного многосвязного объекта управления с использованием искусственной нейронной сети, отличающийся инвариантностью к технологии обезвоживания нефти.

3. Модели зависимости эффективности обезвоживания от входных воздействий на нефти месторождений различных географических регионов в виде искусственной нейронной сети.

4. Система адаптивного управления процессом термохимического обезвоживания с эталонной моделью в виде нейронной сети и тремя контурами адаптации модели и управляющего воздействия (расход реагента-деэмульгатора) к внешним возмущениям.

5. Программно-технический комплекс, реализующий систему адаптивного управления процессом термохимического обезвоживания в режиме реального времени.

Степень достоверности диссертационного исследования обоснована аттестованными способами получения экспериментальных данных, корректностью используемого математического аппарата для расчетов, учетом физико-химических свойств исследуемого процесса.

Апробация результатов. Основные положения, результаты и выводы диссертационной работы докладывались на научно-практических, научно-технических Всероссийских и международных конференциях.

Основные результаты работы были доложены на IV конкурсе научно-технических работ молодых специалистов АО «Зарубежнефть» и награждены дипломом за победу в секции «Технологии проектирования и обустройства месторождений» в 2016 году.

Результаты диссертационных исследований докладывались на 73-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ - 2017» и были отмечены дипломом за II место в секции «Автоматизация и вычислительная техника в нефтегазовой отрасли».

Результаты исследований Артюшкина И.В. одобрены на заседании научно-технического совета АО «Гипрвостокнефть» и рекомендованы к проведению опытно-промышленных испытаний, что подтверждается протоколом заседания от 25.04.2017. Полученная модель процесса разделения эмульсии и система управления были одобрены к внедрению на установке предварительного сброса воды Пашкинского месторождения.

Результаты исследования используются в учебном процессе на кафедре «Автоматика и управление в технических системах» в курсах «Теория автоматического управления», «Оптимальное и адаптивное управление», «Проектирование систем автоматизации и управления», курсовом проектировании.

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 11 работ, из них 4 – в изданиях, рекомендованных ВАК, в том числе 1 – в издании, включенном в международную базу цитирования Scopus.

Структура и объем работы. Полный объем диссертационной работы составляет 136 страниц печатного текста и содержит введение, четыре раздела, выводы по работе, список используемой литературы и 1 приложение. Основная часть диссертации содержит 53 рисунка и 18 таблиц. Список использованных источников содержит 72 наименования.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЦЕССОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ПРИ ДОБЫЧЕ

1.1 Районы нефтедобычи в России

Западная Сибирь является центром нефтегазодобывающей промышленности России. Основные регионы – это Ханты-Мансийский автономный округ и Ямало-Ненецкий автономный округ.

Около 30% нефтедобычи России приходится на европейскую часть. Это Татарстан, Башкортостан, Самарская и Оренбургская области.

В последние годы объем добываемой нефти и газа в России растет [45]. В настоящее время активно идёт поиск новых месторождений нефти на территории России и на шельфе, хотя 80% месторождений были известны ещё во времена СССР. В большинстве существующих месторождениях уровень добычи падает. Прирост динамики добычи показывает только территория Татарстана.

Основные регионы нефтедобычи с их климатическими условиями приведены в таблице 1.1 [42].

Таблица 1.1 – Регионы нефтедобычи с климатическими условиями

Регион	Добыча нефти, тыс. т	Добыча нефти, %	Норма января, °С	Норма июля, °С
Российская Федерация	547734	100	-19.7	+15.6
Уральский ФО	303529	55.4	-19.1	+17.3
Приволжский ФО	118558	21.6	-13.4	+19.2
Сибирский ФО	52650	9.6	-22.6	+15.5
Северо-Западный ФО	33653	6.1	-12.4	+14.3
Дальневосточный ФО	28263	5.1	-23.0	+14.1
Южный ФО	9805	1.7	-4.2	+22.3
Северо-Кавказский ФО	1276	0.2	-4.0	+24.0

Из представленных в таблице данных видно, что регионы нефтедобычи, в основном, расположены в районах с преобладающими низкими температурами.

Абсолютная минимальная температура может достигать до -50°C и ниже. Помимо этого, условия работы в этих регионах осложнены такими факторами, как сильные ветра, высокая влажность, обильные осадки в течение года, неустойчивый болотистый или мерзлотный грунт и т.д.

Таким образом, задача автоматизации нефтедобычи является очень актуальной. Чем больше операций в процессе нефтедобычи будет контролироваться автоматизированными управляющими системами, тем более безопасным и надёжным будет производство.

1.2 Схемы сбора нефти

Определённая системы сбора нефти, газа и воды характеризует набор оборудования и связывающие его трубопроводы, использующиеся для транспортировки продукции скважин до установок подготовки, где производится разделение нефти, газа и воды, их очистка и другие технологические операции.

Не существует универсальной системы сбора нефти, газа и воды, т.к. каждое месторождение имеет свои особенности: природно-климатические условия района добычи, форма и размеры продуктивного пласта, рельеф местности, сетка размещения скважин, объёмы нефти, газа и воды, физико-химические свойства пластовых жидкостей и т.д.

Любая система сбора нефти, газа и воды должна обеспечить возможность осуществления следующих операций:

- измерение продукции каждой скважины;
- транспортировка продукции скважин за счет энергии пласта или насосов до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды;
- отделение газа от нефти и транспортировка его до пункта подготовки или до потребителя;
- отделение свободной воды от продукции скважин до установок подготовки нефти (в случае добычи обводненной нефти);

– отдельный сбор и транспорт продукции скважин, существенно отличающейся по обводненности или физико-химическим свойствам;

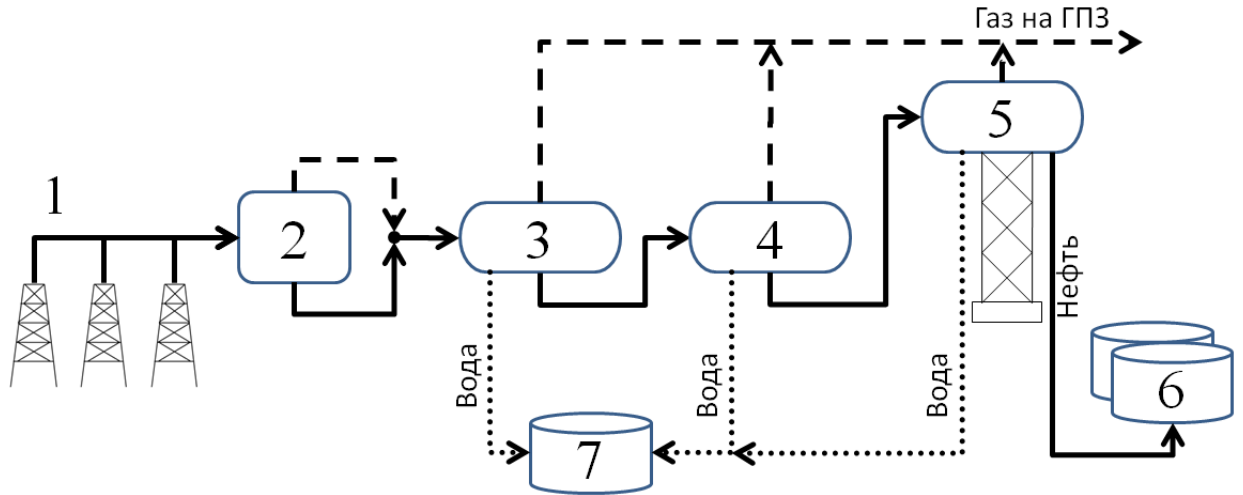
– подогрев продукции скважин, если невозможно ее собирать и транспортировать при обычных температурах.

При возникновении необходимости, системы сбора нефти и газа дорабатываются и совершенствуются.

Во времена Советского Союза было разработано множество систем сбора нефти и газа: Самотечная, Двухтрубная, Герметизированная, Краснодарская, Бакинская, Грозненская, Бароняна-Везирова и т.д.

Научная деятельность государственного института по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипростокнефть» привела к совершенствованию подходов к добыче нефти и газа и привела к созданию «Норм технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» ВНТП 3-85, введенных в 1986 году. Созданная система герметизированного сбора широко используется в настоящее время. На рисунке 1.1 представлена схема герметизированного сбора скважинной жидкости, разработанная институтом «Гипростокнефть». Благодаря герметизированной схеме сбора нефти и газа уменьшаются потери газа и легких фракций нефти.

Преимущество герметизированной схемы сбора в том, что нефть и газ под собственным давлением (1 МПа) транспортируются на центральный пункт сбора. Этого давления достаточно для проведения двух – или трехступенчатой сепарации. При определенных параметрах пластового давления удастся избежать использования подпорных насосов для подачи добываемой скважинной жидкости на сепараторы.



1 – нефть и газ со скважин; 2 – групповая замерная установка;

3, 4, 5 – аппараты первой, второй и третьей ступеней сепарации нефти,

6 – резервуары хранения сырой нефти; 7 – отстойный резервуар хранения нефти.

Рисунок 1.1 – Упрощенная технологическая схема промышленного сбора и транспорта нефти и газа института АО «Гипровостокнефть»

1.3 Типы нефтей

Геологические и геохронологические условия образования нефти влияют на конечный химический состав извлекаемой из пласта жидкости.

По содержанию в нефтях массовой доли серы их разделяют на малосернистые (<0,6%), сернистые (0,61% – 1,8 %), высокосернистые (1,81% – 3,5%), особо высокосернистые (> 3,5%).

Вязкость нефти (Па*с) характеризует её подвижность в пластовых условиях. По вязкости нефти делят на легкие, средние и тяжелые. Легкие нефти при переработке дают больший выход бензиновых фракций, и благодаря этому ценятся больше. Показатели мировых сортов нефти представлены в таблице 1.2 [63].

Таблица 1.2 – Мировые сорта нефти

Наименование	Место добычи	Условная группа
ANS	США (Аляска)	Средняя
Arab Extra Lite	Саудовская Аравия	Легкая
Arab Lite	Саудовская Аравия	Средняя
Arab Heavy	Саудовская Аравия	Тяжелая
Bakken	Clearbook (США)	Средняя
Bonny Lite	Нигерия	Легкая
Brent	Северное море	Легкая
Cabinda	Ангола	Средняя
Cerro Negro	Венесуэла	Тяжелая
Daqing	Китай	Средняя
Dubai	ОАЭ	Средняя
Duri	Индонезия	Тяжелая
ESPO	Россия	Легкая
Forcados	Нигерия	Средняя
LLS	Мексиканский залив	Легкая
Mars	Мексиканский залив	Средняя
Maya	Мексиканский залив	Тяжелая
Minas	Индонезия	Средняя
Oman	Оман	Легкая
Qua Lbo	Нигерия	Легкая
Saharan Bl	Алжир	Легкая
Syncrude	Alberta (Канада)	Средняя
Tapis	Малазия	Легкая
Urals	Россия	Средняя
WCS	Alberta (Канада)	Тяжелая
WTI	Cushing, OK (США)	Средняя

Кроме классификации по реологическим свойствам, нефти различают по плотности, содержанию парафинов, смол и асфальтенов. Различные типы нефтей, добываемые на территории России представлены в таблице 1.3 [58].

Таблица 1.3 – Реологические свойства и состав нефтей различных месторождений

Нефть	Плотность, кг/м ³	Вяз кость при 20°С, сСт	Содержание, %		
			Парафин	Смолы серно- кислотные	Асфальтены
Урал и Поволжье					
Арланская	891	39,7	3,4	76	5,8
Бавлинская	883	25,8	4,1	38	6,1
Жирновская	856	17,7	5,1	8	0,20
Кулешовская	824	4,0	4,0	15	0,7
Мухановская	846	13,3	6,9	28	2,2
Ромашкинская	862	14,2	5,1	34	4,0
Туймазинская	856	11,9	4,1	39	3,4
Шкаповская	862	13,8	4,1	24	3,3
Республика Коми					
Джъерская	843	9,2	7,9	18	0,99
Усинская	836	-	10,8	22,0	0,68
Ярегская	944	786,3	1,4	>50	3,7
Западная Сибирь					
Мегионская	856	7,1	2,28	21	1,13
Нижневартовская	851	7,87	2,14	-	1,45
Самотлорская	842	6,1	2,3	14,0	1,4
Варьеганская	820	6,8	3,2	11	0,47
Усть-Балыкская	870	25,1	2,3	44	2,3
Шаимская	826	6,8	2,9	14	0,8
Сахалин					
Эхабинская	869	7,7	3,1	19	0,9
Северный Кавказ					
Озексуатская	823	6,3	17,5	-	0,38
Троицко-Анас- тасиевская	906	37,8	1,0	18	0,81
Хаянкорт	798	3,1	4,6	8	0,14

Как видно из таблицы 1.3, параметры нефтей, добываемых в различных географических регионах, сильно варьируются. При проектировании процессов добычи, транспорта и подготовки нефти, учитываются характерные особенности конкретного месторождения и конкретной добываемой скважинной жидкости.

1.4 Процессы подготовки нефти

Промысловый сбор и подготовка нефти и газа решают задачи получения товарной продукции и сдачи этой продукции в магистральную транспортную систему. Из продуктивных пластов нефть и газ извлекаются совместно, а после прохождения процессов подготовки их разделяют на два потока [31].

После извлечения жидкости из скважины на промысле выполняются следующие этапы [18,24-26,55]:

1. Разделение (сепарация) нефти, газа и пластовой воды.
2. Обезвоживание, обессоливание и очистка нефти от механических примесей.
3. Дегазация (стабилизация) нефти.
4. Отбензинивание, очистка и осушка газа.

При переработке нефти и газа происходят изменения химического состава в результате химических реакций зачастую с вводом дополнительных реактивов или катализаторов. При подготовке нефти и газа в большинстве технологических операций с добываемой скважинной жидкостью происходят физические процессы, схема которых представлена на рисунке 1.2. Химические превращения, при которых меняется состав вещества, количество молекул или форма углеводородной цепи, используются, в основном, на нефте- и газоперерабатывающих заводах для получения необходимых химической промышленности веществ.

Физические превращения

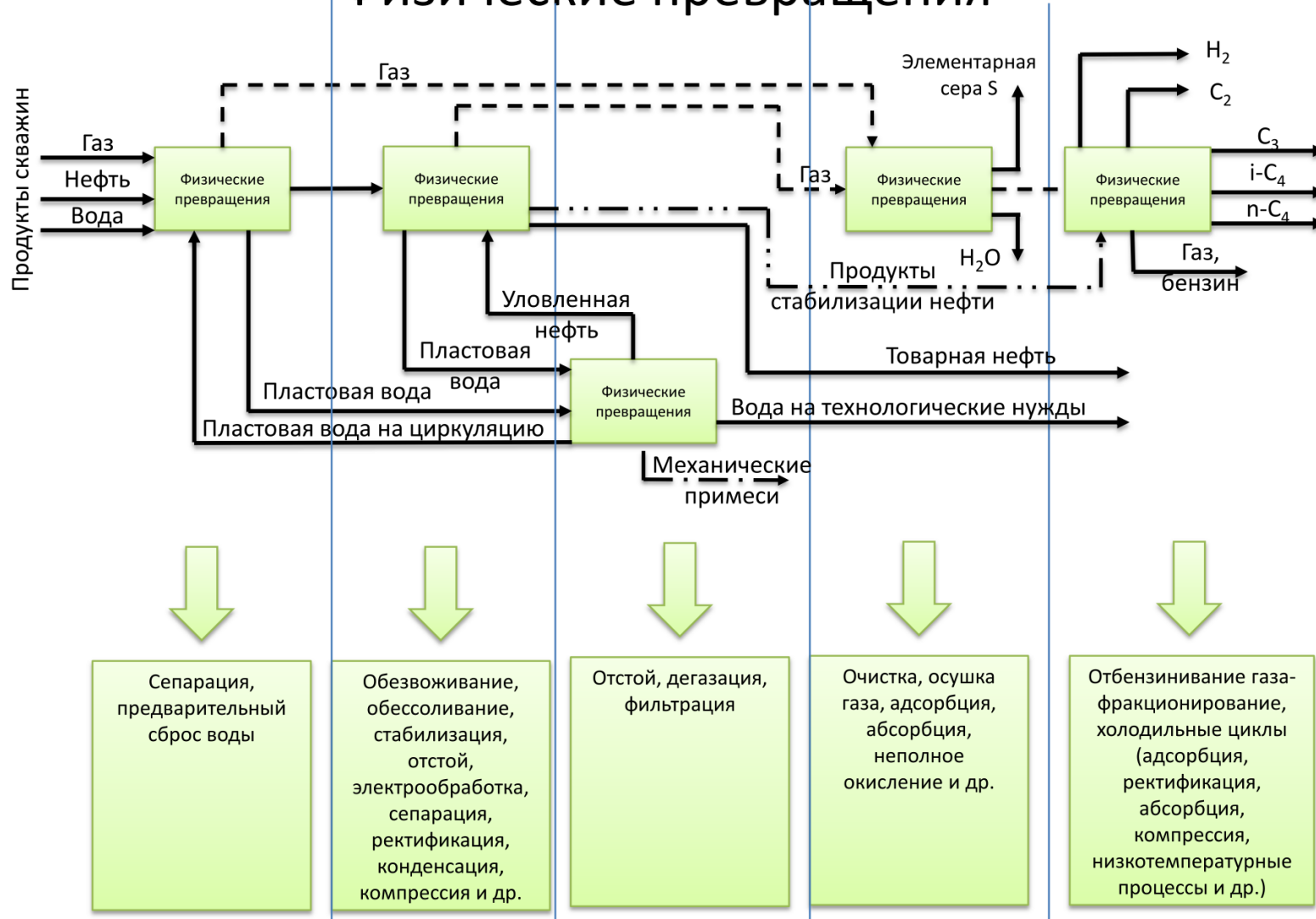


Рисунок 1.2 – Примеры физических превращений продукции скважин в процессе подготовки

Оптимальной глубиной стабилизации является дебутанизация, то есть удаление метана, этана, пропана и бутана – наиболее лёгких составляющих нефти.

Согласно ГОСТу Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» нефть по степени подготовки подразделяется на три группы по содержанию в ней различных веществ (примесей) (таблица 1.4) [19].

Таблица 1.4 – Группы качества нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группы		
	1	2	3
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)		
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 ⁰ С, млн. ⁻¹ (ppm), не более	10	10	10

Для сдачи в магистральный трубопровод необходимо обеспечить содержание воды не более 0.5 % массовой доли для нефти первой и второй группы. Основной причиной этого является высокая стоимость транспортировки балластной воды. Высокое содержание воды, солей и механических примесей в нефти увеличивает нагрузку на насосное оборудование при транспортировке жидкости. К тому же, вязкость эмульсии выше, чем вязкость единой фазы, за счёт чего требуется больше энергии для перекачки.

Растворенные в пластовой воде вещества также могут выпадать в осадок на стенках трубопроводов, тем самым уменьшая их пропускную способность, вредят работе технологического оборудования, снижая срок его службы. Поэтому на ранних этапах важно отделить от нефти как можно больше воды с растворенными в ней веществами.

1.5 Природа образования водонефтяных эмульсий

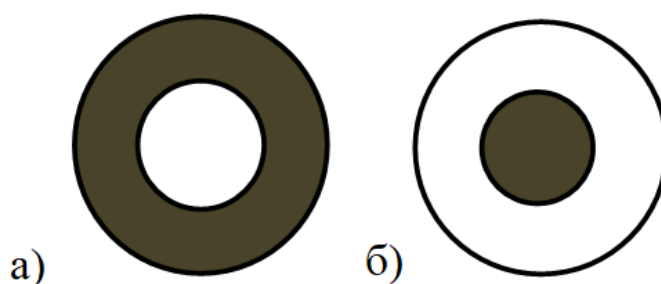
При подготовке нефти наиболее сложной технологической операцией является удаление воды и солей из добытой жидкости – обезвоживание и обессоливание [38]. Это происходит из-за того, в процессе добычи, как правило, вся жидкость извлекается из скважин в виде эмульсии из нефти и пластовой воды с высоким содержанием попутных газов, солей, органических кислот и механических примесей. Эмульсией называется смесь двух взаимонерастворимых жидкостей, одна из которых называется дисперсной фазой распределена в виде капель различных размеров (глобул) в объеме другой, называемой дисперсионной средой.

Существующая классификация определяет следующие виды эмульсий:

– эмульсия первого рода типа «нефть в воде» - состоит из неполярной жидкости, распределенной в объеме полярной жидкости.

– эмульсия второго рода «вода в нефти» - состоит из полярной жидкости, распределенной в объеме неполярной жидкости.

На рисунке 1.3 изображена эмульсия типа «вода в нефти», «нефть в воде». Внешней средой стремится стать та жидкость, которой в эмульсии больше по объему. В процессе добычи чаще всего извлекается эмульсия типа «вода в нефти».



а) эмульсия типа «вода в нефти»; б) эмульсия типа «нефть в воде»

Рисунок 1.3 – Виды нефтяных эмульсий

В рамках настоящей работы рассматриваются эмульсии второго рода, образующиеся при добыче и транспортировке нефти.

Залегающие в пласте нефть и вода не представляют из себя эмульсию, так как существуют в виде отдельных фаз, не смешанных друг с другом. Зарождение эмульсии начинается при перемешивании в процессе движения взаимно нерастворимых жидкостей по трубам под пластовым давлением, либо при нагнетании насосами.

Нефть добывается из скважин в виде относительно устойчивой эмульсии «вода в нефти». При добыче фонтанным способом, наибольшее перемешивание нефти происходит при движении по устью скважины, в аппаратах и при движении по промысловым трубопроводам, в рабочих колесах электроцентробежных насосов.

Стойкость образовавшейся эмульсии зависит от следующих факторов:

- обводненность;
- плотность фаз;
- вязкость внешней фазы;
- химический состав дисперсной фазы.

Также интенсивность образования эмульсий существенно зависит от наличия в добываемой нефти природных эмульгаторов, таких как кислоты, щёлочи, соли, парафины, асфальтены, нафтены, смолы и другие химические соединения. Они создают вокруг частиц внутренней фазы эмульсии «бронирующие оболочки», которые не дают каплям укрупняться и, как следствие, не дают эмульсии расслаиваться [39].

Способность нефтей к эмульгированию (образованию эмульсий) зависит от свойств её компонентов. Известно, что нефти с преобладающим содержанием нафтенов образуют более стойкие эмульсии, чем нефти с преобладающим содержанием парафинов [35].

1.6 Обезвоживание нефти. Механизм процесса разделения нефтяных эмульсий

Обезвоживание нефтяных эмульсий является сложным технологическим процессом, который должен учитывать множество факторов: реологические свойства эмульсии (вязкость, текучесть), условия образования, химический состав, доступные способы обезвоживания [16].

Процесс разделения водонефтяной эмульсии условно можно разделить на следующие стадии:

1. Разрушение бронирующих оболочек капель воды. Дестабилизация эмульсии.

2. Осаждение капель через границу раздела фаз и коалесценция.

Скорость оседания частиц одной среды в толще другой может быть описана формулой Стокса:

$$v = \frac{(\rho_v - \rho_n)gd^2}{18\mu_n}, \quad (1.1)$$

где v – скорость оседания капель; d – диаметр оседающих капель; ρ_v и ρ_n – плотности воды и нефти; μ_n – динамическая вязкость нефти; g – ускорение свободного падения.

Из приведённой формулы можно выделить основные факторы, влияющие на скорость и эффективность процесса разделения водонефтяной эмульсии:

- диаметр частиц дисперсной фазы;
- вязкость и плотность и нефти и воды, из которых состоит эмульсия;
- ускорение движения частиц;
- площадь поверхности отстаивания;
- размер аппаратов отстаивания эмульсии (длина для горизонтального отстойника и высота для вертикального).

В процессе развития нефтяной промышленности в 1930-х годах стало понятно, что эффективный процесс разделения водонефтяных эмульсий невозможен без применения специальных химических реагентов. Вещества, способствующие разрушению эмульсий называют деэмульгаторами. Эффективность разрушения бронирующих оболочек зависит от типа деэмульгатора, его дозировки, а также от гидродинамического и вязкостно-температурного режимов. Подбор реагента-деэмульгатора под каждый конкретный случай производится посредством лабораторных испытаний, промышленной эксплуатации, либо комбинацией методов. В нефтегазодобывающих компаниях существуют стандарты, регламентирующие подобные виды работ [54].

Повышение температуры при дестабилизации нефтяной эмульсии приводит к увеличению эффективности работы деэмульгатора – к сокращению его расхода и уменьшению длительности срабатывания. Это обусловлено, с одной стороны, изменением активности и диффузионной поверхности деэмульгатора, с другой – ослаблением адсорбционных и механических свойств эмульгирующих веществ.

Кроме того на эффективность процесса осаждения капель существенно влияет гидродинамический режим отстойника. Чем дольше время пребывания эмульсии в аппарате, тем эффективнее процесс разделения водонефтяной эмульсии в целом, при этом на продолжительность отстоя влияет помимо вязкостно-температурных характеристик среды также и конструктивные особенности аппарата, такие как полезный объем.

На увеличение скорости осаждения капли воды также влияет увеличение размера капли. В процессе подогрева нефти, ее транспортировании и последующего отстоя капли воды могут приближаться друг к другу вследствие разности скоростей осаждения, либо за счет диффузионных механизмов. При благоприятных условиях сблизившиеся капли могут коалесцировать, что приводит к укрупнению капель и

увеличению скорости их оседания. Необходимым условием для коалесценции сблизившихся капель является отсутствие на них оболочек из эмульгирующих веществ, препятствующих этому процессу.

Коалесценция в процессе разделения эмульсии необходима, так как она обуславливает переход оседающих капель через границу раздела фаз. Чем слабее коалесценция, тем больше высота эмульгированного промежуточного слоя.

Таким образом, разделение водонефтяных эмульсий определяется разрушением бронирующих оболочек капель воды, осаждением взвешенных капель и их коалесценцией со сплошной фазой. На скорость этих процессов в значительной степени влияет:

- расход реагента-деэмульгатора;
- температура подогрева разделяемой эмульсии;
- продолжительность отстоя.

Регулируя перечисленные параметры можно управлять эффективностью разделения эмульсии.

Управляемой величиной процесса разделения водонефтяной эмульсии можно считать долю отделившейся воды по завершении процесса, выраженную в процентах от общего количества воды, содержавшейся в исходной эмульсии [4].

Значение обводненности нефти в процессе обезвоживания необходимо удерживать в зоне значений, близких к технологической уставке. На рисунке 1.4 приведен график изменения управляемой величины во времени. Выход значения обводнённости за верхний предел обозначенной зоны означает получение некондиционной нефти с большим содержанием воды. Слишком низкое значение является следствием перерасхода деэмульгатора, либо чрезмерно высокой температуры нагрева эмульсии, что приводит к снижению экономической эффективности процесса.

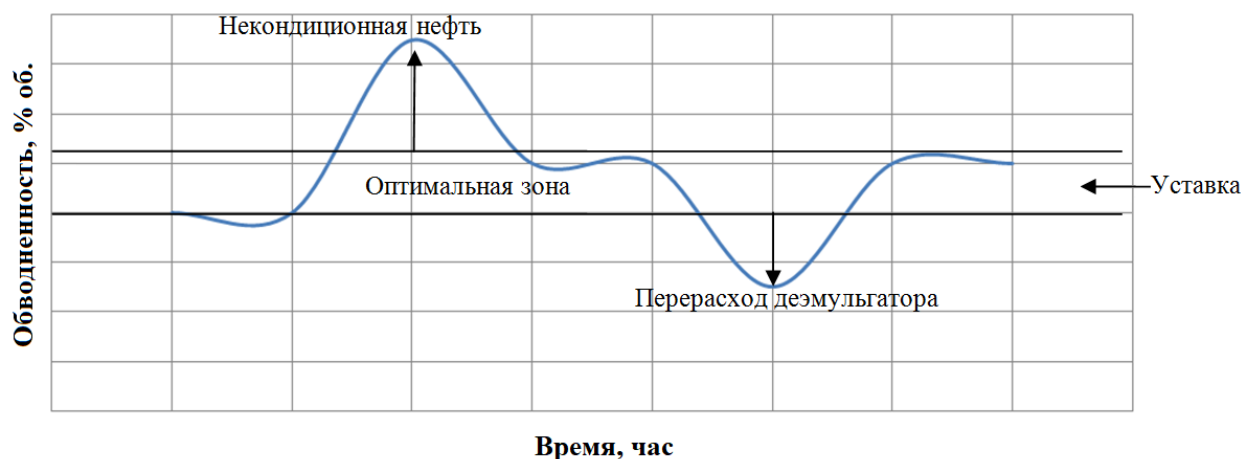


Рисунок 1.4 – Изменение выходной обводненности во времени

При отсутствии бронирующих оболочек, большие скопления капель начинают объединяться и укрупняться. Происходит процесс коалесценции. Более крупные капли под действием силы тяжести осаждаются на дно отстойного аппарата. Легкие капли нефти всплывают на поверхность, захватывая с собой капли воды. Образуется промежуточный эмульсионный слой.

В промежуточном слое концентрируется большое количество капель воды с неразрушенными бронирующими оболочками, механическими примесями, кристаллами парафина и другими эмульгирующими веществами. В настоящее время ведётся много исследований по контролю толщины и состава промежуточного слоя, методов снижения устойчивости эмульсий в нём и как итог, разрушению промежуточного слоя [59].

1.7 Принцип работы нефтяного сепаратора

1.7.1 Общие сведения

Сепарация нефти и воды (деэмульсация) – разрушение и расслоение нефтяных эмульсий на нефть и воду. Осуществляется на нефтяных месторождениях при подготовке нефти к транспортировке и на нефтеперерабатывающих заводах.

Способы разделения водонефтяной эмульсии:

- Механический – гравитационное отстаивание и центрифугирование;
- Термический – подогрев эмульсии;
- Химический – добавление реагента для расслаивания эмульсии;
- Термохимический – сочетание двух способов;
- Электрохимический – пропускание переменного электрического тока совместно с подачей химреагента.

1.7.2 Механический способ разделения нефтяной эмульсии

Основной разновидностью этого способа является гравитационное отстаивание, которое заключается в том, что нефть как менее плотная жидкость всплывает на поверхность, а вода оседает на дно аппарата (отстойника) под действием силы тяжести. Также на дно оседают и твёрдые частицы, захваченные потоком жидкости при добыче. Механические примеси могут удаляться из аппарата при периодической зачистке. Если же механических примесей в добываемой жидкости много, то они удаляются через дренажную трубу, врезанную в коническое днище резервуара со специальным размывающим устройством, которое предотвращает образование единого комка осадков.

Центрифугирование помогает увеличить скорость осаждения частиц за счёт центробежной силы – более мощной по сравнению с естественной гравитацией.

Метод центрифугирования не используется в промышленности из-за своей сложности и дороговизны. В основном применяется при лабораторных исследованиях.

Преимущество этого способа в его простоте и низких затратах на проведение. Недостатками являются низкая скорость отстаивания, а также невозможность разделения стойких мелкодисперсных эмульсий.

1.7.3 Термический способ разделения нефтяной эмульсии

Термический способ заключается в том, что нефть перед процессом гравитационного отстаивания нагревается. При этом снижается вязкость веществ, образующих бронирующую оболочку на поверхности глобулы, а соответственно и прочность оболочки. К тому же, снижение вязкости позволяет каплям воды свободнее двигаться в объеме эмульсии и быстрее оседать на дно отстойника.

Температура нагрева обычно устанавливается экспериментально. Термический способ применяется в сочетании с другими способами обезвоживания нефти.

1.7.4 Химический способ разделения нефтяной эмульсии

Основа химического способа заключается в разрушении бронирующих оболочек глобул эмульсии с помощью химического реагента–деэмульгатора.

Чем раньше вводится деэмульгатор и чем лучше производится перемешивание, тем эффективнее происходит разрушение бронирующих оболочек, так как необходимо обеспечить равномерное распределение реагента по объему эмульсии.

Использование химического метода предполагает гравитационное отстаивание после обработки эмульсии реагентами.

На промыслах могут использоваться следующие методы химического обезвоживания:

1. Внутрискважинная деэмульсация – процесс при котором деэмульгатор вводится в эмульсию непосредственно в добывающей скважине.

2. Путевая деэмульсация – деэмульгатор вводится в нефтегазосборный трубопровод.

3. Деэмульсация и обезвоживание непосредственно в отстойных резервуарах. При этом методе деэмульгатор вводится в резервуар после заполнения его эмульсией.

Первые два метода имеют преимущества, так как при их использовании обеспечивается лучшее перемешивание и распределение деэмульгатора в объёме эмульсии. На промыслах чаще всего используется путевая деэмульсация.

1.7.5 Термохимический способ разделения нефтяной эмульсии

Термохимический способ заключается в сочетании термического, химического и механического способов разделения нефтяной эмульсии. За счёт увеличения температуры повышается также диффузионная активность реагента-деэмульгатора.

1.7.6 Электрохимический способ разделения нефтяной эмульсии

Способ электрохимического обезвоживания (иногда называют электротермохимическим способом) применяют для разрушения наиболее устойчивых эмульсий. Он включает в себя термический и химический способы с дополнительным воздействием электрического поля. Под действием переменного тока капли воды в нефти меняют свою форму, притягиваясь то к одному, то к другому электроду. Это уменьшает прочность бронирующих оболочек, а также заставляет капли сталкиваться и коалесцировать.

Чаще всего электродегидраторы работают на токах промышленной частоты (50 Гц) при напряжении от 10 кВ до 45 кВ. Хотя иногда встречаются модели аппаратов, работающих при постоянном токе. Исследования в области определения оптимальной частоты работы электродегидраторов продолжаются [13].

Достоинством этого способа является то, что он может применяться для обезвоживания практически любых эмульсий. Недостатком является высокий расход электроэнергии и опасный фактор в виде высокого напряжения при работе и обслуживании.

1.8 Конструкции аппаратов

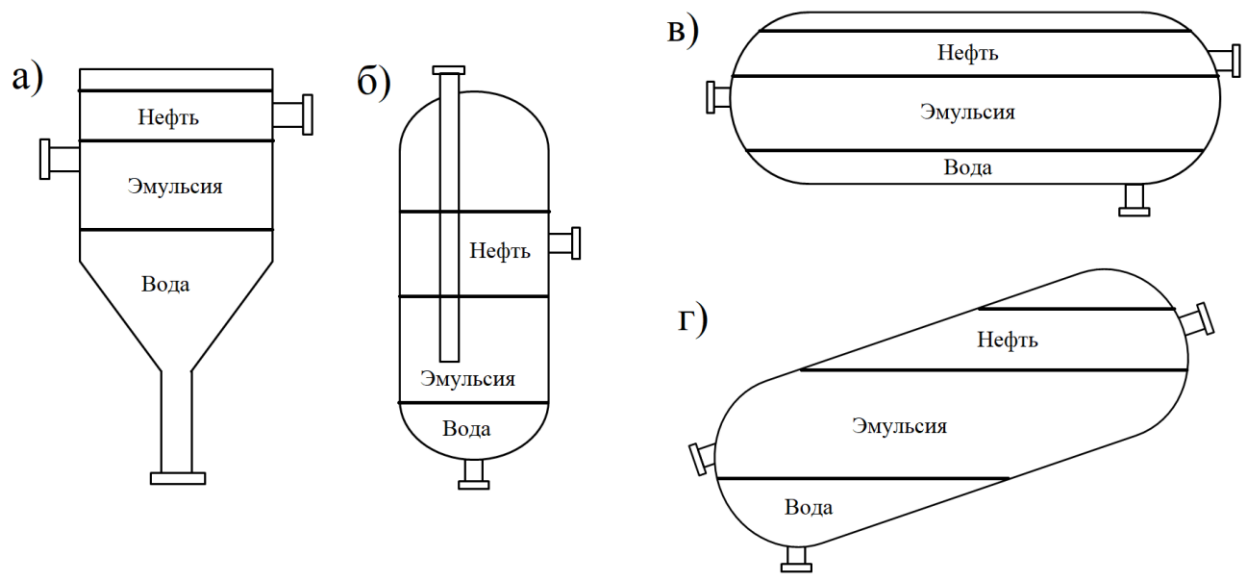
На промыслах используют сепараторы (отстойники) различной конструкции и формы: вертикальные, горизонтальные, наклонные, конические, цилиндрические, шаровые и т.д. Помимо этого существуют трёхфазные сепараторы, предназначенные для разделения потока жидкости на нефть, газ и воду [44].

Аппараты для обезвоживания имеют различные конструкции. С течением времени конструкции отстойников переживали различные модификации. Выделяют следующие ключевые конструкции аппаратов обезвоживания:

- шаровидный
- горизонтальный цилиндрический с плоскими, коническими или эллиптическими стенками.
- наклонный цилиндрический
- вертикальный цилиндрический с коническим или эллиптическим дном.

Формы аппаратов обезвоживания представлены на рисунке 1.5.

Для улучшения процесса коалесценции в аппаратах иногда размещают специальные вставки из мелкопористого или волокнистого материала [64]. На волокнах происходит осаждение и укрупнение капель воды, а поры позволяют ей стекать вниз под действием сил гравитации. Материалы коалесцирующих вставок описаны в таблице 1.5.



- а) вертикальный цилиндрический с коническим дном; б) вертикальный цилиндрический с эллиптическим дном; в) горизонтальный цилиндрический с эллиптическими стенками; г) наклонный цилиндрический с эллиптическими стенками;

Рисунок 1.5 – Варианты исполнения отстойных аппаратов для обезвоживания нефти

Таблица 1.5 – Материалы коалесцирующих вставок

Материал	Размер ячеек, мкм
Стальные ячейки	125
Стальные пластины	125
Стальная стружка	75
Проволочная сетка	75
Синтетическая нить (полиэстер)	15
Тефлоновое волокно	15
Стеклотекстолит	7.5
Стекловолокно	7.5

Чем мельче ячейки коалесцирующих вставок, тем больше воды отделяется при прохождении через аппарат. Проблемой слишком мелких ячеек является дороговизна материала, а также повышенная частота замены

из-за накопления загрязнений механическими примесями, асфальтенами и парафинами.

Обычно в водонефтяных сепараторах выделяют 5 секций [49]:

1. Основная секция. Служит для отделения жидкости от газа в трёхфазных сепараторах, либо воды от нефти в жидкостных отстойниках. В основной секции производится ввод потока жидкости через насадки-диспергаторы, либо через отклоняющие устройства тангенциального или радиального направления.

2. Осадительная секция. Служит для успокоения потока жидкости, коалесценции капель дисперсной фазы и осаждения сплошной среды под действием сил гравитации. Также в случае трёхфазной сепарации в этой секции происходит дополнительное отделение пузырьков газа.

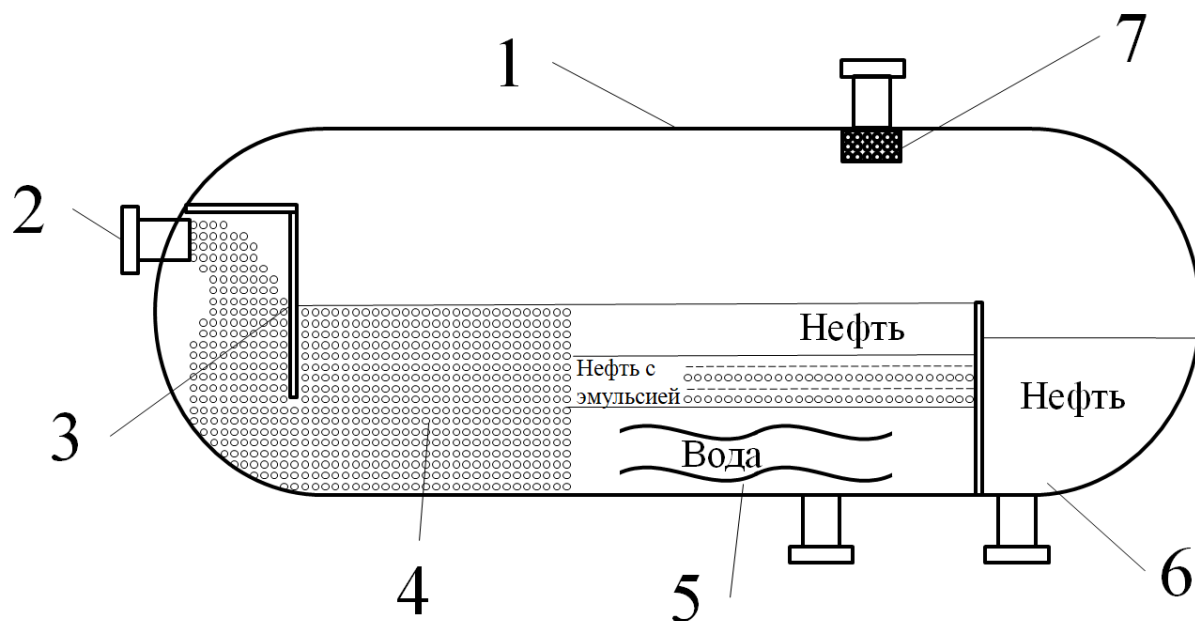
3. Секция сбора воды. Находится в нижней части сепаратора. В ней скапливается вода, практически полностью свободная от газа и нефти.

4. Секция сбора нефти. Находится на стороне, противоположной от ввода жидкости и чаще всего отделена сплошной стенкой от осадительной секции. Переливаясь через разделительную стенку, в этой секции скапливается нефть, практически свободная от газа и воды.

5. Влагуловительная секция (каплеотбойник). Находится в верхней части сепаратора и служит для улавливания капель жидкости, которые уносит за собой поток газа. Чаще всего представляет из себя металлическую решётку или другой мелкоячеистый материал.

Наиболее перспективными являются горизонтальные цилиндрические аппараты с емкостью от 50 до 200 м³. Чаще всего используются аппараты объемом 160 м³ и 200 м³ при внутреннем диаметре 3 м.

На рисунке изображена типовая конструкция горизонтального сепаратора с эллиптическими стенками и с выводом свободного газа.



1 – цилиндрический корпус; 2 – место ввода жидкости; 3 – отклоняющая вставка;
4 – основная секция; 5 – осадительная секция со сбросом воды; 6 секция сбора нефти; 7 –
каплеотбойник и место вывода газа.

Рисунок 1.6 – Типовая схема промышленного сепаратора.

1.9 Аппараты нагрева

Необходимость нагрева скважинной жидкости в технологических процессах подготовки нефти обусловлена различными причинами. Высокая температура позволяет растворить твёрдые парафиновые углеводороды, если они имеются в составе. Таким образом, в трубопроводе не образуется парафиновых пробок. При повышении температуры также уменьшается вязкость жидкости, за счёт чего уменьшаются затраты энергии на транспортировку.

В процессах разделения нефти и воды нагрев позволяет улучшить диффузию деэмульгатора, уменьшить вязкость эмульсии, снизить прочность бронирующих оболочек на поверхности капельной жидкости.

Теплообменные процессы могут быть непрерывными или периодическими. Если в аппарате происходит непрерывный поток жидкости, то этот процесс называется стационарным. Если температура со

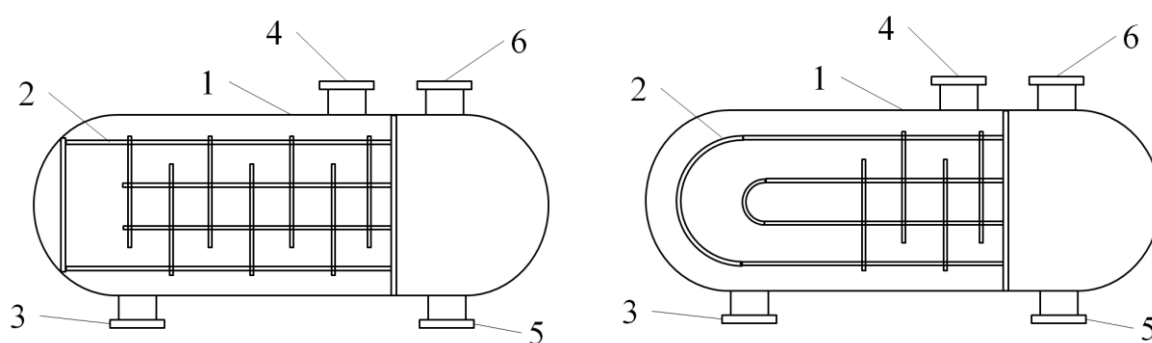
временем меняется в процессе нагрева и охлаждения и нагревания, такой процесс называется нестационарным.

Постоянный нагрев поступающей жидкости может осуществляться различными способами:

- теплообмен;
- прямой подогрев;
- подогрев с промежуточным теплоносителем;

В процессе теплообмена один теплоноситель (более горячий) отдает теплоту другому теплоносителю (более холодному). Аппараты теплообмена по принципу работы разделены на две большие группы: поверхностные и контактные.

Теплообменные аппараты поверхностного типа работы бывают регенеративные и рекуперативные [9]. Принцип работы регенеративных теплообменных аппаратов заключается в поочерёдном омывании поверхности теплообмена то горячим, то холодным теплоносителями. В рекуперативных теплообменных аппаратах оба теплоносителя одновременно проходят по одному участку через разделяющую их стенку. Наиболее распространенной разновидностью таких аппаратов являются кожухотрубчатые теплообменники. Их схема приведена на рисунке.



1 – кожух; 2 – теплообменные трубки; 3,4 – ввод и вывод нагреваемой жидкости;
5,6 – ввод и вывод теплоносителя.

Рисунок 1.7 – Схема кожухотрубчатых теплообменников

Теплообменные аппараты контактного типа работы бывают смесительные и барботажные. В смесительных аппаратах горячий теплоноситель смешивается с холодным. В аппаратах барботажного типа теплоносители не смешиваются. Например, горячий воздух прокачивается через слой холодной жидкости.

Водяной пар и горячая вода являются самыми распространёнными теплоносителями. Реже используются высокотемпературные органические теплоносители: глицерин, этиленгликоль, органические масла.

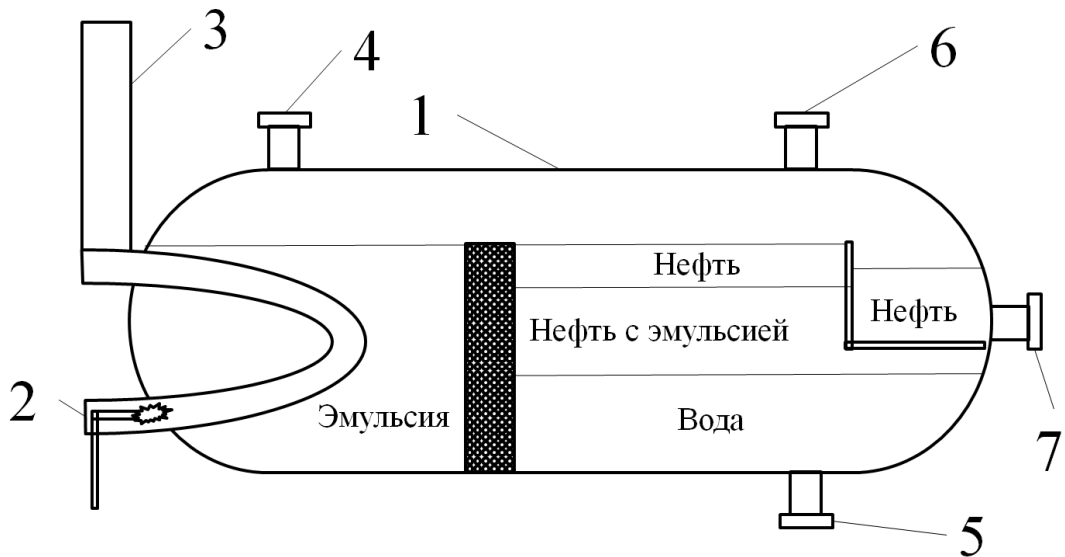
Если необходимо достигать высоких температур нагрева, то водяной пар или другие теплоносители не подходят. Для этого используют специальные топki, в которых производится сжигание жидкого и газообразного топлива. Чаще всего в качестве топлива используется природный газ. В специальных трубчатых печах газы от сгорания топлива смешиваются с воздухом и направляются в зону теплообмена.

В нефтяной промышленности также используются аппараты электрообогрева. Их преимущества в простоте обслуживания и компактных размерах, так как процесс нагрева можно осуществлять в одной секции аппарата и не требуется дополнительной трубной обвязки для подвода теплоносителя. Но использование аппаратов электрообогрева ограничено достаточно высокой ценой.

Стационарный тепловой режим обеспечивают следующие виды нагревателей:

- рекуперативные теплообменные аппараты;
- печи нагрева;
- электронагреватели.

В процессе разделения нефти и воды могут использоваться и комбинированные аппараты типа Heater-Treater. В устройстве этих сепараторов газовая печь совмещена с цилиндрическим резервуаром, в результате чего нагрев производится прямо в зоне отстоя жидкости.



1 – корпус аппарата (резервуар); 2 – газовая горелка; 3 – труба для отвода отработанных газов; 4 – ввод эмульсии; 5 – вывод воды; 6 – отвод нефтяного газа; 7 – отвод нефти.

Рисунок 1.8 – Аппарат типа Heater-Treater.

1.10 Предпосылки создания системы автоматического управления

Автоматическое управление таким сложным процессом, как обезвоживание нефти связано с определенными трудностями, возникающими из-за недостаточной изученности процессов подготовки нефти и отсутствия адекватных моделей, которые можно использовать при разработке системы автоматического управления (САУ) [60].

Первые разработки в области автоматического управления процессами подготовки нефти появились еще в 50-х, 60-х годах прошлого века. Вначале они были нацелены не на автоматическое управление процессами, а только на регулирование отдельных технологических параметров. В последующих работах уже решались задачи разработки структурных схем систем автоматического управления процессами подготовки нефти и их информационного обеспечения. Проводились многочисленные исследования в области статистического моделирования процессов подготовки нефти для построения их моделей, как основы для разработки законов автоматического управления исследуемыми процессами. Однако применение статистических

моделей при построении систем автоматического управления процессами подготовки нефти не привело к ожидаемому результату ввиду узкой области адекватности моделей управления и широкого диапазона изменения качественных характеристик исходного сырья.

Возникшая проблема привела к проведению ряда исследований, связанных с разработкой методов, позволяющих расширить область адекватности математических моделей [27,40,41]. Подбор специальных классов функций для описания процессов обеспечил расширение области применимости получаемых моделей.

Другой подход к объекту моделирования, основанный на аналитическом моделировании исследуемых процессов, начал развиваться в конце 60-х годов. Известные на сегодня аналитические модели отдельных звеньев процессов подготовки нефти могут служить основой для разработки законов управления при создании автоматической системы управления [1,43,28].

В работах В.И. Логинова и А.М. Черка [35,60] для аппаратов подготовки нефти различных конструктивных типов подобраны передаточные функции. Зависимости выведены на основании физических законов и процессов, происходящих с жидкостями. Но в этих работах не учитывается химический состав добываемой жидкости, из-за чего системы, построенные на этих передаточных функциях не обладают высокой точностью.

Несмотря на имеющиеся наработки в области моделирования процессов подготовки нефти, автоматические системы управления процессом обезвоживания не получили в настоящее время широкого распространения в нефтяной промышленности [20].

Современный нефтегазодобывающий комплекс представляет собой сложную систему взаимосвязанных объектов, осуществляющих добычу, транспортировку, первичную подготовку, хранение и внешнюю перекачку

нефти и газа. Технологические объекты могут быть, как рассредоточены на большой территории (скважины, магистральные трубопроводы), так и сконцентрированы на относительно небольшой площади (установки подготовки, резервуары хранения нефти).

Рассредоточенность объектов на больших площадях приводит к необходимости и экономической целесообразности разработки и внедрения телемеханических систем и организационных структур дистанционного контроля и управления [5,22].

1.11 Выводы по главе

Произведённый анализ технологических процессов подготовки нефти показал, что наиболее трудоемкой и часто встречающейся на промысле задачей является обезвоживание и обессоливание. Режимы работы технологических установок подчиняется регламентам, но далеки от оптимальных. Регулирование производится вручную, необходима автоматизация этого процесса. В зависимости от географического расположения района добычи нефти и от глубины залегания пласта компонентный состав, а вместе с ним и свойства нефти варьируются в широких диапазонах. Для удобства определения типов технологических процессов, которые необходимы в процессах подготовки добываемой жидкости, нефти делят на несколько групп. Необходимо учитывать свойства конкретной нефти при обустройстве промысла.

Добыча нефти в России проводится зачастую в труднодоступных районах далеко от населённых пунктов. Из-за сложных климатических условий, таких как низкая температура, обильные осадки и сложная ветровая обстановка, осложняется работа операторов нефтедобывающего комплекса, а также возможность проведения своевременной смены вахты. Поэтому применение малолюдных или даже безлюдных технологий является актуальной задачей [15].

Для магистральных трубопроводов существуют регламенты, устанавливающие необходимое качество предварительно подготовленной нефти. Компания – оператор месторождения должна обеспечить соответствие добываемой нефти одной из трёх групп в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». Для этого необходимо провести комплекс технологических процессов, каждый из которых требует определённого оборудования, условий проведения, а также участие обслуживающего персонала [19].

Рассмотрена конструкция аппарата обезвоживания нефти, в котором происходят основные процессы по разделению и осаждению эмульсии. При проведении математического моделирования необходимо будет учитывать влияние аппарата на процесс управления из-за его конструктивных особенностей.

Рассмотрены различные аппараты нагрева, используемые в промышленности. Скорость изменения температуры нагрева зависит от применяемого типа нагревателя. При создании автоматизированной системы управления необходим учёт динамических характеристик процесса теплообмена для повышения качества управления.

В рамках создания концепции «Интеллектуального месторождения» и для повышения эффективности нефтедобывающей промышленности, необходимо проводить автоматизацию и интеллектуализацию процессов подготовки нефти, которые помогут решить комплекс задач:

1. Необходимость проведения процессов обезвоживания и обессоливания на нефтегазодобывающих промыслах из-за высоких требований к качеству продукции, сдаваемой в магистральный трубопровод.

2. Широкий диапазон изменения параметров скважинной жидкости в зависимости от региона добычи.

3. Расположение добывающих комплексов в труднодоступных местах, что делает сложным их постоянное обслуживание.

2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ

2.1 Термохимический метод разрушения водонефтяной эмульсии

2.1.1 Общие сведения

Применение любых методов воздействия на водонефтяную эмульсию предполагает следующий порядок действий:

1. Разрушение бронирующих оболочек капель эмульсии.
2. Укрупнение капель в процессе коалесценции.
3. Осаждение капель под действием силы гравитации или иной искусственно созданной инерции (центрифугирование).
4. Формирование сплошной водной фазы.

Термохимический метод разрушения водонефтяной эмульсии обеспечивает разрушение бронирующих оболочек капель эмульсии за счёт применения поверхностно-активных веществ, которые вытесняют собой эмульгирующие вещества.

Для улучшения распределения деэмульгатора по объему эмульсии используют различные методы:

– подогрев эмульсии. За счет этого уменьшается вязкость и улучшается диффузия молекул деэмульгатора между молекулами воды и углеводородов;

– перемешивание. Увеличивает вероятность столкновения глобул воды.

Для этого применяют смесители, ультразвук, электрическое поле или центробежные силы. В случае термохимического способа обезвоживания осуществляется подача деэмульгатора в турбулентный поток перед аппаратом обезвоживания, в результате чего обеспечивается естественное перемешивание за счёт энергии потока жидкости.

Схематическое изображение процесса термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий представлено на рисунке 2.1.

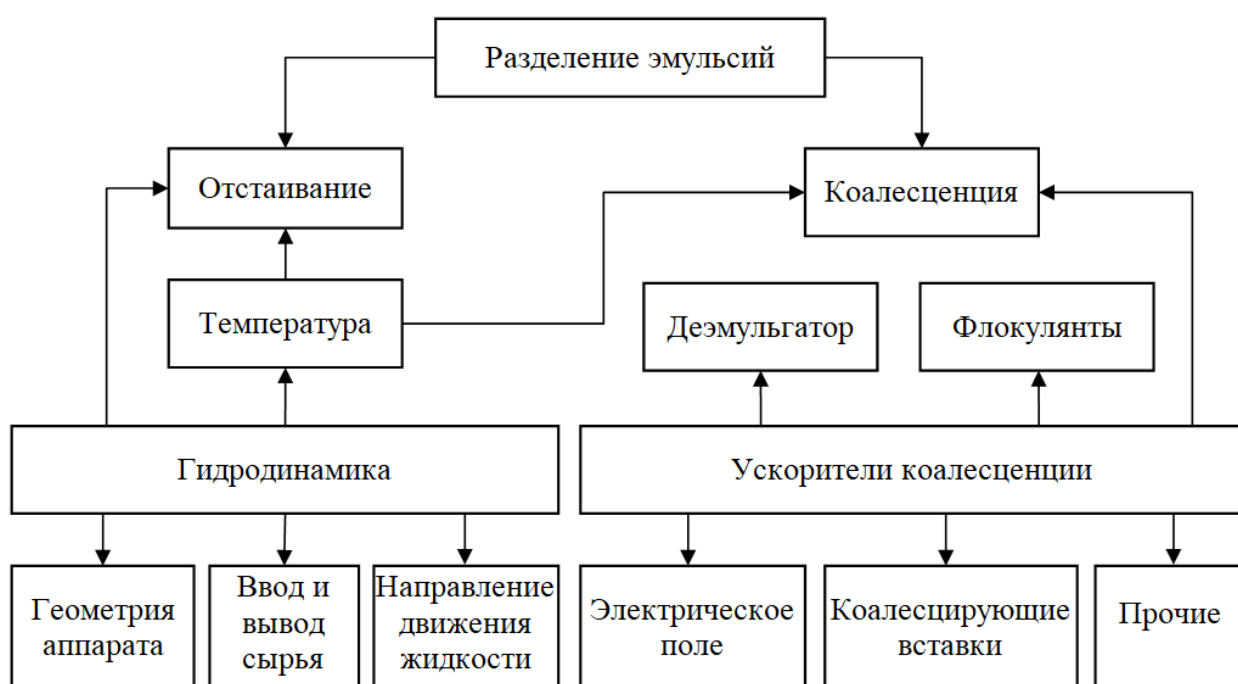


Рисунок 2.1 – Действующие параметры процесса термохимического обезвоживания нефти

2.1.2 Деэмульгаторы

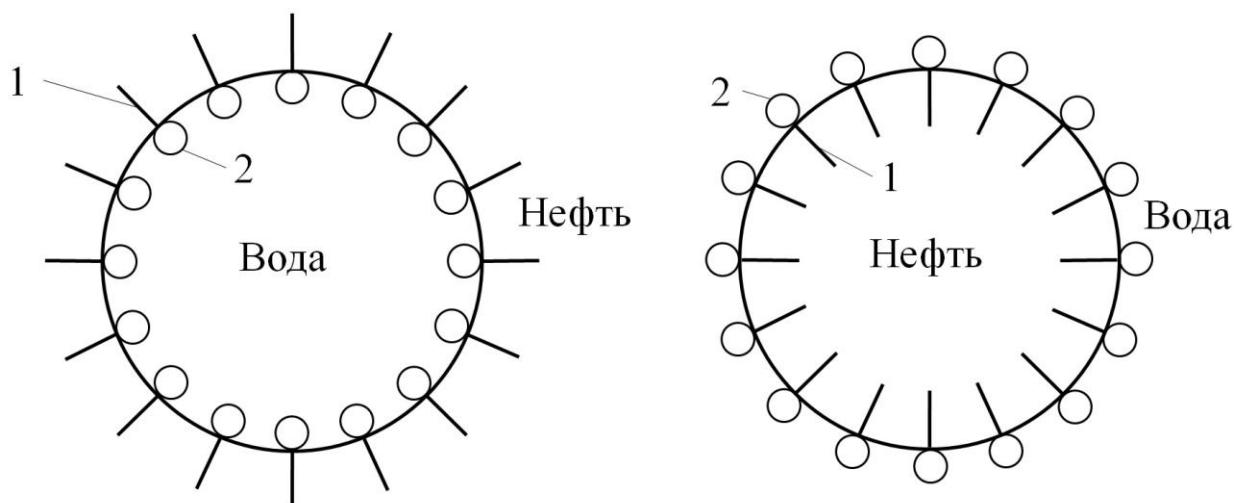
Деэмульгаторы представляют собой химические поверхностно-активные вещества, обладающие способностью снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз [37,47,50,65].

На нефтяных промыслах чаще всего используются деэмульгаторы на водной основе из-за их сравнительно низкой стоимости и простоты хранения. Они делятся на три основные группы [34]:

- анионоактивные – в водных растворах диссоциируют на положительно заряженный ион водорода или металла и отрицательно заряженную углеводородную часть молекулы;

- катионоактивные – диссоциируют на отрицательно заряженный ион кислоты и положительно заряженный радикал;

- неионогенные – не диссоциируют в водных растворах.



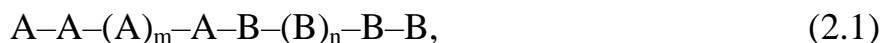
1 – гидрофобная часть молекулы ПАВ; 2 – гидрофильная часть молекулы ПАВ.

Рисунок 2.2 – Ориентация молекул ПАВ на границе раздела фаз нефть-вода.

Наиболее эффективными деэмульгаторами являются неионогенные поверхностно-активные вещества. Они состоят из окисей алкенов, которые присоединяют к органическим веществам с подвижным атомом водорода. Таким образом, образуются цепочки, называемые блоксополимеры. Одна часть цепочки может иметь гидрофильные свойства – это достигается присоединением окиси этилена, либо гидрофобные свойства – окиси пропилена и бутилена.

Их деэмульгирующую активность можно регулировать, изменяя длину присоединяемой полиоксиэтиленовой части блоксополимера. Чем длиннее гидрофильная часть, тем выше растворимость поверхностно-активного вещества в воде. Чтобы снизить растворимость в воде, к блоксополимеру присоединяют окись пропилена, таким образом увеличивают гидрофобные свойства.

Возможные варианты получаемых блоксополимеров можно представить следующими формулами:



$$A_m-B_n-A_m, \quad (2.3)$$

где А – гидрофобная часть, В – гидрофильная часть, m – число цепочек оксипропилена, n – число цепочек оксиэтилена.

За счёт варьирования длины присоединяемых окисей алкенов можно широко изменять свойства поверхностно-активного вещества. В качестве основы для синтеза блоксополимеров являются спирты, фенолы, органические кислоты, амины и амиды кислот, меркаптаны.

На рисунке 2.3 для определённой нефти приведён график зависимости содержания воды от времени отстаивания при дозировке различных деэмульгаторов 84 г/т и температуре смеси 20 °С.

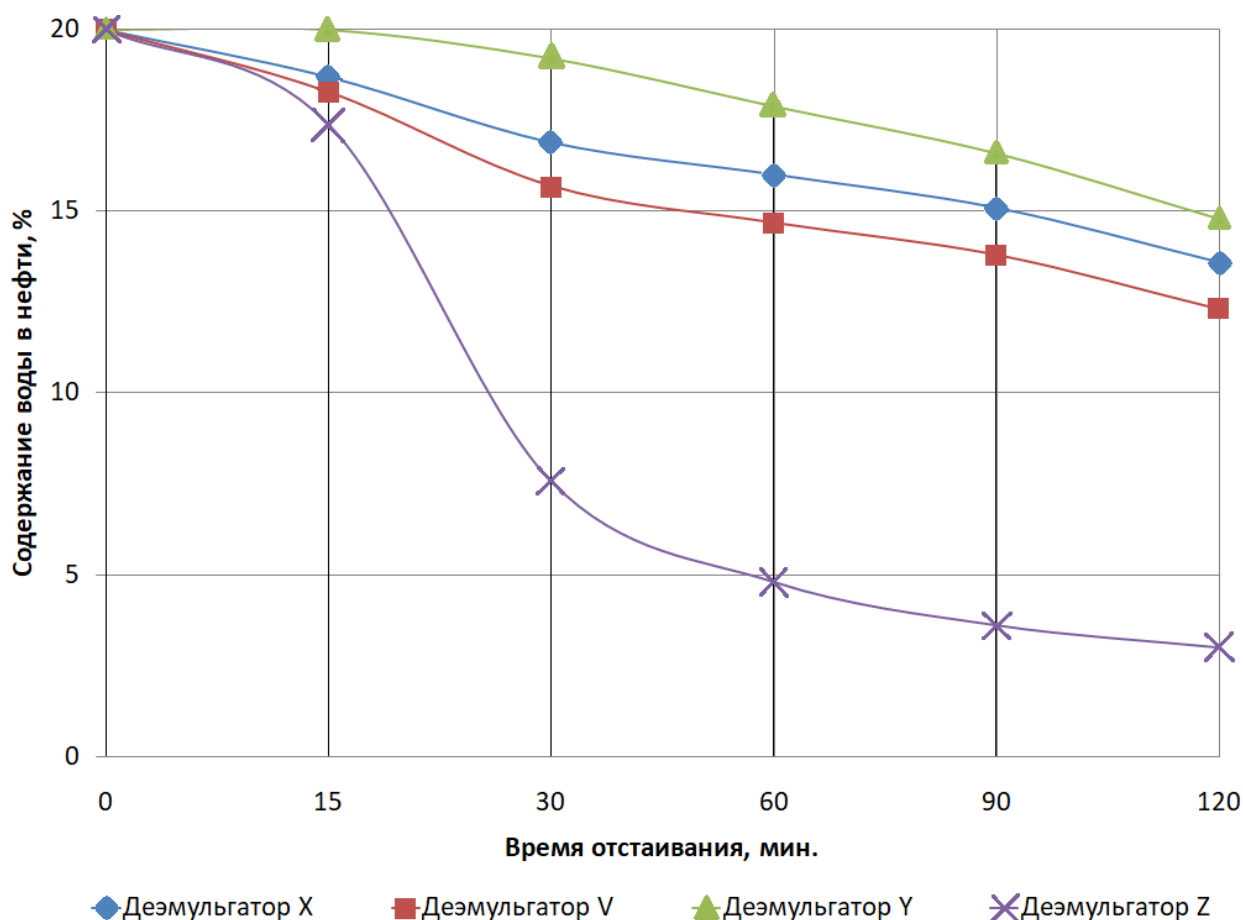


Рисунок 2.3 – Графики процесса разрушения эмульсии при дозировке деэмульгаторов 84г/т и температуре 20°С

2.2 Разработка модели процесса

2.2.1 Моделирование

Необходимо построить модель процесса разделения водонефтяной эмульсии, идентифицировать управляющие параметры и определить управляемую величину. Модель должна быть пригодна для работы в широком диапазоне параметров с достаточной для выполнения анализа и прогнозирования точностью. Также необходимо определить критерии, по которым будет оцениваться качество модели [6,7,8].

Для разработки модели процесса необходимо выбрать способ воспроизведения данных.

Существуют различные методы моделирования:

- полиномиальная регрессия;
- статистическое моделирование;
- нейросетевое моделирование.

Для выбора метода моделирование необходимо проанализировать набор экспериментальных данных, по которым будет в дальнейшем строиться модель. От вида и сложности зависимостей между входными и выходными величинами будет сделан вывод о необходимости применения того или иного метода моделирования.

2.2.2 Источник данных

В процессе лабораторных исследований нефти и пластовой воды проводится изучение реологических свойств, плотности, компонентного состава, примесей и посторонних включений. Одним из важных исследований является изучение качества разделения водонефтяной эмульсии для определения условий, при которых на промышленной площадке обезвоживание нефти будет происходить быстрее всего. На основании лабораторных испытаний промысловый отдел выдаёт рекомендации по компоновке технологической линии теплообменными

аппаратами, сепараторами, их объеме и режиме работы, выделении параллельных линий, а также даёт прогноз о том, какая обводненность будет у добываемой жидкости при прохождении каждого этапа подготовки.

При разработке системы управления процессом разделения водонефтяной эмульсии была построена искусственная нейронная сеть, обученная на экспериментальных данных, взятых из отчета о НИР по разработке технико-технологических рекомендаций по подготовке нефти Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), выполненного специалистами Промыслового отдела АО «Гипрвостокнефть».

В отчете представлено определение технологических параметров процесса предварительного обезвоживания искусственных эмульсий, таких как тип и удельный расход реагента-деэмульгатора, продолжительность и температура отстаивания эмульсии, обработанной реагентом. В качестве основных исходных данных были использованы результаты теплехимического обезвоживания нефти Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения I ступень при температуре 10 °С, 20 °С, 40 °С, времени отстаивания 15, 30, 60, 90, 120 минут и расходе реагента 0, 21, 42, 63, 84 г/т нефти для наиболее эффективного по результатам исследований деэмульгатора Диссолван–5592 (относится к неионогенным деэмульгаторам). В таблице 2.1 представлена сводная таблица результатов теплехимического обезвоживания нефти Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения, составленная на основе таблиц из отчета о НИР.

Как лабораторные исследования, так и дальнейшее моделирование производится при условии, что эмульсия имеет вид «вода в нефти» (обратная эмульсия) и процесс разделения водонефтяной эмульсии происходит однообразно с одинаковой скоростью при любом процентном содержании

воды от 0% до точки инверсии фаз (50-60%), когда эмульсия становится вида «нефть в воде» (прямая эмульсия).

Таблица 2.1 – Фрагмент сводной таблицы результатов термохимического обезвоживания нефти Среднеботуобинского НГКМ

Наименование реагента	Температура, °С	Расход реагента, г/т нефти	Отделилось воды, %, за время отстаивания, мин.				
			15	30	60	90	120
Без реагента	–	0	0	0	0	0	0
Диссолван–5592	10	21	2,7	5,4	13,6	16,3	19,0
		42	5,6	11,2	28,2	33,9	36,7
		84	11,4	40,0	60,6	74,3	80,0
	20	21	5,3	21,0	26,3	31,6	36,8
		42	12,9	36,1	43,8	49,0	54,1
		84	15,5	67,0	79,9	82,2	85,1
	40	21	10,4	23,4	39,1	44,3	49,5
		42	36,8	52,6	65,8	71,7	73,7
		84	67,7	88,5	88,5	91,1	91,1

Для удобства вводится относительный параметр эффективность разделения эмульсии E , который принимает значения от 0 до 1 и рассчитывается по следующей формуле:

$$E = \frac{W_1 - W_2}{W_1}, \quad (2.4)$$

где W_1 – начальное содержание воды в нефти; W_2 – содержание воды в нефти после эксперимента.

Параметр E означает долю воды, отделившейся после проведения эксперимента при определённых действующих параметрах. Таким образом:

$$E = f(Q, t, T), \quad (2.5)$$

где Q – расход реагента; t – температура нагрева; T – время отстаивания.

На основе экспериментальных данных лабораторных исследований можно построить график зависимости эффективности обезвоживания от действующих параметров. На рисунке 2.4 представлены зависимости

относительной эффективности разделения эмульсии от расхода реагента Q и температуры нагрева t для различных значений времени отстаивания T .

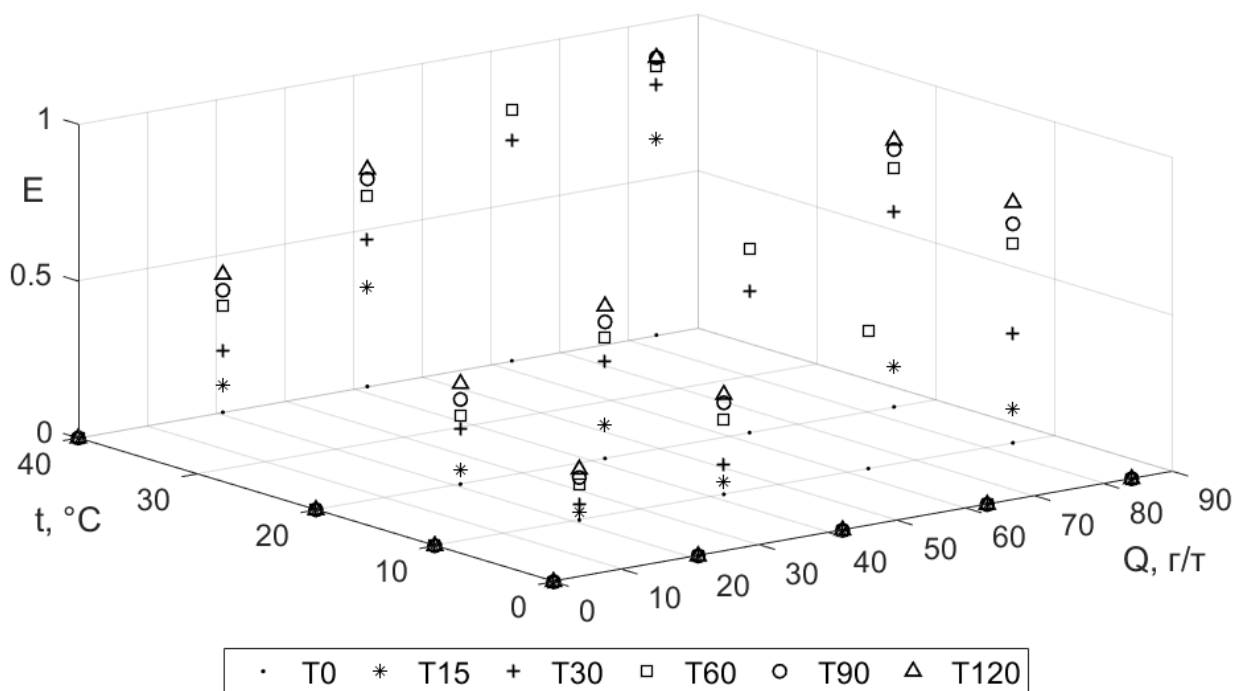


Рисунок 2.4 – Экспериментальные данные эффективности обезвоживания для времени отстаивания $T=0; 15; 30; 60; 90; 120$ мин

При анализе экспериментальных данных прослеживается прямая корреляция между расходом деэмульгатора и долей отделившейся воды, а также между температурой нагрева и долей отделившейся воды. Таким образом, модель процесса должна быть монотонно возрастающей в пределах рабочих значений параметров. Следовательно, качество модели определяется следующими параметрами:

– минимальное значение стандартного отклонения непрерывной функции по каждому параметру $E = f(Q, t, T)$;

– неотрицательные значения частных производных на всём диапазоне

моделирования $\frac{\partial E}{\partial Q} \geq 0; \frac{\partial E}{\partial t} \geq 0; \frac{\partial E}{\partial T} \geq 0;$

– минимум среднеквадратичной ошибки между исходным массивом данных и воспроизводимым моделью.

В качестве инструмента создания модели экспериментальных данных технологического процесса использована искусственная нейронная сеть (ИНС). Для создания нейросетевой модели не обязательно задавать параметрическое описание нелинейного объекта, что позволяет рассматривать моделируемый объект как «черный ящик», предоставляя возможности для нахождения зависимостей в больших массивах данных и для дальнейшего подробного анализа полученной модели.

2.2.3 Нейросетевое моделирование

Нейронные сети можно рассматривать как современные вычислительные системы, преобразующие информацию по образу процессов, происходящих в мозгу человека. Обработываемая информация имеет численный характер, что позволяет использовать нейронную сеть в качестве модели объекта с нечеткими или неопределенными характеристиками [2,72].

Искусственная нейронная сеть – это совокупность элементов, соединенных некоторым образом так, чтобы между ними обеспечивалось взаимодействие. Эти элементы, называемые также нейронами или узлами, представляют собой простые процессоры, вычислительные возможности которых обычно ограничиваются некоторым правилом комбинирования входных сигналов и правилом активизации, позволяющим вычислить выходной сигнал по совокупности входных сигналов.

Нейронная сеть – средство обработки информации, которое может выступать как гибкая модель для нелинейной аппроксимации многомерных функций, а также как модель для поиска закономерностей в массивах данных. К тому же нейронные сети отличаются высокой скоростью работы

при моделировании многомерных объектов благодаря параллельному характеру проведения вычислений [30].

К задачам, успешно решаемым нейронными сетями на текущем этапе их развития, кроме прочего относятся:

– формирование моделей и различных динамических нелинейных и трудно описываемых математически систем, прогнозирование развития этих систем во времени;

– системы управления и регулирования с предсказанием [71], управление роботами и другими сложными устройствами. Одним из способов адаптации традиционных методов управления линейными динамическими объектами к управлению нелинейными объектами состоит в использовании искусственных нейронных сетей в качестве механизма оптимизации при настройке параметров регулятора.

Основной компонент искусственной нейронной сети – искусственный (формальный) нейрон можно представить в следующем виде [57]:



Рисунок 2.5 – Структура формального нейрона

Нейрон состоит из взвешенного сумматора и нелинейного элемента. Функционирование нейрона определяется формулами:

$$NET = \sum_i w_i x_i, \quad (2.6)$$

$$OUT = F(NET - \Theta), \quad (2.7)$$

где x_i – входные сигналы, совокупность всех входных сигналов нейрона образует вектор X ; w_i – весовые коэффициенты, совокупность весовых коэффициентов образует вектор весов W ; NET – взвешенная сумма входных

сигналов, значение NET передается на нелинейный элемент; Θ – пороговый уровень нейрона; F – нелинейная функция, называемая функцией активации (рисунок 2.6).

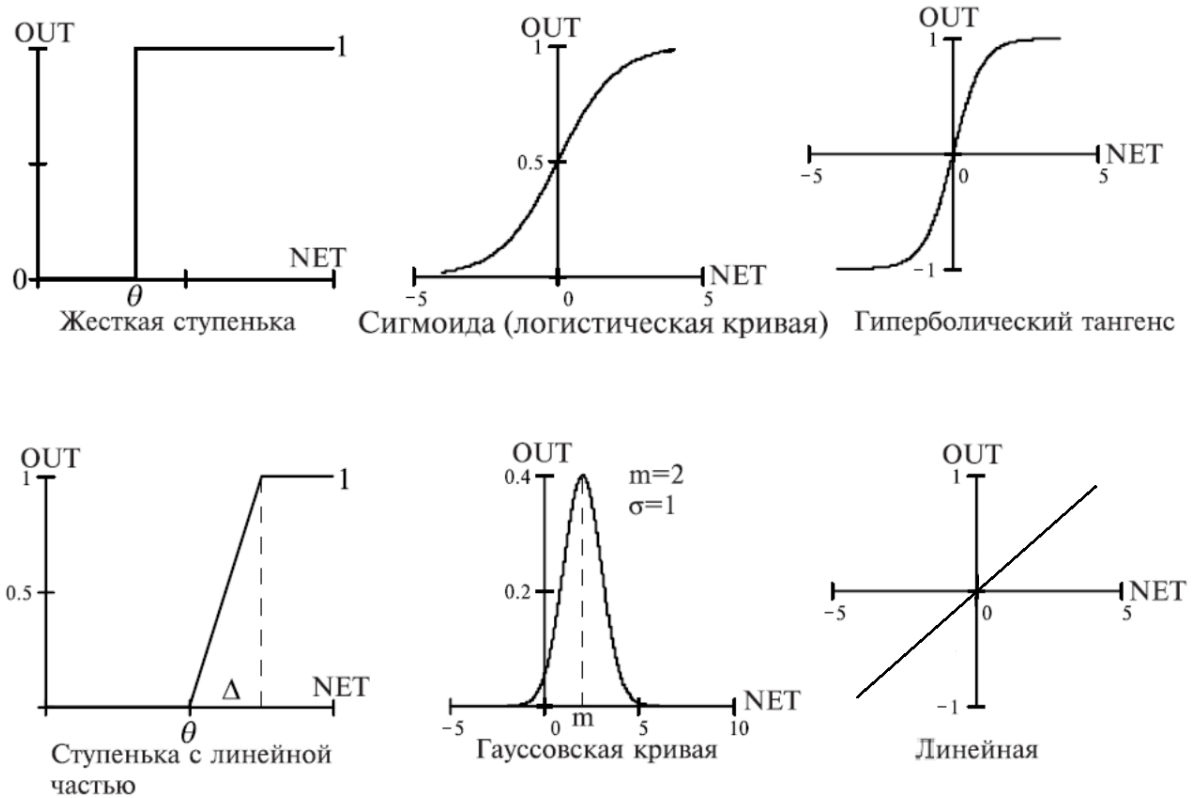


Рисунок 2.6 – Виды функций активации

Математическое выражение функций активации:

$$f(s) = \frac{1}{1 + e^{-as}} \text{ – логистическая (сигмоидальная);}$$

$$f(s) = \frac{e^{as} - e^{-as}}{e^{as} + e^{-as}} \text{ – гиперболический тангенс (сигмоидальная);}$$

$$f(s) = as \text{ – чистая линейная функция.}$$

Выбор функции активации определяется:

- спецификой задачи;
- удобством реализации;
- алгоритмом обучения.

Нейроны могут объединяться в сети различным образом, в один или несколько слоев (рисунок 2.7).

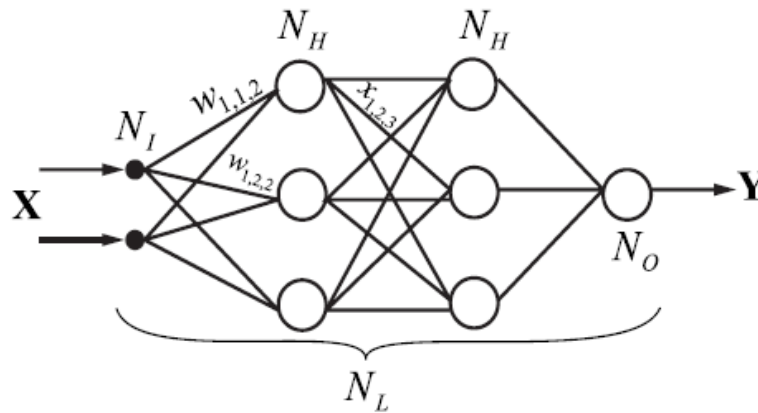


Рисунок 2.7 – Многослойный перцептрон

Нейроны каждого слоя соединяются с нейронами предыдущего и последующего слоев по принципу «каждый с каждым». Первый слой называется сенсорным или входным, внутренние слои называются скрытыми или ассоциативными, последний – выходным или результативным. Количество нейронов в слоях может быть произвольным. Обычно во всех скрытых слоях одинаковое количество нейронов. Каждый слой рассчитывает нелинейное преобразование от линейной комбинации сигналов предыдущего слоя.

Большинство моделей нейронных сетей требуют обучения. В общем случае, обучение – такой выбор параметров сети, при котором сеть лучше всего справляется с поставленной проблемой. Обучение – это задача многомерной оптимизации, и для ее решения существует множество алгоритмов [21,46].

После обучения сеть становится нечувствительной к малым изменениям входных сигналов и дает правильный результат на выходе. Обучение проводится с целью минимизации разницы между обучающим значением и рассчитанным значением нейронной сети. Для этого в процессе обучения вычисляется функция ошибки в зависимости от весовых

коэффициентов нейронов. По причине того, что поверхность ошибки имеет сложную форму, на ней могут находиться области с впадинами и пологими участками, возможно попадание в так называемый «локальный минимум».

При попадании в локальный минимум, любое движение из него приводит к увеличению ошибки и некоторые методы обучения, не учитывающие этого, могут завершить процесс обучения нейронной сети, не определив оптимальные веса связей между нейронами.

При обучении нейронной сети используется алгоритм обратного распространения ошибки (backpropagation). Суть алгоритма состоит в вычислении параметра ошибки между целевым значением и текущим значением на выходе нейрона. Расчёт начинается с выходного слоя нейронной сети, затем расчёт ошибки переходит на внутренний слой и движется к начальному слою нейронной сети в направлении, обратном нормальному распространению сигнала.

2.3 Формирование обучающей выборки

Для обучения нейронной сети необходим набор данных, достаточный для отображения всех характерных зависимостей выходных величин от входных. Так как в исходных таблицах лабораторных исследований нефтяных эмульсий набор данных насчитывает около 100 комбинаций с нерегулярным шагом по значениям параметров, возникает задача заполнения отсутствующих данных. Для этого существуют различные методы [51,68]:

- заполнение пропущенных значений усреднёнными данными;
- метод ближайших соседей;
- регрессионный метод;
- интерполяционный метод.

Для расширения обучающего набора данных был применен метод поэлементной интерполяции функции $E = f(Q, t, T)$ кубическими

полиномами Эрмита. Отличие примененного метода заключается в том, что интерполируемая функция задаётся не только набором данных, но и их первыми производными, что усложняет вычисления, но даёт преимущество в точности значений в промежутках между интерполируемыми данными.

Функция кубического полинома Эрмита имеет следующий вид:

$$p(u) = (2u^3 - 3u^2 + 1)p_k + (u^3 - 2u^2 + u)(x_{k+1} - x_k)m_k + \dots \\ + (-2u^3 + 3u^2)p_{k+1} + (u^3 - u^2)(x_{k+1} - x_k)m_{k+1}, \quad (2.8)$$

где переменная u представляет собой замену параметра из набора данных x по формуле:

$$u = \frac{(x - x_k)}{(x_{k+1} - x_k)}, \quad (2.9)$$

переменная m является центральной разностной производной:

$$m = \frac{P_{k+1} - P_k}{2(u_{k+1} - u_k)} + \frac{P_k - P_{k+1}}{2(u_k - u_{k-1})}, \quad (2.10)$$

Суть метода в том, что по экспериментальным значениям в MATLAB создаётся модель для каждой пары значений:

1. $F_{tT}(Q)$ – доля отделившейся воды от расхода деэмульгатора при фиксированной температуре и времени отстаивания;
2. $F_{QT}(t)$ – доля отделившейся воды от температуры при фиксированном расходе деэмульгатора и времени отстаивания;
3. $F_{Qt}(T)$ – доля отделившейся воды от времени отстаивания при фиксированном расходе деэмульгатора и температуре.

При фиксировании двух параметров – температуры и времени отстаивания получается функция одного параметра – зависимость эффективности обезвоживания от дозировки реагента-деэмульгатора. В программном комплексе MATLAB для интерполяции сплайнами Эрмита используется функция `pchipinterp` из пакета Curve Fitting Toolbox [67], которая лучше всего справляется с интерполяцией данных в границе

экспериментальных значений. При необходимости, на небольшом доверительном интервале с помощью `rchipinterp` можно проводить и экстраполяцию.

Таким образом, построенные модели позволяют оценить вклад каждой переменной в общий результат. На рисунках 2.8 и 2.9 показан пример аппроксимации доли отделившейся воды от температуры при фиксированном расходе деэмульгатора и времени отстаивания, где кругами обозначены экспериментальные данные, а сплошной линией – график, полученный из аппроксимирующей модели.

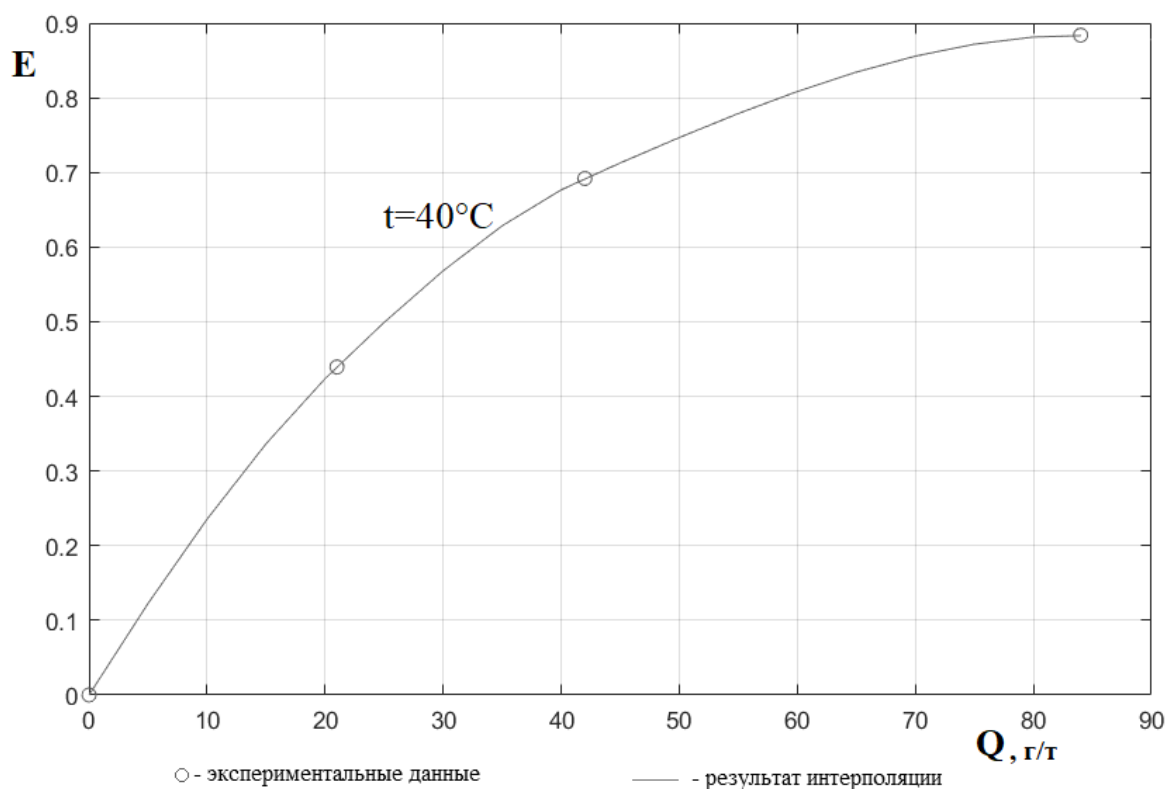


Рисунок 2.8 – График после расширения набора данных по Q ($t=40^{\circ}\text{C}$, $T=120$ мин.)

Аналогичным образом проведено расширение для значений второго параметра – температуры нагрева эмульсии. При этом фиксируются значения времени и расхода реагента-деэмульгатора.

Финальный этап расширения обучающего набора данных – это фиксирование значений расхода реагента-деэмульгатора и температуры нагрева эмульсии для интерполяции по времени отстаивания.

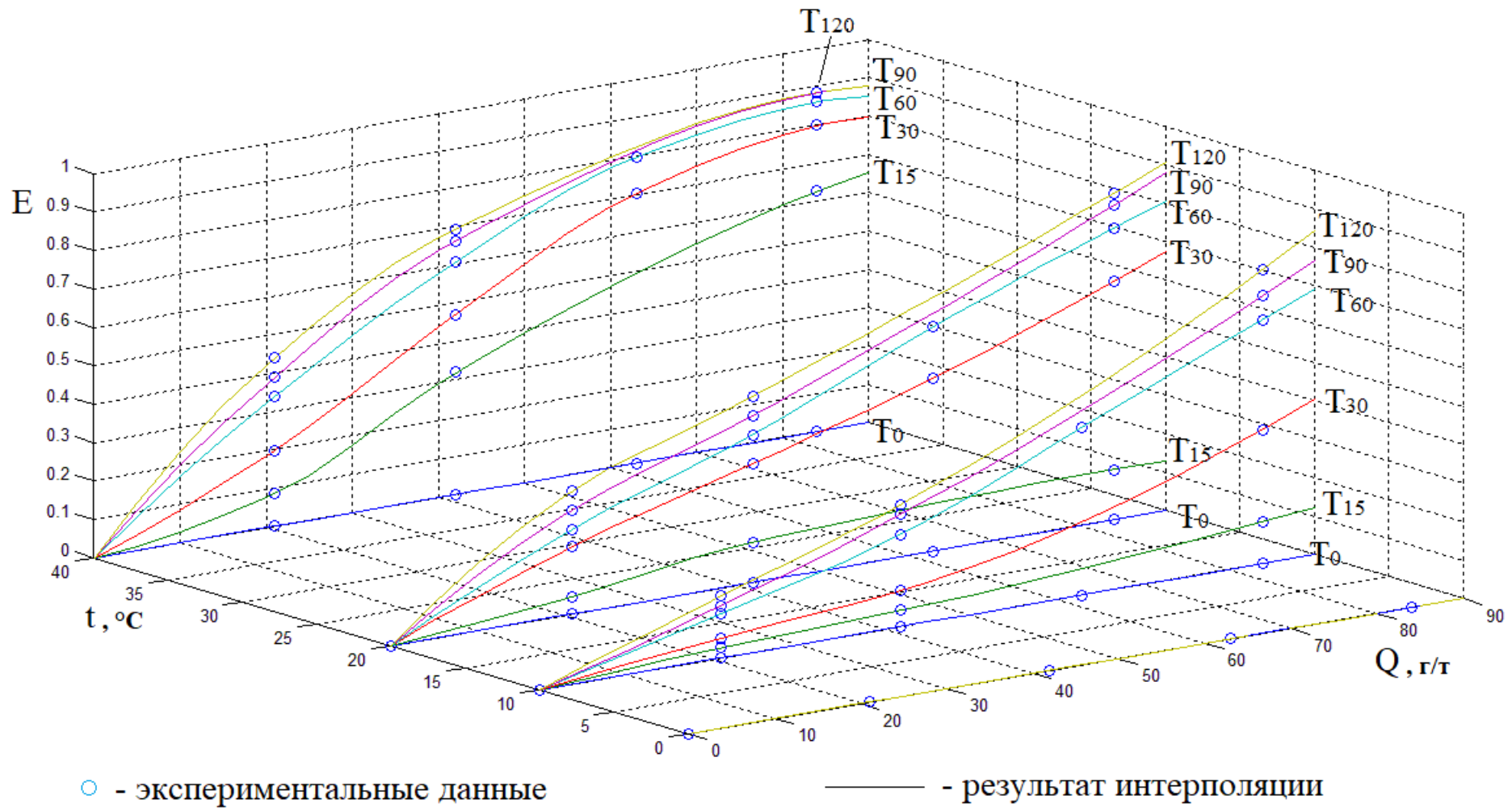


Рисунок 2.9 – Экспериментальные данные после интерполяции по Q при различных T (0, 15, 30, 60, 90, 120 мин).

Из каждой модели с заранее заданным шагом, который меньше изначального интервала между экспериментальными данными, берутся значения и записываются в общий массив. После получения итогового массива данные из него поступают на обучение нейронной сети.

На примере таблицы экспериментальных данных лабораторных исследований получен следующий результат:

- изначальный массив экспериментальных данных имел размер 110x4.
- после расширения данных полученный массив данных имеет в своём составе 4275x4, то есть 17100 элементов, среди которых 4275 целевых выходных значений, на основе которых производится обучение нейронной сети.

2.4 Варианты построения нейросетевой модели

Согласно работам Хехт-Нильсена, Колмогорова-Арнольда и теореме Стоуна-Вейерштрасса многомерную функцию нескольких переменных возможно сколь угодно точно представить с помощью нейронной сети фиксированной размерности с нелинейными активационными функциями нейронов. То есть всегда существует однородная двухслойная нейронная сеть, производящая отображение $X^k \rightarrow Y^k$, $k = 1..N$, с сигмоидальными активационными функциями и конечным числом нейронов [29, 33].

Для задачи приближения непрерывной функции на замкнутом ограниченном множестве, функции активации нейронов должны быть монотонно возрастающими и дважды непрерывно дифференцируемыми. Таким образом реализуется любой вычислительный алгоритм.

Массив входных данных обозначим за X , массив выходных данных за Y . Нейронная сеть должна производить отображение $X \rightarrow Y$, реализуя некоторую функцию g такую, что $Y = g(X)$. Нелинейные преобразования входного параметра в выходной, которые производит нейронная сеть,

описываются векторными нелинейными уравнениями, общая размерность которых равна произведению количества весовых коэффициентов, смещений, и количества нейронов сети. Даже для нейронных сетей с малым количеством нейронов в скрытом слое, эквивалентная размерность линейной динамической модели в несколько раз больше [53].

Неизвестными остаются только количество нейронов скрытого слоя, которое чаще всего определяется экспериментально.

Для оценки числа нейронов в скрытых слоях можно воспользоваться формулой определения числа синаптических весов в многослойной сети [33]:

$$\frac{mN}{1 + \log_2 N} \leq L_w \leq m \left(\frac{N}{m} + 1 \right) (m + m + 1) + m, \quad (2.11)$$

где n – размерность входного сигнала, m – размерность выходного сигнала, N – число элементов обучающей выборки.

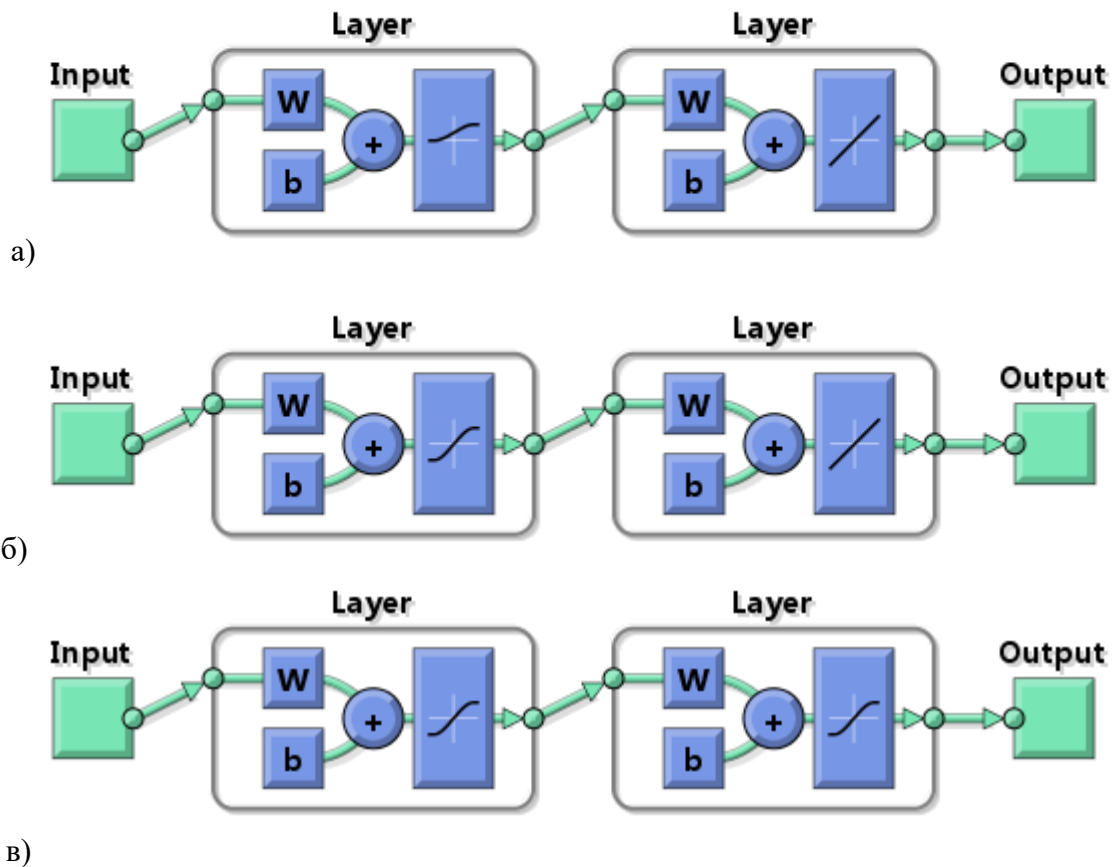
После оценки необходимого числа весов, можно рассчитать число нейронов в скрытых слоях. Для двухслойной сети число нейронов L вычисляется по формуле:

$$L = \frac{L_w}{n + m}, \quad (2.12)$$

Для нейронной сети с 1 скрытым слоем, 3 входами, 1 выходом и обучающей выборкой из 4275 целевых выходных значений минимальное число нейронов согласно приведенным формулам составит 60, однако рассчитанное число нейронов является ориентировочным при проектировании ИНС.

Для определения оптимальной структуры нейросетевой модели необходимо провести сравнение результатов обучения нейронных сетей с различным количеством нейронов скрытого слоя и активационными функциями.

Структура слоёв разработанных ИНС представлены на рисунке 2.10.



а – логистическая и линейная активационные функции; б – тангенциальная и линейная активационные функции; в – гиперболический тангенс скрытого и выходного слоя

Рисунок 2.10 – Структуры нейронных сетей:

Нейронные сети с логистической активационной функцией выходного нейрона не рассматривались, так как минимальное значение сигмоиды 0 не позволяло полностью воспроизвести экспериментальные данные.

ИНС состоят из двух слоев нейронов: скрытого и выходного. Также имеются входные нейроны, число которых соответствует числу входных значений – 3. Число нейронов в выходном слое соответствует числу выходов – 1. Структура нейронных связей сети с большим количеством нейронов в скрытом слое представлена на рисунке 2.11.

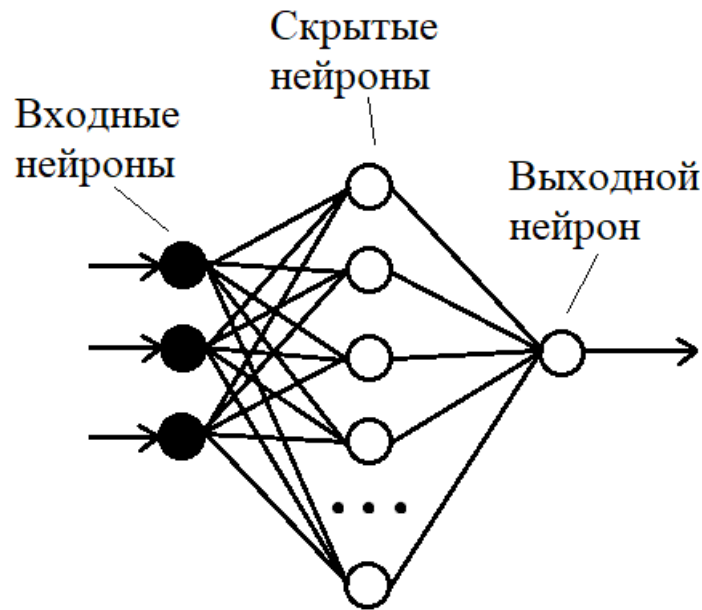


Рисунок 2.11 – Связи между нейронами в спроектированных нейронных сетях

2.5 Обучение нейронной сети

2.5.1 Постановка задачи обучения нейронной сети

После определения структуры нейронной сети необходимо определить оптимальные значения всех переменных весовых коэффициентов. От качества обучения зависит способность нейронной сети выполнять поставленные задачи в процессе функционирования.

Для заданной архитектуры сети все возможные варианты функции $Y = g(X)$ принадлежат множеству G . Обучение нейронной сети состоит в поиске функции $g \in G$, оптимальной по критерию K .

В качестве критерия K выбрана среднеквадратичная ошибка между реальным выходным значением нейрона и целевым значением:

$$K(w) = \frac{1}{2} \sum_j (y_j - d_j)^2 \rightarrow \min \quad (2.13)$$

где y_j – значение j -го выхода нейронной сети, d_j – целевое значение j -го выхода.

Среди методов минимизации функции ошибки для сравнения рассмотрены метод градиентного спуска и метод Левенберга-Марквардта.

2.5.2 Метод градиентного спуска

Суть метода градиентного спуска состоит в пошаговом уменьшении первой производной функции ошибки (чаще всего среднеквадратичной ошибки $K(w)$). Таким образом, в процессе происходит как бы спуск вниз по поверхности сложной формы. На каждом шаге веса связей между нейронами пересчитываются в соответствии с направлением движения.

На каждой итерации обучения нейронной сети производится вычисление приращения веса нейрона по формуле:

$$\Delta w_{ij} = -\eta \cdot \frac{\partial K}{\partial w_{ij}}, \quad (2.14)$$

где η – коэффициент, регулирующий скорость обучения.

$$\frac{\partial K}{\partial w_{ij}} = \frac{\partial K}{\partial y_j} \cdot \frac{dy_j}{dS_j} \cdot \frac{\partial S_j}{\partial w_{ij}}, \quad (2.15)$$

где S_j – взвешенная сумма входных сигналов, определяемая формулой:

$$S = \sum_{i=1}^N x_i w_i, \quad (2.16)$$

где x_i – значение i -го входа нейрона,

Обучение построенной ИНС методом градиентного спуска с обратным распространением ошибки (Gradient descent backpropagation) проводилось до приемлемого значения показателя Performance. В программном пакете Neural Network Toolbox показатель Performance вычисляется по формуле 2.13. По мере обучения и улучшения качества модели значение среднеквадратичной ошибки стремится к нулю. Длительность обучения составила 1 000 000 эпох, при этом каждые 100 000 итераций проводились проверки значения среднеквадратичной ошибки. По времени процесс обучения занимал от 7 до 12 часов в зависимости от количества нейронов.

2.5.3 Метод Левенберга - Марквардта

Метод совмещает в себе комбинацию градиентного спуска и линейной аппроксимации. В процессе обучения производится оценка приращения веса нейрона по формуле:

$$f(w + \Delta w, x) \approx f(w, x) + J\Delta w, \quad (2.17)$$

где J – якобиан функции $f(w, x_n)$ в точке w .

Матрица J рассчитывается по формуле:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial f(w, x_1)}{\partial w_1} & \Lambda & \frac{\partial f(w, x_1)}{\partial w_R} \\ \text{M} & \text{O} & \text{M} \\ \frac{\partial f(w, x_N)}{\partial w_1} & \Lambda & \frac{\partial f(w, x_N)}{\partial w_R} \end{bmatrix}, \quad (2.18)$$

где вектор весовых коэффициентов $w = [w_1, \dots, w_R]^T$.

Значение $\Delta w = 0$ в точке w обеспечивает минимум условию $K(w)$.

Условие завершения обучения нейронной сети:

$$\frac{\partial K}{\partial w} = (J^T J)\Delta w - J^T (y - f(w)), \quad (2.19)$$

Таким образом для нахождения значения Δw необходимо найти решение уравнения:

$$\Delta w = (J^T J + \lambda I)^{-1} J^T (y - f(w)), \quad (2.20)$$

где $\lambda \geq 0$ – параметр регуляризации Марквардта, I – единичная матрица.

Приращение Δw несколько раз пересчитывается от большего значения к меньшему, что позволяет быстрее двигаться по поверхности ошибки и миновать локальные минимумы и плоские участки. Скорость изменения регулируется значением параметра регуляризации λ . Алгоритм останавливается если значение Δw становится меньше заданного значения параметра.

Обучение построенной ИНС методом Левенберга-Марквардта с обратным распространением ошибки (Levenberg-Marquardt backpropagation)

проводилось до приемлемого значения показателя Performance. Длительность обучения составила 10 000 эпох. По времени процесс обучения занимал от 2 минут до 2 часов в зависимости от количества нейронов.

2.5.1 Практическая реализация

2.5.1.1 Общие сведения

Обучение искусственных нейронных сетей производилось в программном комплексе MATLAB версия R2017b (9.3.0.713579) 64bit. Использовался программный пакет Neural Network Toolbox.

В программном комплексе MATLAB обучение нейронной сети производится с помощью модуля Neural Network Toolbox, который вызывается в основном меню программы командой `nntool`. С помощью этого модуля можно создавать многослойные нейросетевые структуры, в которых все нейроны соседних слоёв связаны между собой.

Интерфейс программы представлен на рисунке 2.12.

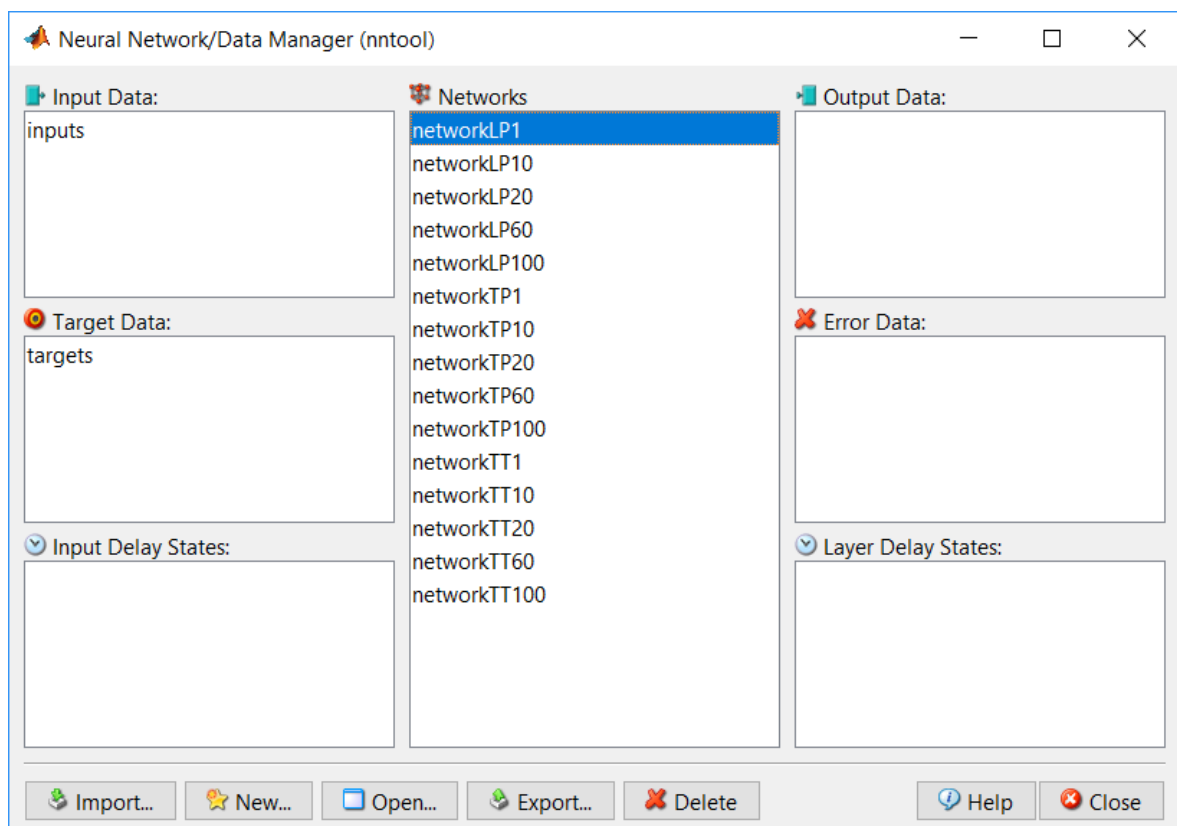


Рисунок 2.12 – Окно управления программного пакета Neural Network Toolbox

Для создания нейронной сети необходимо настроить параметры, предлагаемые в меню. Окно настройки структуры нейронной сети представлено на рисунке 2.13. Инструментарий предоставляет выбор внутренней структуры нейронной сети:

- количество слоёв – выходной слой + скрытые;
- количество нейронов в каждом слое;
- активационная функция нейронов в слое.

Окно просмотра структуры нейронной сети с текущими настройками представлено на рисунке 2.14.

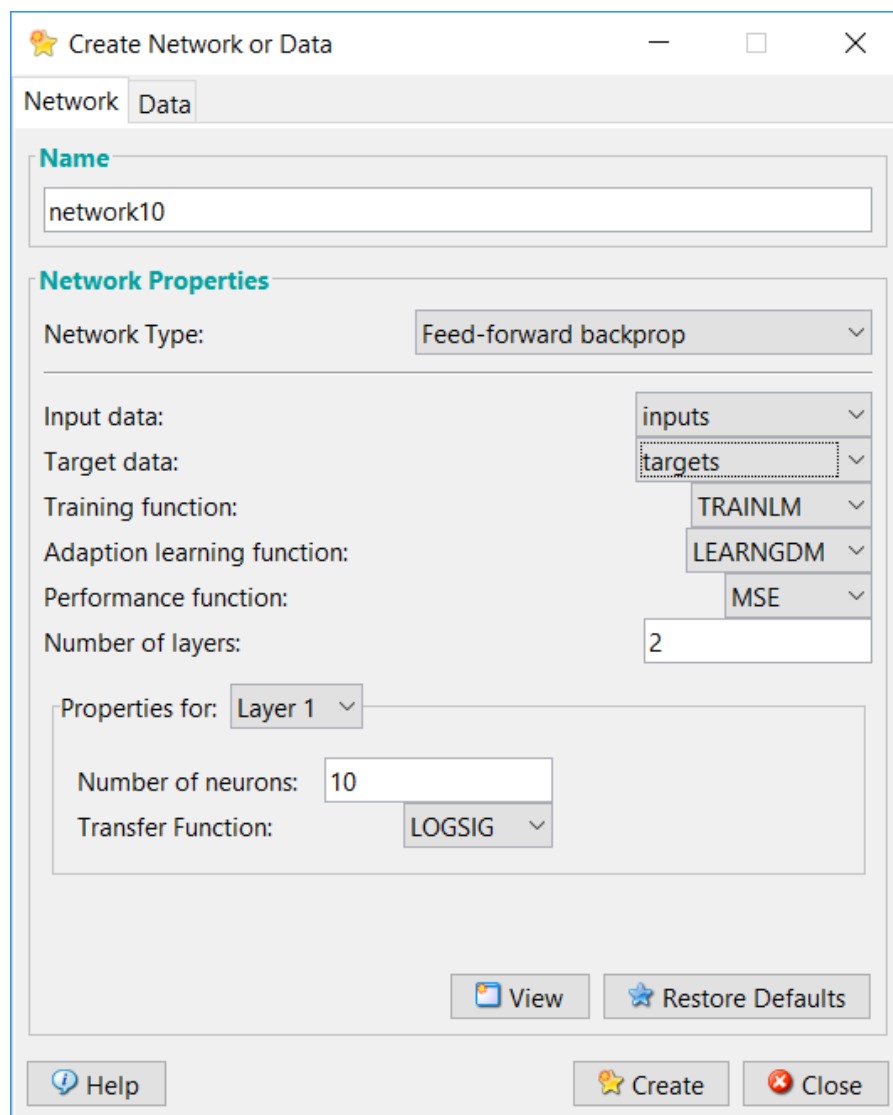


Рисунок 2.13 – Интерфейс создания структуры нейронной сети

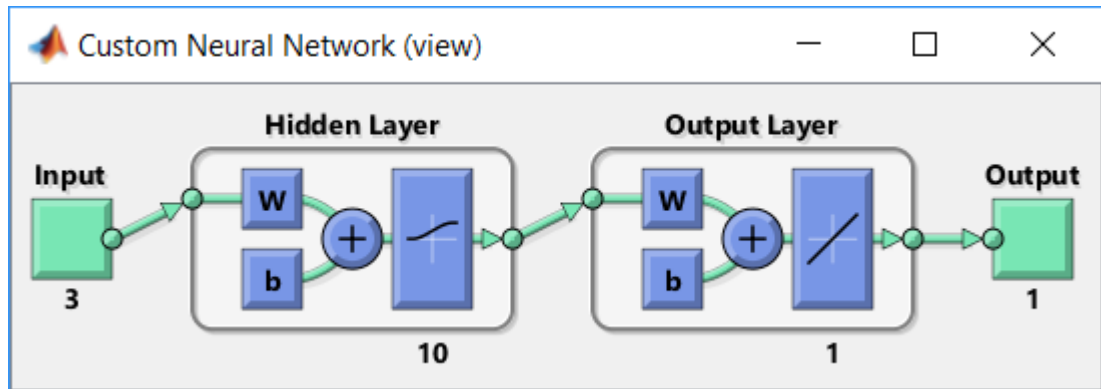


Рисунок 2.14 – Структура нейронной сети в результате настройки параметров

Окно программы после обучения нейросети методом Левенберга-Марквардта на протяжении 10 000 циклов представлено на рисунке 2.15.

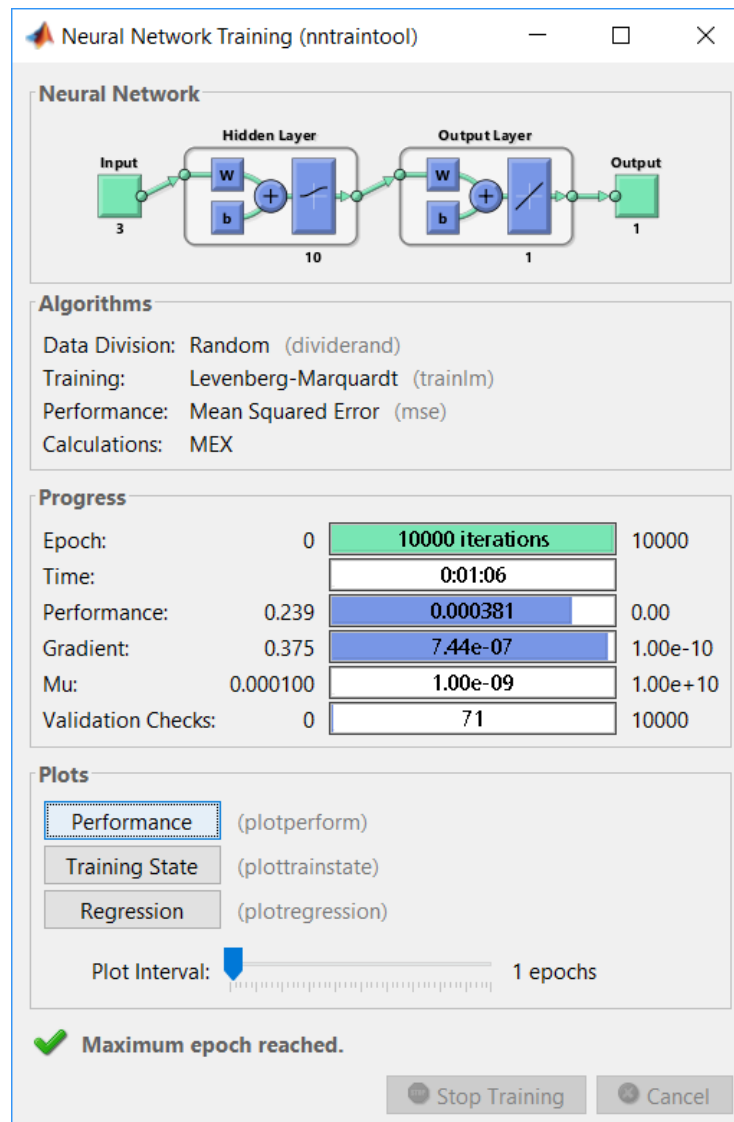


Рисунок 2.15 – Обучение нейронной сети

После окончания обучений нейронной сети можно просмотреть отчётные графики с информацией о ходе обучения. График изменения значения показателя Performance (среднеквадратичная ошибка) за время обучения представлен на рисунке 2.16. Чем ниже значение ошибки, тем более точно нейронная сеть воспроизводит набор обучающих данных.

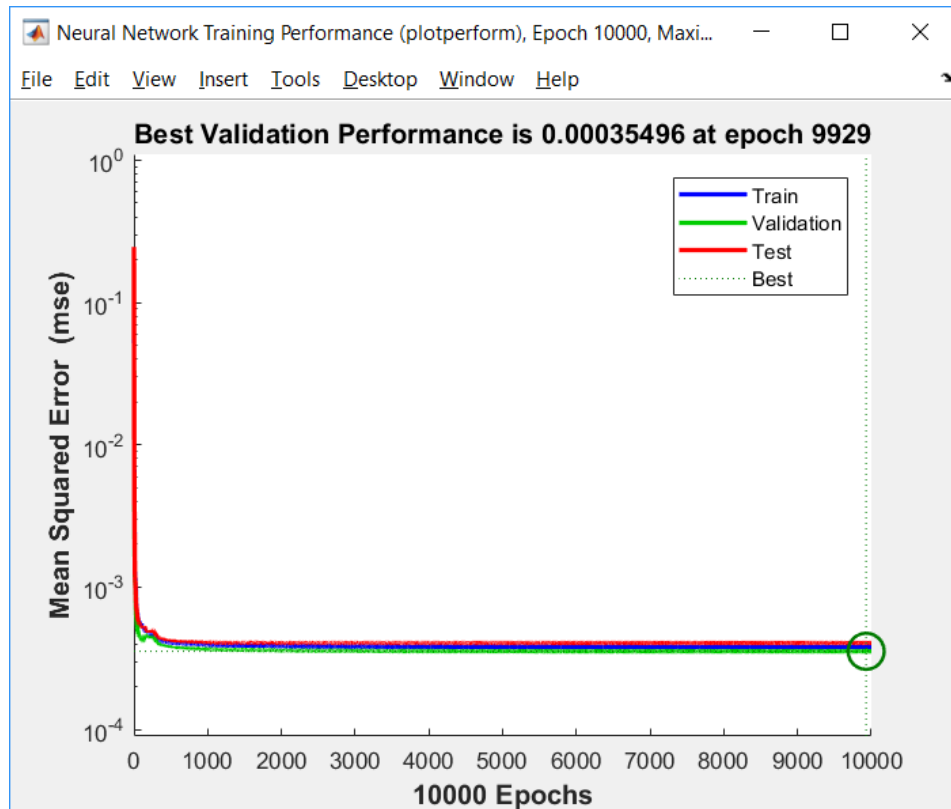


Рисунок 2.16 – График изменения показателя Performance за время обучения

Изменение значений вспомогательных параметров за время обучения представлены на рисунке 2.17.

Графики регрессии представлены на рисунке 2.18. Они характеризуют качество воспроизведения нейронной сетью обучающей выборки. Чем ближе значение R к единице, тем лучше нейросеть воспроизводит набор обучающих (Training), тестовых (Test) и валидационных (Validation) данных.

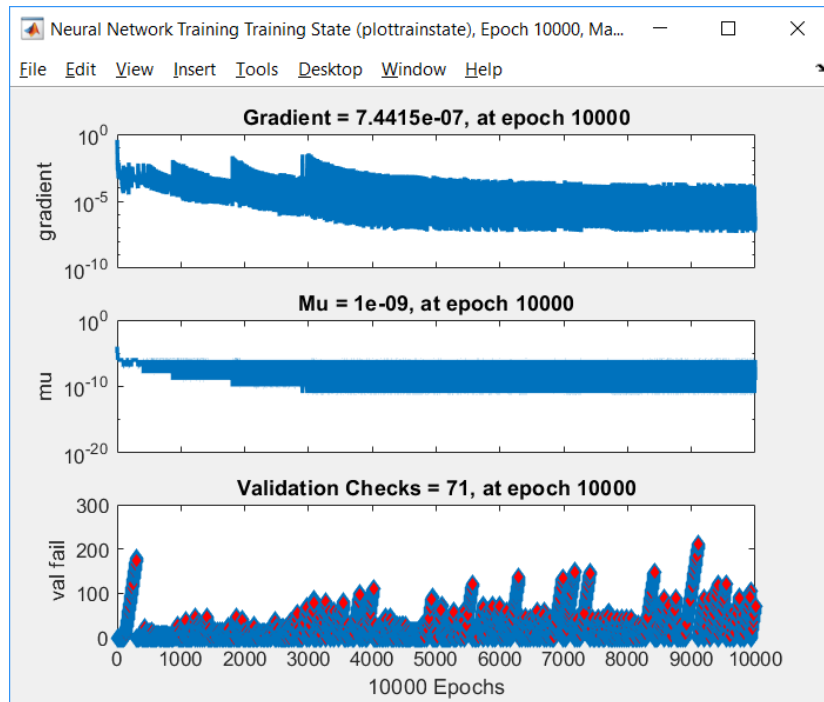


Рисунок 2.17 – Изменение значений параметров обучения во времени

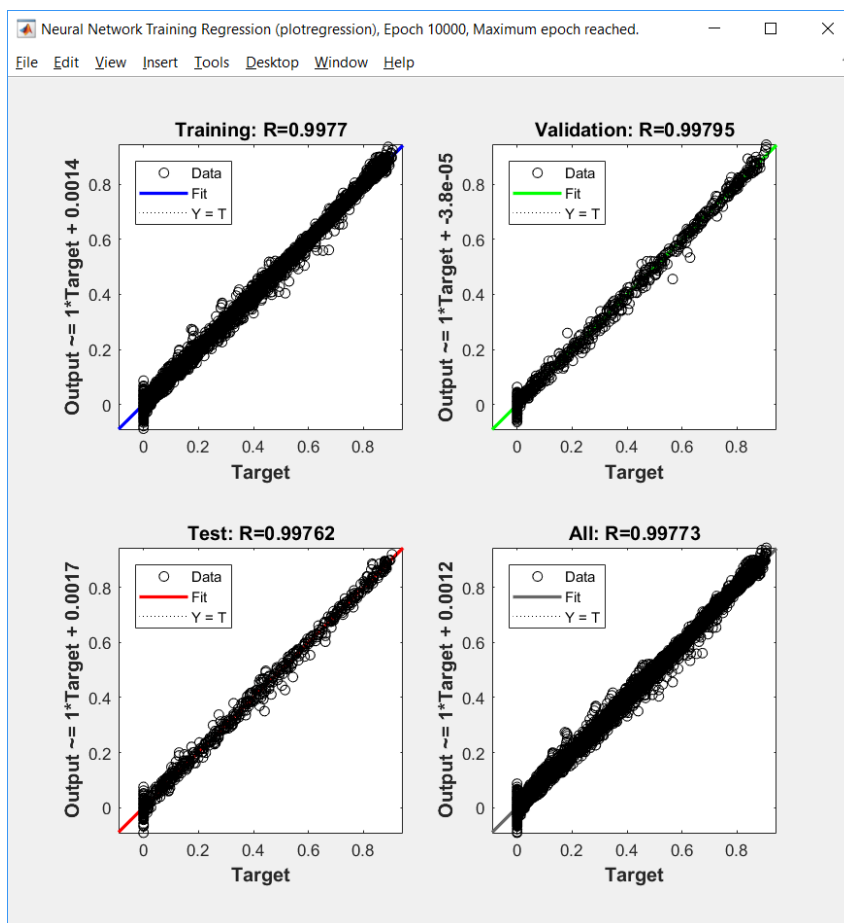


Рисунок 2.18 – Регрессионная функция нейросети

Для обучения были спроектированы и обучены нейронные сети с числом нейронов 1, 10, 20, 60, 100. Сравнение результатов обучения приведено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты обучения искусственных нейронных сетей

Активационные функции	Количество нейронов скрытого слоя	Метод обучения*	Среднеквадратичная ошибка (Performance)
Логистическая – линейная	1	ГС	0.0146
		ЛМ	0.014
	10	ГС	0.0177
		ЛМ	0.000344
	20	ГС	0.00537
		ЛМ	0.0000803
	60	ГС	0.0011300
		ЛМ	0.0000032
	100	ГС	0.0010300
		ЛМ	0.0000005
Гиперболический тангенс – линейная	1	ГС	0.014
		ЛМ	0.0142
	10	ГС	0.0148
		ЛМ	0.00038
	20	ГС	0.00338
		ЛМ	0.0000757
	60	ГС	0.0009740
		ЛМ	0.0000032
	100	ГС	0.0007540
		ЛМ	0.0000006
Гиперболический тангенс для обоих слоёв	1	ГС	0.0144
		ЛМ	0.0139
	10	ГС	0.0144
		ЛМ	0.000129
	20	ГС	0.00432
		ЛМ	0.000026
	60	ГС	0.0004190
		ЛМ	0.0000007
	100	ГС	0.0004660
		ЛМ	0.0000003
*ГС – обучения методом градиентного спуска. ЛМ – метод обучения Левенберга – Марквардта			

Характеристики операционной системы, использованной при обучении приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристики операционной системы

Характеристика	Значение
Операционная система	Windows 10 Pro 64-разрядная
Процессор	Intel Core i5-7200 2.5 ГГц
Оперативная память	8 ГБ

Сравнение влияния выбранной активационной функции на значение среднеквадратичной ошибки ИНС, обученной методом Левенберга–Марквардта представлено в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Влияние вида активационной функции на значение среднеквадратичной ошибки

Активационные функции	Значение ошибки				
	1	10	20	60	100
Количество нейронов	1	10	20	60	100
Логистическая – линейная	0.014	0.000344	0.0000803	0.0000032	0.000000523
Гиперболический тангенс – линейная	0.0142	0.00038	0.0000757	0.0000032	0.000000581
Гиперболический тангенс для обоих слоёв	0.0139	0.000129	0.0000260	0.0000007	0,00000031

Сравнение методов показало следующее:

1. Наименьшую среднюю ошибку в качестве активационных функций показала гиперболическая тангенциальная функция для обоих слоёв при количестве нейронов, равном 100 ($3 \cdot 10^{-7}$). Однако в рамках эксперимента остальные комбинации активационных функций показали сравнимые по порядку точности результатов ($5 \cdot 10^{-7}$ и $6 \cdot 10^{-7}$) при количестве нейронов равном 100.

2. Метод обучения Левенберга–Марквардта по сравнению с методом градиентного спуска даёт на несколько порядков лучшие показатели качества при меньшем количестве нейронов и занимает в несколько раз меньше времени для обучения.

3. С увеличением количества нейронов в скрытом слое улучшаются и показатели качества модели. Среднеквадратичная ошибка у модели со 100 нейронами имеет порядок 10^{-7} . Оптимальным числом нейронов является количество от 10 до 20, при которых ошибка принимает значения от 10^{-4} до 10^{-6} , что с учётом размерности выходного параметра модели (доля отделившейся воды) представляет соответственно ошибку от 1% до 0.01%.

Диаграммы сравнения значений среднеквадратичной ошибки в зависимости от количества нейронов в скрытом слое и метода обучения представлены на рисунке 2.19.

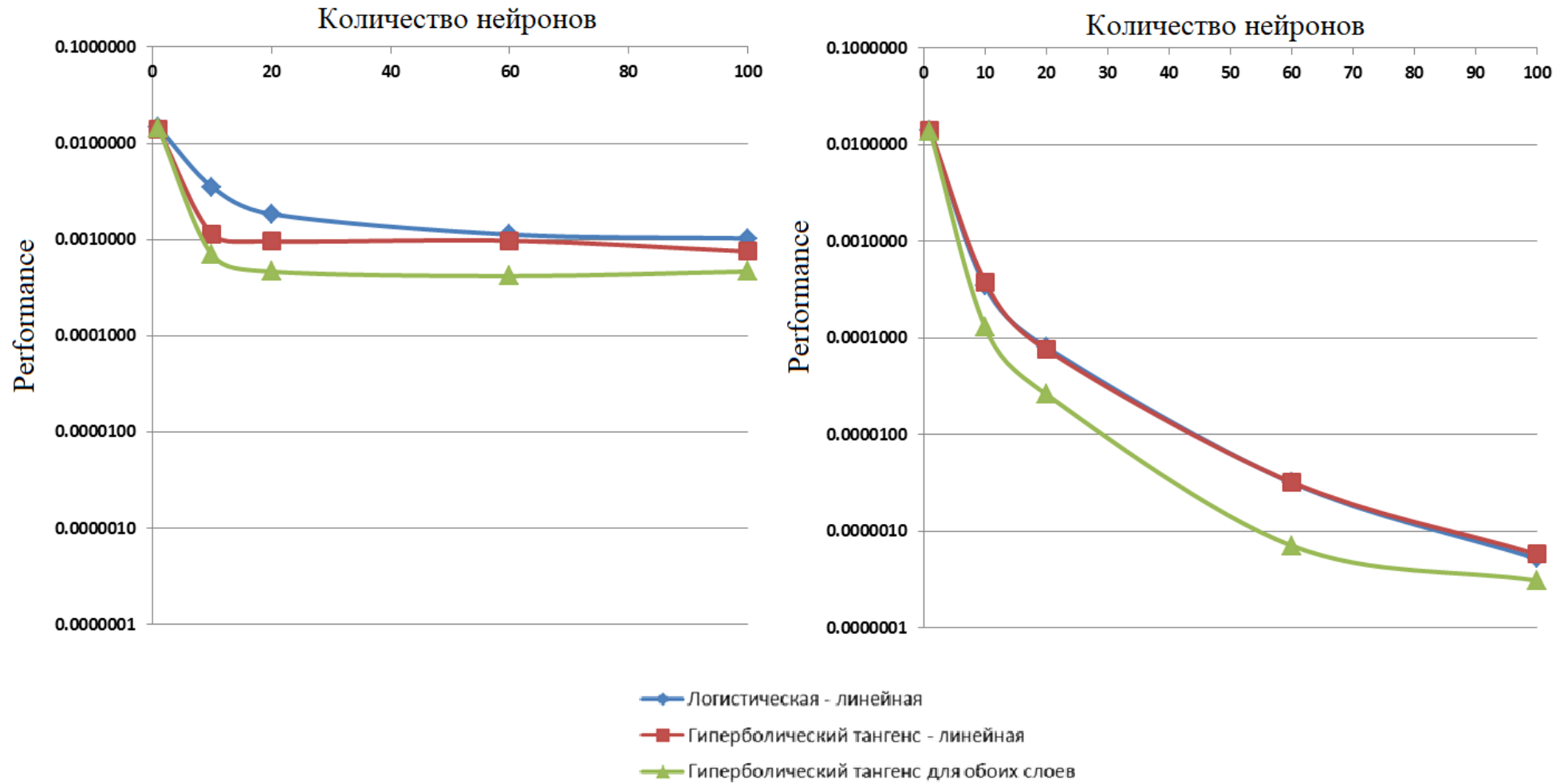


Рисунок 2.19 – Значения среднеквадратичной ошибки нейронных сетей, обученных методом градиентного спуска (слева) и Левенберга-Марквардта (справа)

Итоговая нейронная сеть была обучена на расширенном диапазоне экспериментальных данных методом Левенберга-Марквардта.

Результат, генерируемый обученной ИНС, представлен на рисунках 2.20 и 2.21, где Q – расход деэмульгатора, t – температура эмульсии.

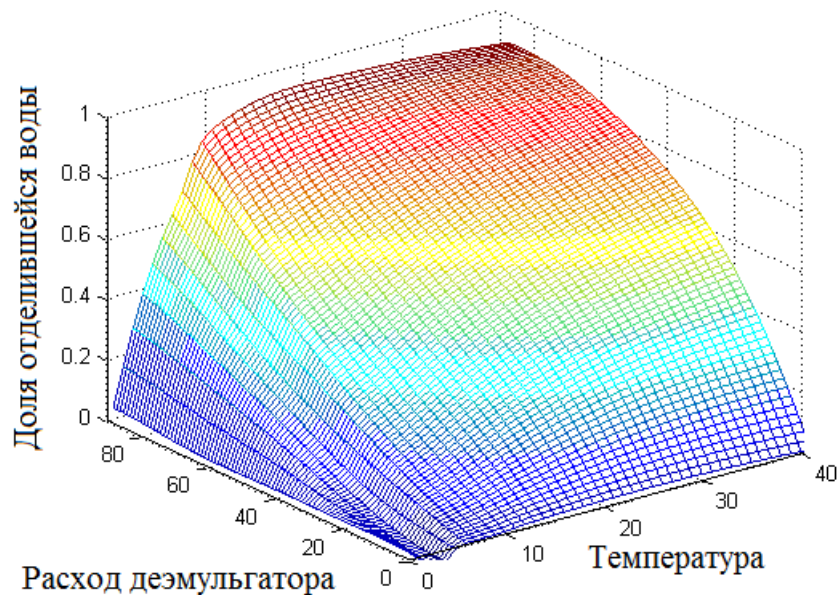


Рисунок 2.20 – Выход нейронной сети для времени отстаивания 120 минут

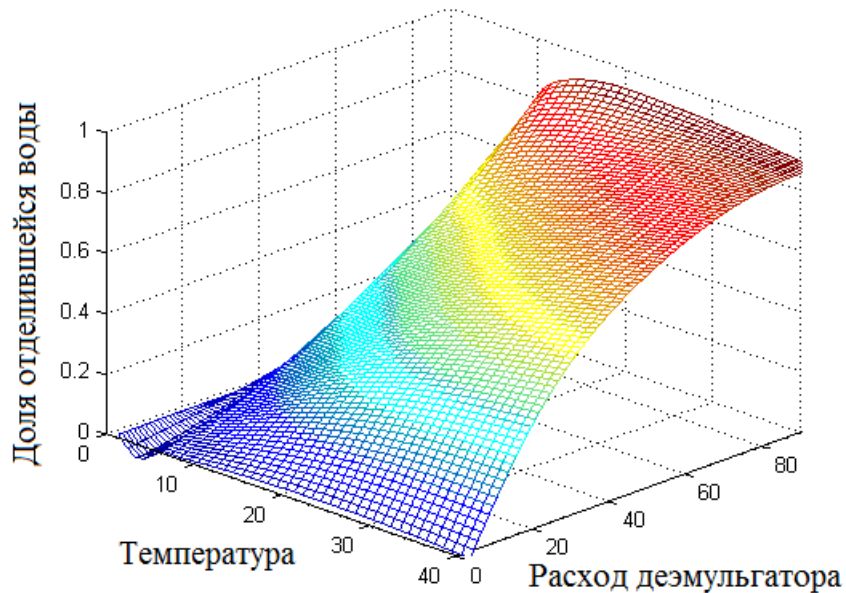
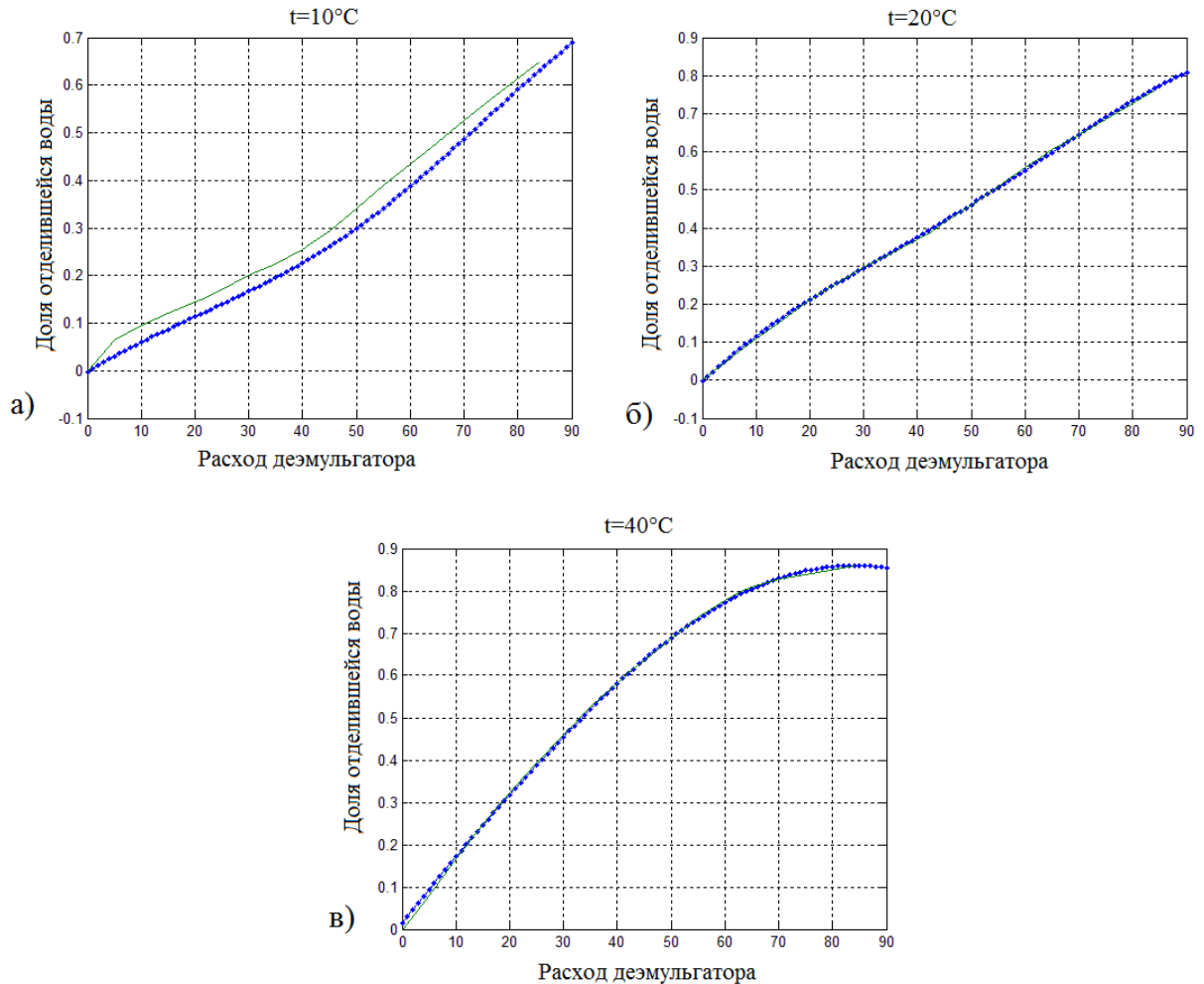


Рисунок 2.21 – Выход нейронной сети для времени отстаивания 120 минут

На рисунке 2.22 (а, б, в) для сравнения представлены графики экспериментальных данных (сплошная линия) и результата моделирования нейросети (линия с точками).



а) при температуре 10°C; б) при температуре 20°C; в) при температуре 40°C.

Рисунок 2.22 – Доля отделившейся воды при времени отстаивания 60 минут

2.6 Сравнение с другими методами моделирования

Для проверки возможности аппроксимации всех экспериментальных значений методом полиномов, как альтернативы ИНС, были построены выражения вида:

1. Полином первого порядка

$$Y = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_3 \quad (2.21)$$

2. Полином второго порядка

$$Y = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_3 + a_4x_1^2 + a_5x_2^2 + a_6x_3^2 + a_7x_1x_2 + \dots \quad (2.22)$$

$$+ a_8x_1x_3 + a_9x_2x_3$$

3. Полином третьего порядка

$$Y = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_3 + a_4x_1^2 + a_5x_2^2 + a_6x_3^2 + \dots \quad (2.23)$$

$$+ a_7x_1x_2 + a_8x_1x_3 + a_9x_2x_3 + a_{10}x_1^3 + a_{11}x_2^3 + a_{12}x_3^3 + a_{13}x_1^2x_2 + \dots$$

$$+ a_{14}x_1^2x_3 + a_{15}x_2^2x_1 + a_{16}x_2^2x_3 + a_{17}x_3^2x_1 + a_{18}x_3^2x_2 + a_{19}x_1x_2x_3$$

4. Экспоненциальный полином первого порядка

$$Y = a_0 + a_1e^{-x_1} + a_2e^{-x_2} + a_3e^{-x_3} \quad (2.24)$$

где x_1, x_2, x_3 – переменные (расход реагента, температура, время отстаивания); $a_0 - a_{19}$ – коэффициенты полинома.

Для каждого полинома были определены коэффициенты методом наименьших квадратов.

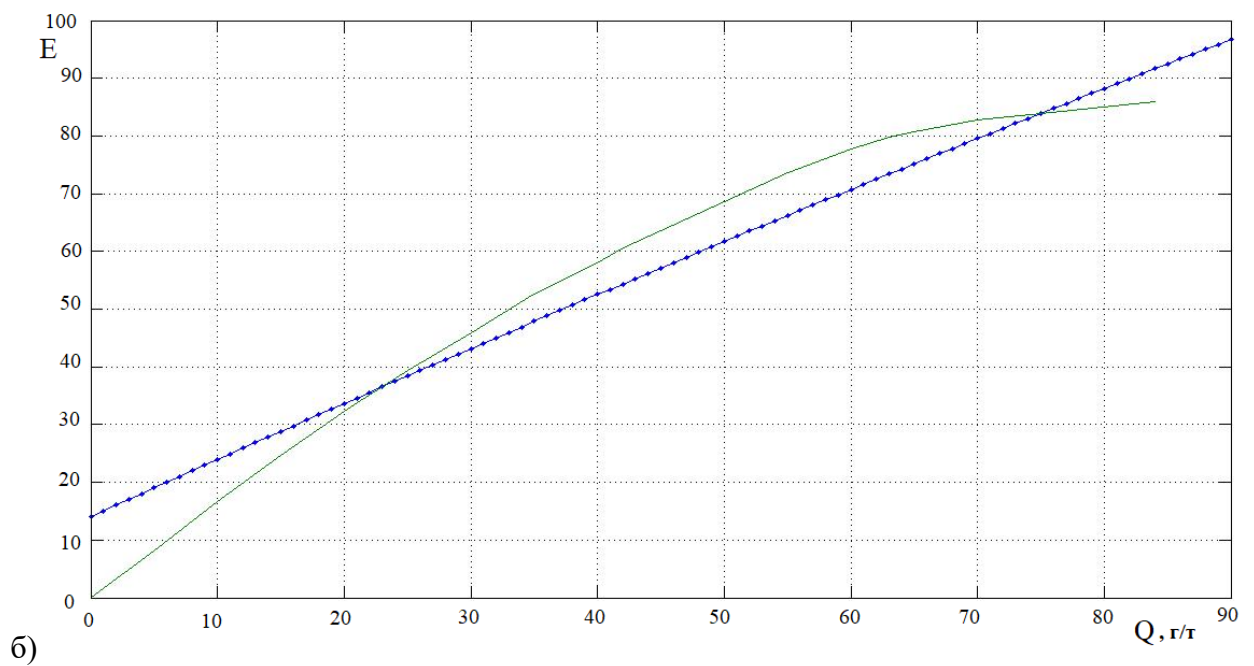
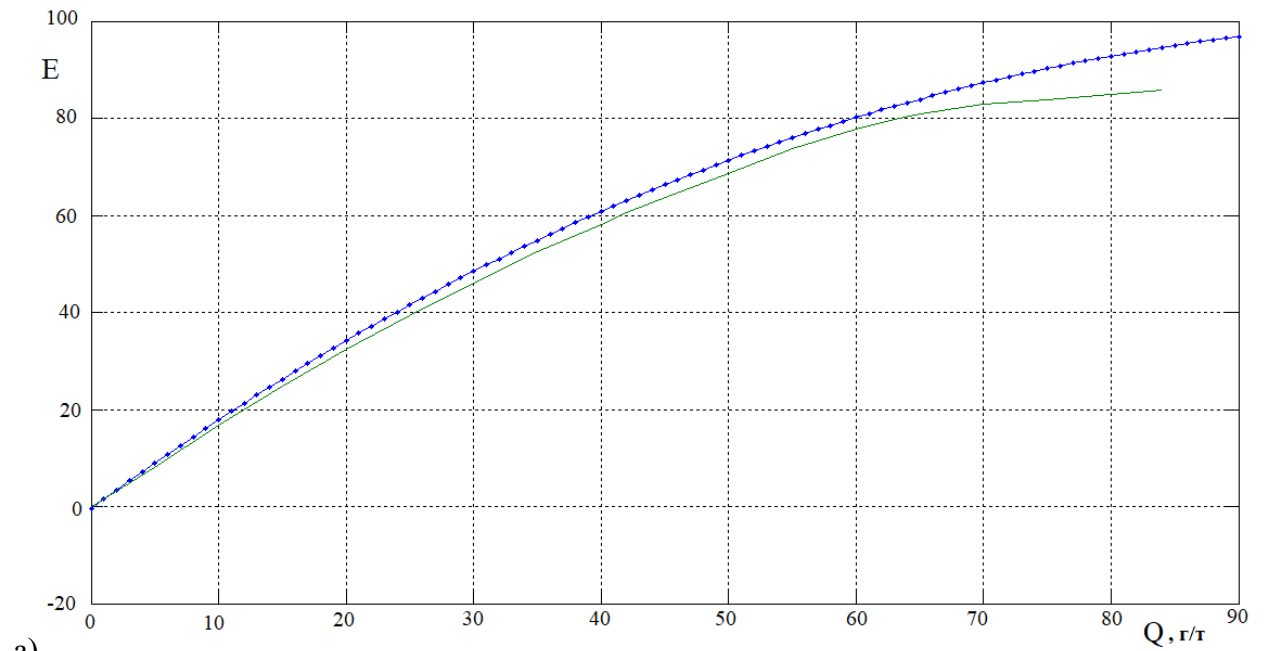
При степени полинома менее 2 получаемые результаты вычислений не являются представительными по отношению к экспериментальным данным.

На рисунке 2.23 приведены графики экспериментальных значений доли отделившейся воды (сплошной линией) и значений этого же параметра, рассчитанных полиномом 2 порядка (а), 3 порядка (б) (точками) при времени отстаивания 60 минут, и температуре 40°C.

Среди всех представленных полиномов лучшее качество аппроксимации показал полином 3 порядка (0,1326). Обученная нейронная сеть с 1 нейроном в скрытом слое имеет показатель среднеквадратичной ошибки 0,014, что на порядок превосходит показатели модели по методу полиномиальной аппроксимации.

Дальнейшее увеличение степени полинома приводит к пропорциональному увеличению количества аргументов, что улучшает качество интерполяции, но ухудшает качество экстраполяции, то есть будет уменьшаться способность полинома рассчитывать значения, лежащие вне

диапазона обучающей выборки. К тому же увеличение числа слагаемых, будет негативно сказываться на быстродействии вычислений.



а) Полином 2 порядка; б) полином 3 порядка.

Рисунок 2.23 – Сравнение экспериментальных данных и результатов аппроксимации полиномами при $t=30^{\circ}\text{C}$ и $T=120$ мин

2.7 Применение способа построения модели для нефтей различных месторождений

Основываясь на выводах, сделанных при обучении нейронной сети для создания модели процесса обезвоживания месторождения, также расширены наборы данных, а затем созданы модели процесса термохимического обезвоживания нефти Куюмбинского, Западно-Хоседаюского, Пашкинского и Среднеботуобинского месторождения.

Куюмбинское месторождение

Расположено на территории Эвенкийского района Красноярского края Российской Федерации. Плотность нефти колеблется в пределах 810–840 кг/м³. По характеристикам нефть легкая, маловязкая, малосернистая и малопарафинистая.

Западно-Хоседаюское месторождение

Расположено к северу от Полярного круга на территории Ненецкого автономного округа. Плотность нефти в стандартных условиях колеблется в пределах 902,3–944,4 кг/м³, нефть относится к тяжелым с высоким содержанием серы и парафина.

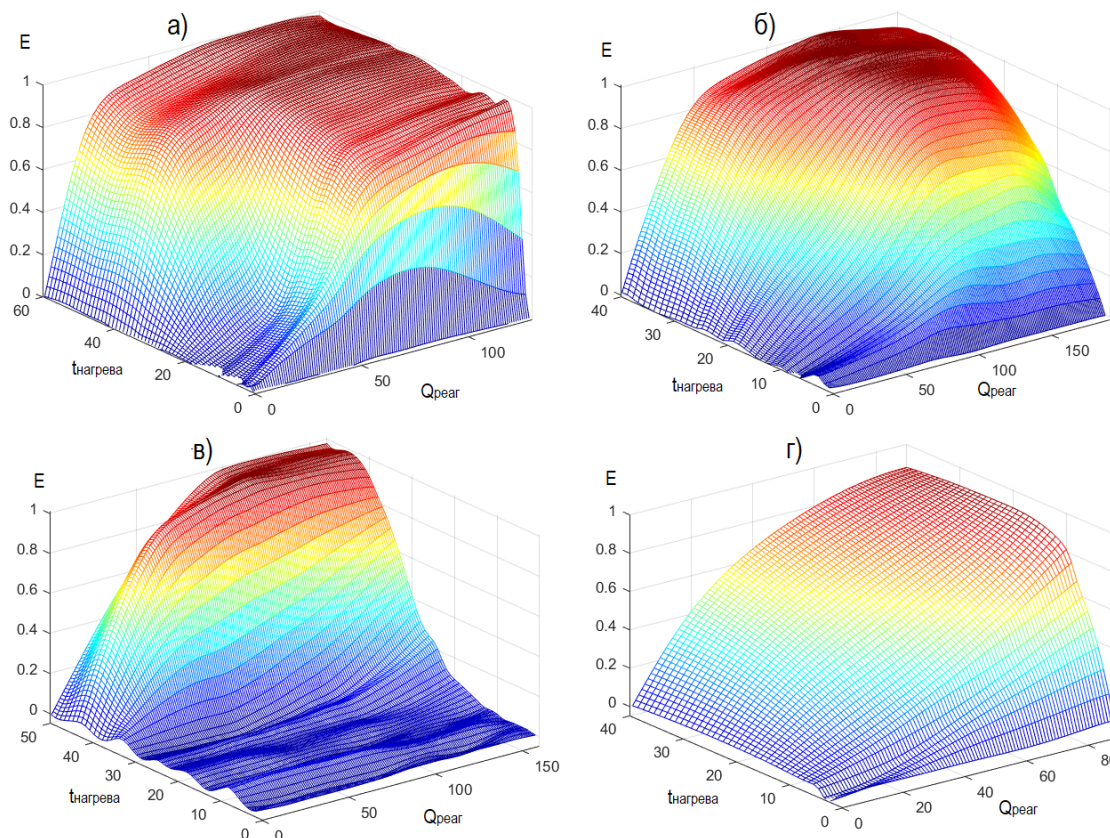
Пашкинское месторождение

Расположено на территории Северного района Оренбургской области. Плотность в пределах 899–926 кг/м³. Нефть тяжелая, сернистая, парафинистая, высокосмолистая.

Среднеботуобинское месторождение

Расположено в Мирнинском районе Якутии в 130 км на юго-запад от г. Мирного и в 140 км к северо-западу от г. Ленска. Плотность нефти 867–888 кг/м³. Нефть средняя по плотности, малосернистая, малопарафинистая, высокосмолистая.

Модели процесса обезвоживания для различных месторождений приведены на рисунке 2.24.



а) Куюмбинское м/р; б) Западно-Хоседаюское м/р;
в) Пашкинское м/р; г) Среднеботуобинское м/р.

Рисунок 2.24 – Модели процесса для нефтей различных месторождений

2.8 Выводы по главе

Под объектом управления понимается процесс термохимического обезвоживания нефти. Он состоит из физических процессов перемешивания деэмульгатора с добытой жидкостью в турбулентном потоке, а также в гравитационном отстаивании смеси в аппарате большой ёмкости с различными вставками – коалесцерами и успокоителями потока.

Проведено большое количество экспериментов по определению скорости отделения воды от нефти при воздействии различных деэмульгаторов при различных температурных параметрах отстаивания, однако их количества недостаточно для формирования непрерывной обучающей выборки. В местах отсутствия данных наблюдается неудовлетворительное качество моделирования из-за значительных

отклонений модели от равномерного характера нарастания степени обезвоживания при увеличении температуры и времени отстаивания. Для вычисления недостающих данных была проведена интерполяция набора экспериментальных данных лабораторных исследований.

На основе расширенных экспериментальных данных лабораторных исследований были сформированы обучающие выборки.

На основе полученных обучающих массивов данных рассмотрены альтернативные различные варианты моделей технологического процесса термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий. Обоснован выбор нейросетевого метода моделирования технологического процесса термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий. По критерию среднеквадратичной ошибки воспроизводимых данных и обучающей выборки нейросетевая модель показала лучшие результаты.

Предложен способ построения модели процесса термохимического обезвоживания, отличающийся инвариантностью к технологии обезвоживания нефти. Разработана обучаемая на расширенном массиве экспериментальных данных лабораторных исследований численно-аналитическая модель процесса термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий в виде искусственной нейронной сети, отличающаяся учетом величины времени отстаивания.

Показано, путём сравнения зависимостей качества обезвоживания E от температуры нагрева смеси t , что нейросетевая модель адекватно описывает процесс при различном времени отстаивания T и расходах деэмульгатора Q . Величина среднеквадратичного отклонения не превышала $3 \cdot 10^{-7}$ при использовании тангенциальной активационной функции нейронов.

При создании нейросетевой модели были исследованы различные методы обучения нейронной сети. Метод Левенберга-Марквардта показал лучшее качество воспроизведения обучающей выборки при меньшем

затраченном времени на обучение. К тому же, метод обладает хорошей устойчивостью от попадания в локальные минимумы.

Полученная нейросетевая модель будет применена как центральный элемент системы управления процессом термохимического обезвоживания.

3 СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ

3.1 Технологический комплекс термохимического обезвоживания

Объектом управления является установка термохимического обезвоживания нефтяной эмульсии, в состав которой входят:

- блок дозирования реагента-деэмульгатора;
- блок нагрева эмульсии;
- дегидратор (отстойник, трехфазный сепаратор).

Блок термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий может являться как отдельной установкой, так и составной частью более крупного объекта подготовки нефти.

Принципиальная схема установки приведена на рисунке 3.1.

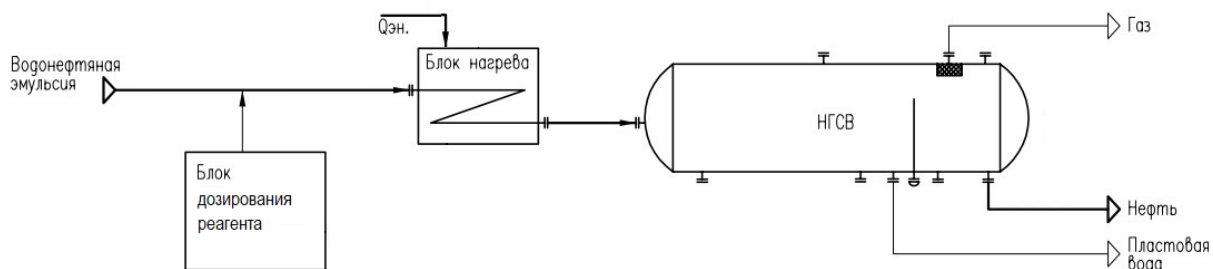


Рисунок 3.1 – Схема установки обезвоживания

На представленной схеме НГСВ – сепаратор нефтегазовый со сбросом воды.

Для построения системы управления технологическим комплексом необходимо провести декомпозицию, то есть рассмотреть каждый элемент в отдельности и определить его влияние на итоговое качество управления целевым параметром.

Автоматизация технологического комплекса выполняется установкой контрольно-измерительных приборов (датчиков) и исполнительных

механизмов, а также установкой блока обработки поступающих сигналов и выдачи управляющего воздействия.

3.2 Блок дозирования реагента

Блок дозирования реагента чаще всего представляет собой бак большой емкости для хранения реагента-деэмульгатора, совмещенный с насосами с регулируемой производительностью для подачи реагента из бака в трубопровод. В зависимости от технологической необходимости и требуемой производительности могут иметь различные размеры, быть стационарными или передвижными.

Блок описывается апериодической функцией первого порядка с пропорциональной составляющей:

$$W_Q = \frac{K_Q}{\tau_Q s + 1}, \quad (3.1)$$

где W_Q – передаточная функция блока дозирования реагента; K_Q – коэффициент передачи блока дозирования реагента (в рамках системы управления принят равным 1); τ_Q – апериодическая составляющая. Значения варьируются от нескольких секунд до десятков секунд, но не превышают одной минуты.

В работе В.И. Логинова [35] управляющий параметр «расход деэмульгатора» в рамках промышленного определяется процесса разделения водонефтяной эмульсии определяется как «быстрый» благодаря сравнительно быстрой скорости реакции насосов подачи деэмульгатора. Запаздывание в блоке дозирования реагента практически отсутствует, поэтому им можно пренебречь. При необходимости, можно достаточно оперативно и в широких пределах регулировать подачу химреагента.

Отсутствие аналитического описания блока дозирования реагента приводит к неопределенности параметра τ_Q .

3.3 Блок нагрева

3.3.1 Варианты реализации

Блок нагрева на технологической площадке может быть реализован различными способами [3]:

1. Рекуперация тепловой энергии. На входе в технологическую установку может быть установлен пластинчатый или кожухотрубчатый теплообменник, в котором происходит нагрев входного потока жидкости за счёт более нагретой жидкости с других установок. Например, может производиться предварительный нагрев водонефтяной эмульсии при обмене теплом с уже обезвоженной и обессоленной нефтью, которая прошла несколько стадий подготовки и нагрева.

2. Электрические нагреватели. Представляют собой сеть труб для прохода нагреваемой жидкости, закрытой внутри кожуха, в котором расположены электронагревательные элементы. Могут иметь различные габаритные размеры и мощность.

3. Подогреватели с промежуточным теплоносителем.

4. Печи подогрева нефти, работающие на топочном газе. Печи нагрева нефти распространены на месторождениях, в которых совместно с нефтью извлекается попутный нефтяной газ в достаточных объёмах. Принцип работы основан на сжигании топочного газа и дальнейшей передаче тепла нефти, протекающей по трубопроводу внутри печи.

3.3.2 Рекуперативный нагрев

Нагрев с рекуперацией в рамках решения задачи управления рассматриваться не будет, в силу сложной управляемости этого процесса [70].

3.3.3 Электрические нагреватели

Управление блоками электрических нагревателей можно обеспечить с достаточно высокой точностью благодаря тому, что чаще всего современные электронагреватели поставляются в промышленном исполнении уже с имеющейся системой автоматизации, которая стабилизирует температуру нагрева по заданию системы управления верхнего уровня. Тем не менее, инерционность таких нагревателей необходимо учитывать при управлении, так как при изменении сигнала задания, будет иметь место длительный переходный процесс.

По соотношению заданной температуры и реальной температуры на выходе электронагреватель может быть описан апериодической передаточной функцией второго порядка с пропорциональной составляющей и запаздыванием по каналу «температурная уставка – температура нагрева материала» [17]:

$$W_t = \frac{K_t}{(\tau_1 s - 1)(\tau_2 s - 1)} \quad (3.2)$$

Постоянная времени τ_1 описывает нагрев источника тепла. При использовании электронагревателя, её значение может достигать десятков минут.

Постоянная времени τ_2 описывает нагрев теплообменной зоны. Она достаточно велика, так как протекание процесса переноса тепла может составлять от нескольких минут до нескольких часов. В условиях расчета физических процессов, протекающих в аппарате нагрева необходимо учитывать теплопередачу от блока нагрева к нагреваемой жидкости. Но в условиях системы управления этим можно пренебречь.

3.3.4 Печи нагрева

Подогрев водонефтяной эмульсии в трубчатых блочных печах для проведения процесса обезвоживания является одним из самых современных

и повсеместно используемых [3,16]. В качестве топлива используется газ, который либо добывается непосредственно на месторождении, либо доставляется по газопроводу. Передаточная функция по каналу «Температура дымовых газов–температура материала на выходе» имеет вид:

$$W_t = \frac{K_t \cdot e^{-\tau_3 s}}{(\tau_1 s - 1)(\tau_2 s - 1)}. \quad (3.3)$$

Постоянная времени τ_1 описывает нагрев источника тепла. При использовании газового нагревателя данная составляющая принимает значение от 1 до 5 минут.

Постоянная времени τ_3 представляет собой запаздывание между изменением уставки управляющего воздействия и началом отработки этого изменения. Это запаздывание обусловлено физическими процессами по переносу греющего вещества и подачей газа на горелку.

В работе [35] управляющий параметр «температура нагрева» в рамках промышленного процесса разделения водонефтяной эмульсии определяется как «медленный» из-за высокой инерционности процессов нагрева.

В зависимости от типа и модели используемого аппарата нагрева постоянные времени τ_1 , τ_2 , τ_3 , а также коэффициент усиления K_t принимают различные значения, которые либо определяются экспериментально, либо могут быть получены из технической документации на аппарат нагрева.

3.4 Аппарат обезвоживания

При одинаковых условиях проведения процесса обезвоживания нефтяных эмульсий различные аппараты имеют различные коэффициенты передачи. Это обусловлено следующими характеристиками:

- форма и объём аппарата;
- диаметры входных и выходных труб;

- наличие механизма перемешивания;
- наличие коалесцирующих вставок.

Особенности конструкции аппаратов обезвоживания рассмотрены в разделе 1.8.

Передаточная функция отстойного аппарата описана в работах В.И. Логинова и А.М. Черка [35,60]. По отношению содержания воды в эмульсии на выходе из аппарата к содержанию воды в эмульсии на входе в аппарат передаточная функция представляет собой пропорциональное звено:

$$W_{ann} = K_{ann} \quad (3.4)$$

Но при рассмотрении процесса обезвоживания нефтяных эмульсий как объекта управления, передаточная функция самого аппарата описывается безынерционным усилительным звеном с транспортным запаздыванием, возникающим по причине задержки между транспортировкой объекта из зоны измерения по подводящему трубопроводу в зону управляющего воздействия.

Таким образом, передаточная функция аппарата обезвоживания с учетом транспортного запаздывания принимает вид:

$$W_{ann} = K_{ann} \cdot e^{-\tau s} \quad (3.4)$$

Коэффициент передачи аппарата обезвоживания зависит от его характерных особенностей и не меняется значительно со временем при нормальном режиме функционирования аппарата и надлежащем обслуживании. Постоянная времени транспортного запаздывания зависит от нескольких факторов:

- длина подводящего трубопровода от зоны ввода деэмульгатора до входа в аппарат.
- объем аппарата и коэффициента его заполнения.
- скорость потока эмульсии по трубопроводу.

Неопределенность параметра τ характеризуется множеством факторов, влияющих на величину запаздывания. Характеристику времени запаздывания необходимо учитывать при проектировании системы управления, так как в противном случае при использовании традиционных способов управления это может привести к потере устойчивости системы.

В случае значительного ухудшения качества процесса обезвоживания нефтяной эмульсии одним из определяющих факторов может служить техническое состояние отстойного аппарата. Это может стать сигналом для замены коалесцирующих вставок, проверки на наличие скопившихся механических примесей, образования засоров и т.д.

3.5 Автоматизированное управление объектом с неопределенностями

Управление технологическими процессами и сложными техническими устройствами в настоящее время осуществляется, в основном с применением промышленных ПИД-регуляторов. В случае если объект управления характеризуется транспортным запаздыванием, управление также осуществляется с помощью ПИД-регуляторов, но с ухудшением динамических характеристик системы (перерегулирование, увеличение времени переходного процесса, возникновение колебаний) [10,14].

Если наряду с транспортным запаздыванием, объект управления характеризуется неопределенностью некоторых параметров, управление с помощью ПИД-регуляторов нецелесообразно. Существуют другие способы управления объектами с наличием неопределенности какого-либо рода. Выделяют два основных класса – это робастные системы и адаптивные (самонастраивающиеся) системы [12,69].

Робастными называют системы, которые способны обеспечить приемлемое по определенному критерию качество управления при наличии неопределенностей объекта управления (функциональных, структурных или

параметрических). При этом точная настройка параметров регулятора не производится, то есть обеспечивается намеренная робастность (грубость) структуры регулятора.

Адаптивными (самоадаптирующимися) называют системы управления, которые компенсируют неопределенности объекта (функциональные, структурные или параметрические) за счет автоматической подстройки параметров, либо структуры регулятора в процессе функционирования системы. За счет этого свойства адаптивных систем обеспечивается компенсация нехватки информации на этапе проектирования системы.

Классификация методов управления неопределенными объектами представлена на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Иерархия методов управления объектами с неопределенностями

При условии наличия модели процесса, способной отображать его поведение при воздействии различных управляющих факторов в процессе функционирования становится возможным решение задачи построения

адаптивной системы с эталонной моделью. В таких системах целевая выходная величина объекта управления задается с помощью эталонного значения, вырабатываемого специальным динамическим блоком – эталонной моделью, которая чаще всего представляет собой линейную систему.

Для проектирования системы с эталонной моделью необходимо провести анализ характеристик процесса как объекта управления.

3.6 Процесс термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий как многомерный многосвязный нелинейный объект управления

Процесс термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий как объект управления рассмотрен в комплексе составляющих его технологических установок, которые были указаны в пунктах 3.2–3.4. Схема объекта управления представлена на рисунке 3.3.

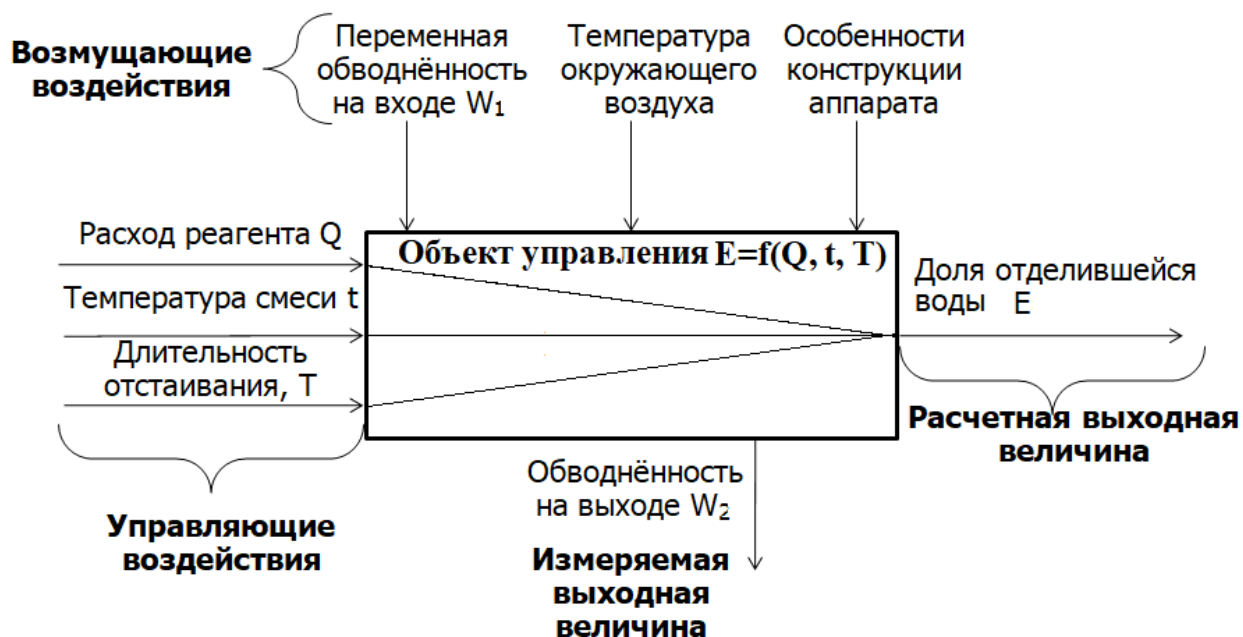


Рисунок 3.3 – Многомерный многосвязный нелинейный объект управления

Процесс термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий представляет собой нелинейный многомерный многосвязный объект управления с тремя входными величинами и одной выходной, что усложняет

управление и делает неэффективными стандартные способы управления, применяемые к линейным объектам.

Помимо нелинейности, на качество управление процессом оказывают влияние звенья запаздывания, которые входят в состав двух блоков технологического процесса. Также управление объектом осложняется тем, что каждый из контуров управления имеет свои передаточные функции с инерционными составляющими 1 и 2 порядка, что отражено в разделах 3.2–3.4.

3.7 Автоматизированная система с адаптацией к входному воздействию

Для учёта особенностей объекта управления (нелинейность, многомерность, транспортное запаздывание) необходимо при разработке системы управления создать механизм, который должен быть функционально адаптивным и робастным [53]. Наилучшее качество регулирования в условиях нелинейности и наличия звеньев запаздывания демонстрируют адаптивные системы с эталонной моделью. В таких системах целевая выходная величина объекта управления задается с помощью эталонного значения, вырабатываемого специальным динамическим блоком–эталонной моделью, которая чаще всего представляет собой линейную систему. Решение задачи построения адаптивной системы с эталонной моделью становится возможным при наличии модели процесса, способной отображать его поведение при воздействии различных управляющих факторов в процессе функционирования.

Адаптацией называется способность системы изменяться при изменении внешних условий так, чтобы цель управления была достигнута. Причём, изменения могут быть известны при проектировании системы управления, а могут возникать в процессе её функционирования. Тем не

менее, при проектировании системы управления необходимо иметь всю возможную информацию о характере изменений внешней среды.

Простейшим вариантом адаптации является отрицательная обратная связь, а стандартной задачей – регулирование по значению рассогласования значения задания и выходного значения объекта управления. В зависимости от значения ошибки выхода объекта управления корректируется управляющее воздействие для достижения заданного выхода. Способ поддержания заданного значения выхода объекта управления может применяться в широких диапазонах изменения внешних условий.

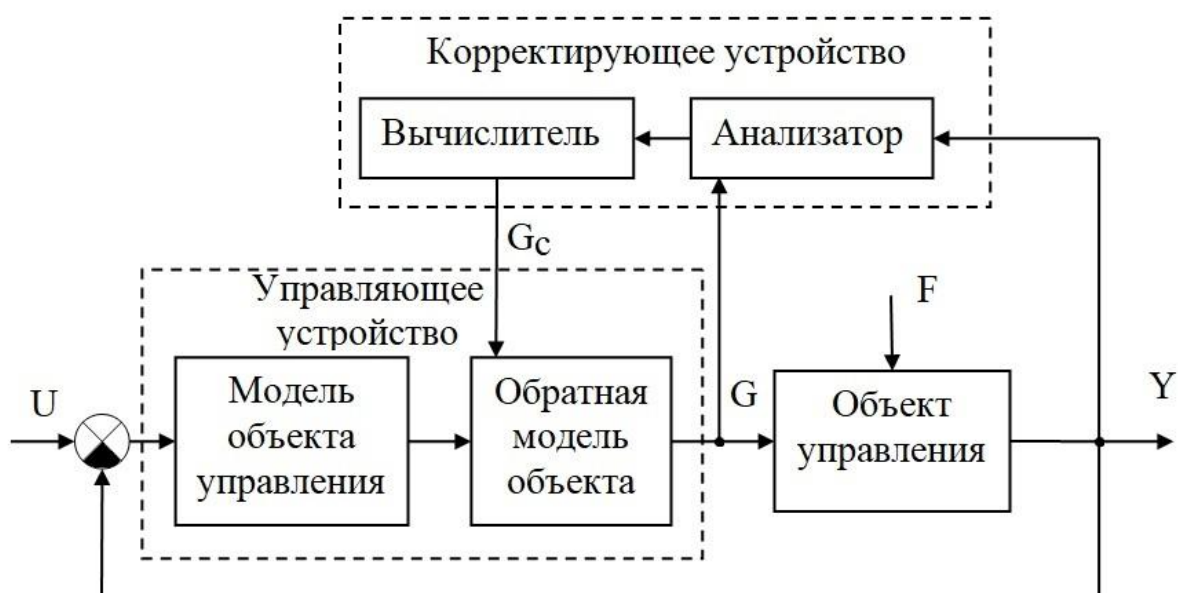
Однако, способ адаптации к изменяющимся внешним условиям, не всегда может быть эффективен. Например, при несогласованности динамических характеристик контура обратной связи и объекта управления могут возникать явления, при которых вместо стабилизации выходного значения объекта управления нарушается устойчивость системы [12,11,23,56].

Поэтому если в процессе функционирования изменяется не только входная величина, но и динамические свойства объекта управления, то требуется построение более сложной системы управления таким объектом, которая будет учитывать все эти изменения. В таком случае регулирование производится по вектору состояния объекта управления.

Ещё один из способов адаптивного управления заключается в использовании в составе регулятора эталонной модели управляемого объекта. В качестве эталонной модели необходимо выбирать структуры, способные производить полное достоверное отображение динамической системы, либо иметь возможность воспроизведения максимально широкого набора свойств этой системы.

На рисунке 3.4 представлена обобщенная структура системы адаптивного управления с последовательно включенной эталонной моделью, имеющей прямой и обратный вид [48].

При таком включении эталонная модель учитывает только изменения входного сигнала U и не учитывает помехи F . Для этого имеется адаптивный механизм в блоке регулятора, позволяющий корректировать параметры управляющего воздействия на основе сравнения выхода объекта управления и выхода модели. Отличие реального выходного сигнала Y от выходного сигнала G эталонной модели объекта является ошибкой управления для корректирующего устройства. Вычислитель воздействует на обратную модель, изменяя её параметры таким образом, чтобы выходной сигнал объекта был как можно ближе к выходному сигналу модели. Таким образом, реализуется главная цель управления без необходимости идентификации неизвестных параметров объекта. На практике формирование данных для реализации адаптивного механизма должно происходить главным образом на основе информации, получаемой с измерительных датчиков объекта управления или на основе вычисляемого вектора состояния.



U -входной сигнал, G -выходной сигнал обратной модели, Y -реальный выходной сигнал,
 F -внешние воздействия на объект управления (помехи).

Рисунок 3.4 – Обобщенная структура системы адаптивного управления

Приведенное техническое решение универсально по отношению к входному сигналу U . Объект управления не зависит от динамики его изменения – входной сигнал может изменяться во времени, а также быть нулевым. Реализация этой схемы требует предварительной идентификации объекта с целью определения его характерной или ожидаемой математической модели. Проектируется управляющее устройство, состоящее из неизменной прямой модели объекта управления и изменяемой обратной модели объекта. Основная идея состоит в том, что обратная модель объекта управления может изменяться под воздействием корректирующего сигнала G_c .

Так как объект управления представляет собой объект с тремя входами и одним выходом, обратная ему модель будет представлять собой объект с одним входом и тремя выходами. В таком случае множество его выходов будут составлять лишь одну из вероятных комбинаций, причём вне зависимости от метода моделирования. Чтобы получить одно конкретное выходное значение, необходимо фиксировать остальные – и так с каждым выходом. Получается итерационная задача, решение которой занимает достаточно длительное время и не дает никаких преимуществ. Таким образом, построение обратной модели для такого объекта не является целесообразным.

Предлагаемая структура адаптивной системы построена с использованием прямой модели объекта управления. Вместо корректировки обратной модели объекта необходим регулятор, который будет компенсировать рассогласование выхода модели G и управляющего воздействия U . За счёт этого будет формироваться входное воздействие на объект управления V . Второй регулятор будет компенсировать рассогласование выхода модели G и выхода объекта управления Y . На рисунке 3.5 представлена структура системы с эталонной моделью.

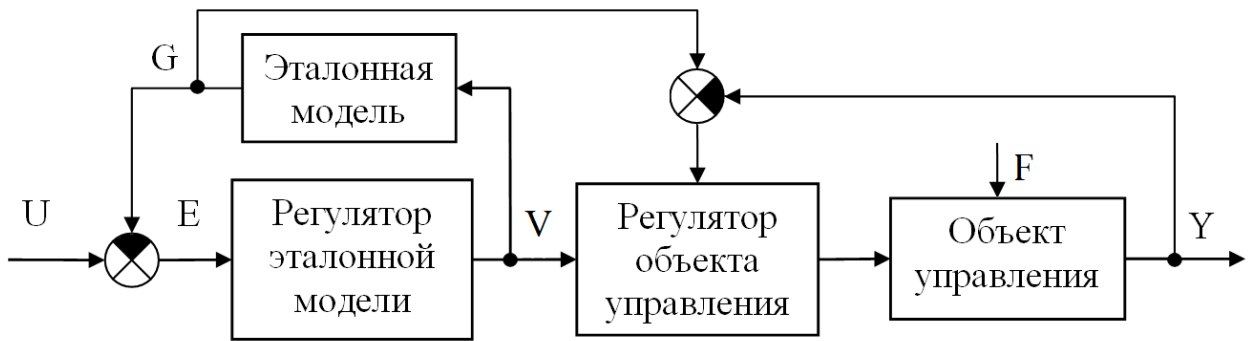


Рисунок 3.5 – Система управления с эталонной моделью для объекта без запаздывания

Для учёта транспортного запаздывания объекта управления необходимо производить корректировку объекта управления в момент времени, когда значение выхода объекта управления сформировалось под действием определенных входных воздействий. На рисунке 3.6 представлена система управления с учётом запаздывания объекта.

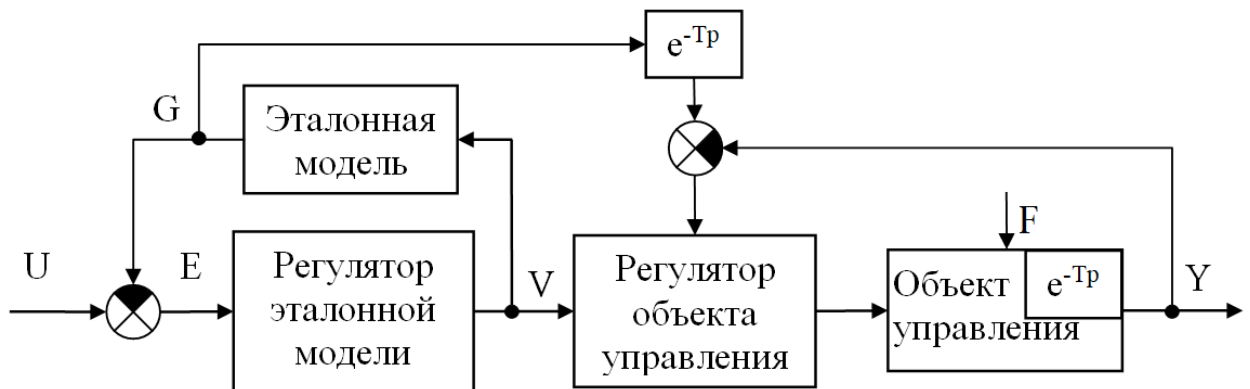


Рисунок 3.6 – Система управления для объекта с запаздыванием

Величина транспортного запаздывания у реального объекта может быть рассчитана по скорости течения жидкости в трубопроводе. Формула для расчета времени транспортного запаздывания:

$$T = \frac{V \cdot c}{F}, \quad (3.6)$$

где T – время отстаивания (мин), V – объем аппарата (м^3), c – коэффициент заполнения аппарата (характерная особенность емкости), F – расход жидкости на входе в аппарат ($\text{м}^3/\text{мин}$).

Приведённая на рисунке 3.6 структура позволяет нам рассматривать транспортное запаздывание объекта управления, обусловленное длительной доставкой реагента–деэмульгатора в отстойник и длительным временем отстаивания, как один из управляющих параметров, числовое значение которого легко рассчитывается.

В приведенной на рисунке 3.6 структуре системы управления помеха F , действующая на объект управления, является составной величиной, в которой есть как переменная, так и постоянная часть. Для учета постоянной части помехи введем третий контур адаптации, представляющий собой блок актуализации модели. Он предназначен для сбора данных и измерения значений параметров функционирования технологической установки. Структура системы управления представлена на рисунке 3.7.

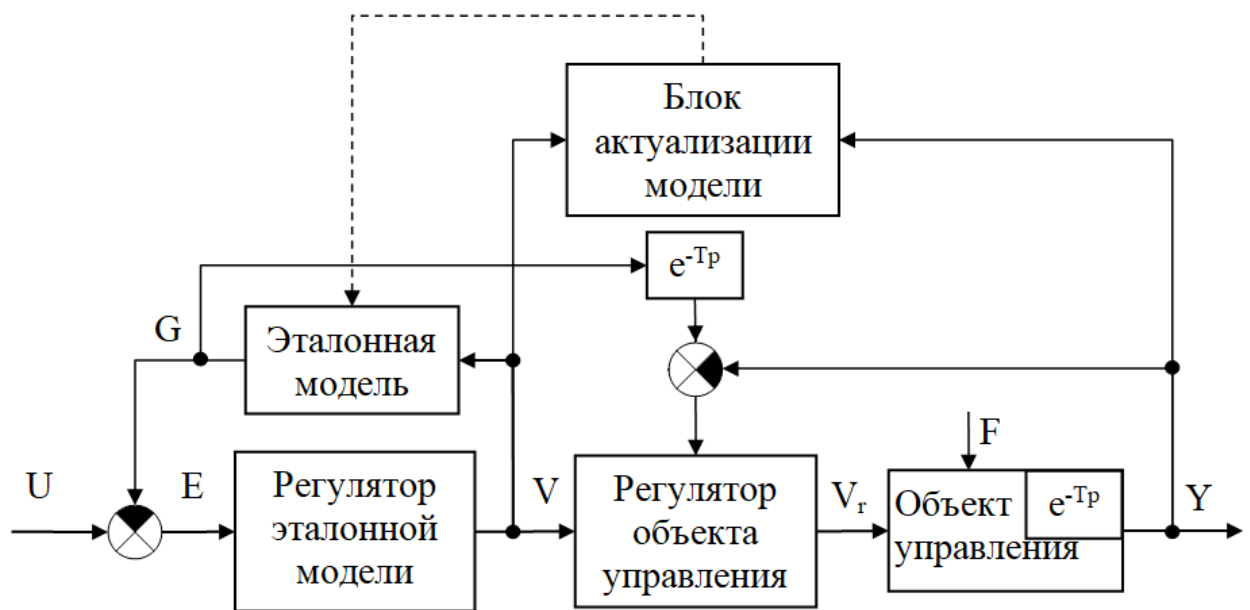


Рисунок 3.7 – Система адаптивного управления с тремя контурами адаптации

В итоге полученная система адаптивного управления с эталонной моделью имеет три контура адаптации, каждый из которых выполняет следующие функции:

1. В первом контуре по заданному значению U проводится адаптация управляющего воздействия V с учетом реакции эталонной модели.

2. Во втором контуре проводится адаптация расчетного управляющего воздействия к объекту управления с учетом действующих на него помех для достижения цели управления.

3. В третьем контуре адаптации проводится сбор информации о значениях управляющих воздействий и реакции объекта управления на них с целью дальнейшей периодической актуализации эталонной модели в первом контуре.

Для синтеза контуров адаптации подробно рассмотрены типы внешних воздействий, которые будут учитываться в этих контурах.

3.8 Контур адаптации

3.8.1 Первый контур адаптации

В первом контуре адаптации производится расчет управляющего воздействия на основе эталонной модели процесса для достижения цели управления – соответствия значения выхода системы заданному значению.

Структура контура представлена на рисунке.

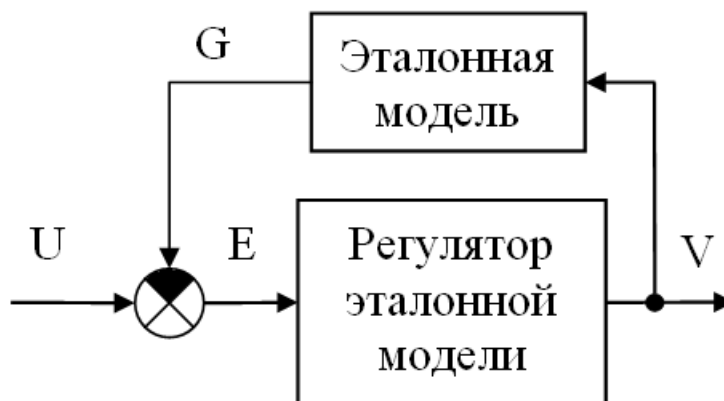


Рисунок 3.8 – Первый контур адаптации

В первом контуре решается стандартная задача одноконтурного регулирования с обратной связью. Целью управления является подбор такого значения вектора параметров V , при котором объект управления (его

эталонная модель) даёт на выходе значение G , равное U . Обеспечивается выполнение условия:

$$E = U - G \rightarrow 0 \quad (3.7)$$

Чтобы статическая ошибка системы была равна нулю, необходимо чтобы в регуляторе содержалась интегрирующее звено [32]. Поэтому искомым законом будет ПИ-закон регулирования.

Расчет параметров регулятора производится при настройке системы управления, так как необходимо учитывать нелинейность зависимостей выходной величины от входных воздействий у объекта управления.

Таким образом, первый контур адаптации позволяет исключить транспортное запаздывание объекта управления и регулировать подачу реагента–деэмульгатора и температуру сразу при получении значения обводненности нефти на входе на технологическую установку.

3.8.2 Второй контур адаптации

Во втором контуре адаптации производится корректировка управляющего воздействия под реакцию объекта управления с учетом влияния на него внешних возмущений. Структура контура адаптации представлена на рисунке 3.9.

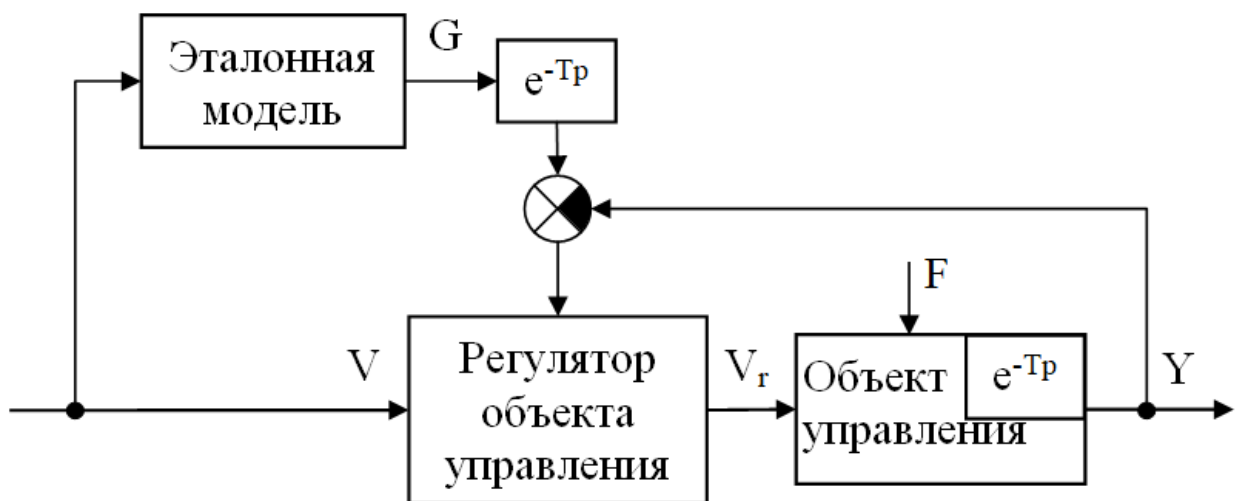


Рисунок 3.9 – Схема второго контура адаптации

Для синтеза контура адаптивного управления представим объект управления в общем виде [12]:

$$\dot{x} = f(x, u, z), \quad (3.8)$$

где x – многомерный вектор состояний объекта; \dot{x} – производная по времени вектора состояний; u – сигналы управления, z – вектор неизвестных параметров. Структура объекта представлена на рисунке 3.10.

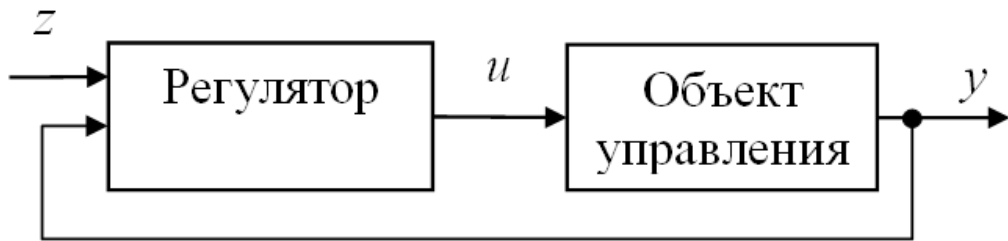


Рисунок 3.10 – Общая структура объекта управления

Цель управления состоит в слежении за эталонным состоянием x_M объекта, то есть в обеспечении условия:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \varepsilon(t) = 0, \quad (3.9)$$

где $\varepsilon(t) = x - x_M$ – функция ошибки слежения.

Если предположить, что параметры z являются известными, получается уравнение управляющего сигнала:

$$u = U(x, x_M, z) \quad (3.10)$$

На основе этого уравнения и известных параметров с помощью методов современной теории автоматического управления синтезируется неадаптивный регулятор.

Для синтеза адаптивного регулятора необходимо заменить в выражении (3.10) неизвестные параметры z на настраиваемые параметры \hat{z} . Таким образом, получены выражения для адаптивного регулятора:

$$u = U(x, x_M, \hat{z}), \quad (3.11)$$

$$\dot{\xi} = \Theta(x, \varepsilon), \quad (3.12)$$

где $\Theta(x, \varepsilon)$ – функция алгоритма адаптации, которую необходимо определить в процессе построения адаптивного регулятора.

Для упрощения структуры алгоритма адаптации необходимо при его построении опираться на базовые (канонические) структуры, применяемые для управления параметрически неопределенными объектами. Основой для синтеза структуры алгоритма адаптации является определение канонической модели ошибки одного из следующих видов:

- вид 1 – статическая модель ошибки;
- вид 2 – динамическая модель ошибки с измеряемым вектором состояния;
- вид 3 – динамическая модель ошибки с измеряемым выходным вектором.

Статическая модель ошибки описывается уравнением:

$$\varepsilon = \omega^T \tilde{z}, \quad (3.13)$$

где $\tilde{z} = z - \hat{z}$ – ошибка неизвестных z и настраиваемых \hat{z} параметров объекта; $\omega(t)$ – вектор функций времени (регрессор).

Задача синтеза регулятора статической ошибки состоит в выборе параметров настройки \hat{z} , чтобы все сигналы в замкнутой системе были ограниченными, и выполнялось условие:

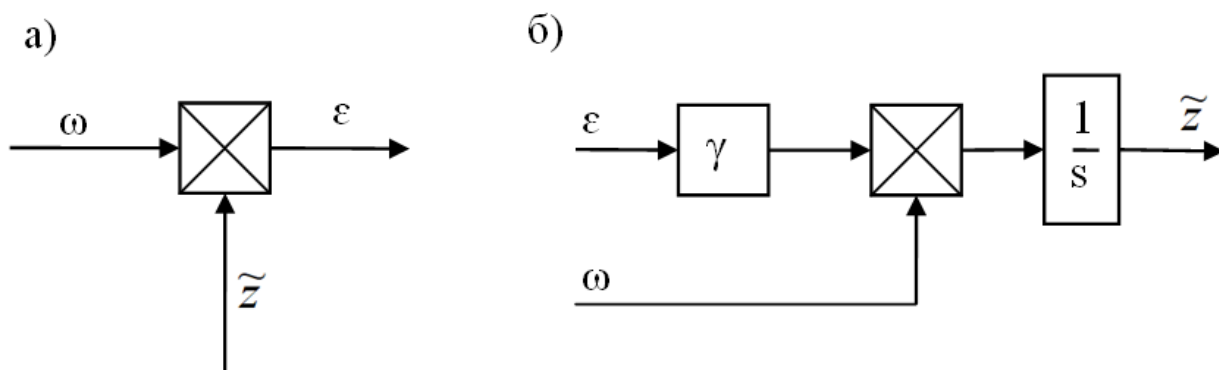
$$\lim_{t \rightarrow \infty} \varepsilon(t) = 0 \quad (3.14)$$

Стандартный алгоритм адаптации для компенсации статической ошибки имеет вид:

$$\dot{\xi} = \gamma \omega \varepsilon, \quad (3.15)$$

где $\gamma > 0$ – коэффициент адаптации.

Модель ошибки и алгоритм адаптации модели к ней представлены на рисунке 3.11.



а) статическая модель ошибки; б) алгоритм адаптации.

Рисунок 3.11 – Структуры модели ошибки и алгоритма адаптации

В адаптивной системы управления процессом термохимического обезвоживания нефти модель ошибки будет иметь статический вид в установившемся режиме при управлении по выходной переменной. Такая модель называется регрессионной [12]. Основной вклад в рассогласование выходного сигнала вносит конструкция аппарата. Далее синтезируем блок адаптивного регулятора для компенсации статической ошибки.

Для реализации алгоритма адаптации построен регулятор объекта управления, который представляет собой блок, в котором параметр настройки \hat{z} представлен передаточной функцией регулятора $W_{рег}$ изменяющимся в соответствии со значением ε – погрешности, при которой необходимо производить корректировку управляющих воздействий.

Проинтегрируем выражение и представим \hat{z} как передаточную функцию регулятора $W_{рег}$, представив в пространстве отображений. В таком случае передаточная функция регулятора примет вид:

$$W_{рег} = \gamma \frac{1}{s} \quad (3.16)$$

Таким образом, регулятор объекта управления для адаптации к статической ошибке реализует интегральный закон регулирования с подобранным коэффициентом γ .

В регуляторе объекта управления, указанном на рисунке 3.9 производится сравнение параметров Y и G . В случае, когда верно неравенство:

$$\left| Y - G \cdot e^{-Tp} \right| \leq \varepsilon, \quad (3.17)$$

изменение параметров регулятора не производится.

В случае, когда неравенство принимает вид:

$$Y - G \cdot e^{-Tp} > \varepsilon, \quad (3.18)$$

регулятор начинает уменьшать значение $W_{рег}$.

В случае, когда неравенство принимает вид:

$$Y - G \cdot e^{-Tp} < -\varepsilon, \quad (3.19)$$

регулятор увеличивает значение $W_{рег}$.

Так как при изменении входной обводненности подача реагента-деэмульгатора может изменяться в некотором диапазоне (от 10 до 50 г/т), регулятор должен сохранять свои адаптивные функции даже при большом изменении входного параметра.

Из-за большой инерционности процесса и влияния помех F коэффициент $W_{рег}$ должен быть устойчив к случайным воздействиям и выполнять функции приведения значения Y к значению G в соответствующий момент времени.

Второй контур адаптации «Объект управления – Регулятор объекта управления» позволяет отработать ошибку расчета величины входного воздействия V и учесть влияние помех F .

Таким образом, регулятор объекта управления производит сравнение прогнозной выходной величины эталонной модели G и реальной выходной величины объекта управления Y в момент времени, при которых на объект подавались те же самые значения управляющих воздействий, которые перед этим подавались на вход эталонной модели.

3.8.3 Третий контур адаптации

Третий контур адаптации выполняет функцию сбора рабочих значений управляющих параметров и выходного значения объекта управления по следующему отношению:

$$E = f(Q, t, T) \quad (3.20)$$

После накопления достаточного количества данных для формирования новой эталонной модели, полученные данные используются для обучения нейросетевой модели. В таком случае не требуется исходная таблица экспериментальных данных лабораторных исследований.

Одной из возможностей, которые предоставляет третий контур адаптации, является способность адаптировать любую модель объекта управления, под технологический процесс. Таким образом, обеспечивается инвариантность к выбранной технологии обезвоживания, а также независимость от типа и качества реализации изначально заложенной в систему эталонной модели.

Практическая реализация такой функции заключается в хранении данных в цифровом виде на специальном устройстве. В условиях промышленной АСУТП это производится с помощью SCADA-системы и сервера архивных данных.

3.8.4 Общая структура системы

Общая структура системы управления с учетом передаточных функций блоков, составляющих технологическую установку, а также с учетом всех трех контуров адаптации представлена на рисунке 3.13.

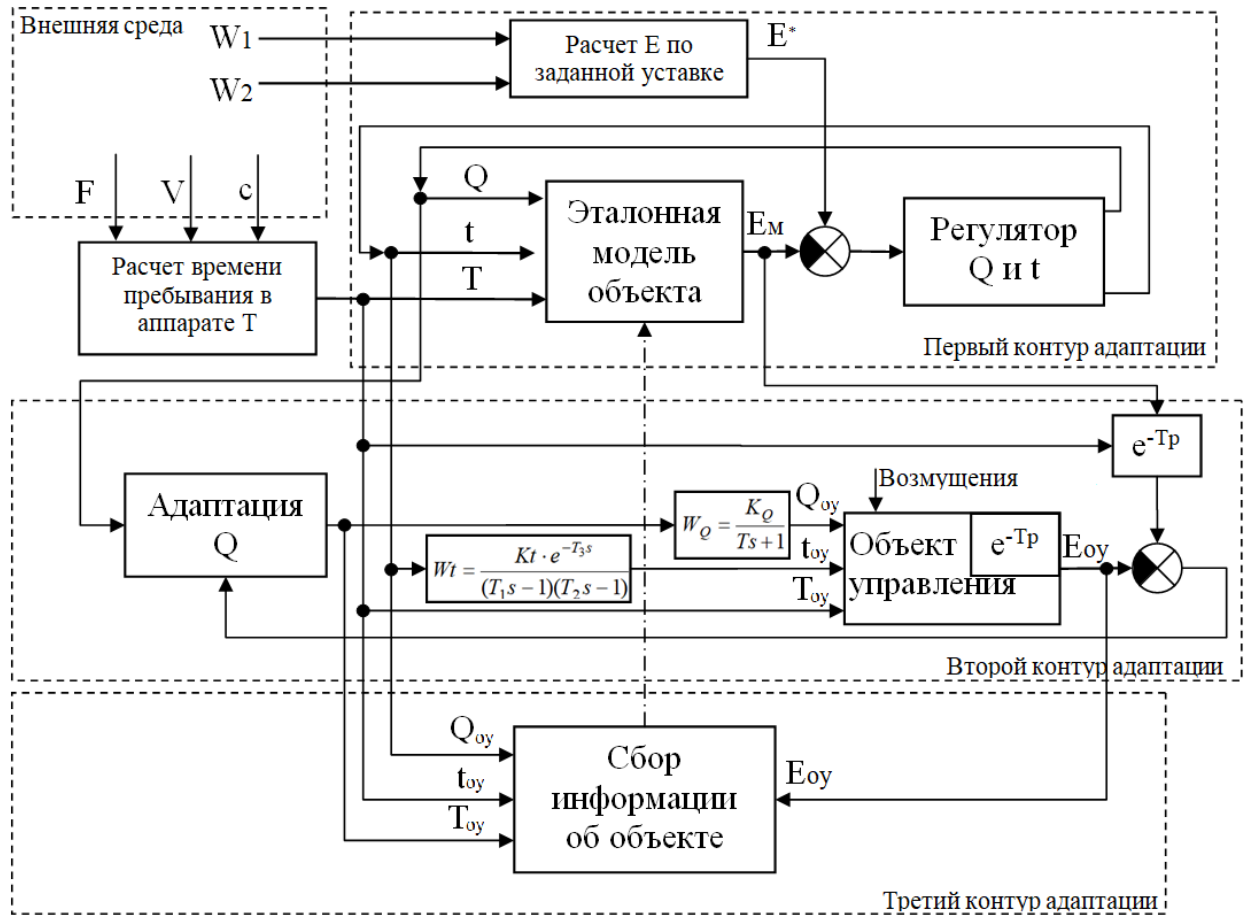


Рисунок 3.12 – Система адаптивного управления

Преимущества такой системы заключаются в следующем:

- «быстрый» первый контур адаптации «Эталонная модель – Регулятор эталонной модели» позволяет по заданному входному воздействию U подобрать управляющие воздействия на объект управления V . В рамках величины транспортного запаздывания объекта управления длительностью расчёта значения V , то есть длительность переходного процесса на эталонной модели, является пренебрежимо малой.
- «медленный» второй контур адаптации «Эталонная модель – Объект управления» позволяет адаптировать входное воздействие под реальный объект управления с учетом его характерных особенностей.
- «периодический» третий контур управления позволяет актуализировать эталонную модель на основе реальных значений управляющих воздействий и выходной величины объекта управления.

3.9 Моделирование адаптивной системы управления процессом термохимического обезвоживания нефтяной эмульсии

Многомерный многосвязный нелинейный характер объекта управления не позволяет аналитически рассчитать параметры его функционирования, поэтому как единственный возможный способ такого описания используется имитационное моделирование

Для моделирования системы управления была построена модель в программном комплексе MATLAB. С помощью программного пакета Simulink имеется возможность моделировать любые непрерывные и дискретные процессы с широкими возможностями настройки параметров функционирования модели (рис. 3.14).

При создании модели были использованы следующие элементы:

- Source – источник сигнала для задания значения входного воздействия.
- Transfer Function – передаточная функция линейного динамического объекта, заданная в пространстве состояний.
- User-defined function – свободно описываемая функция для описания преобразований входных сигналов в выходной.
- Neural Network – блок, содержащий в себе модель предварительно обученной нейронной сети с определённой структурой, синаптическими весами и смещениями.
- Saturation – для задания ограничений на минимальное и максимальное значение сигнала.
- Transport Delay – блок задержки входного сигнала на предварительно заданное число шагов моделирования.
- дополнительные блоки для сложения, вычитания, интегрирования и мультиплексирования сигнала.

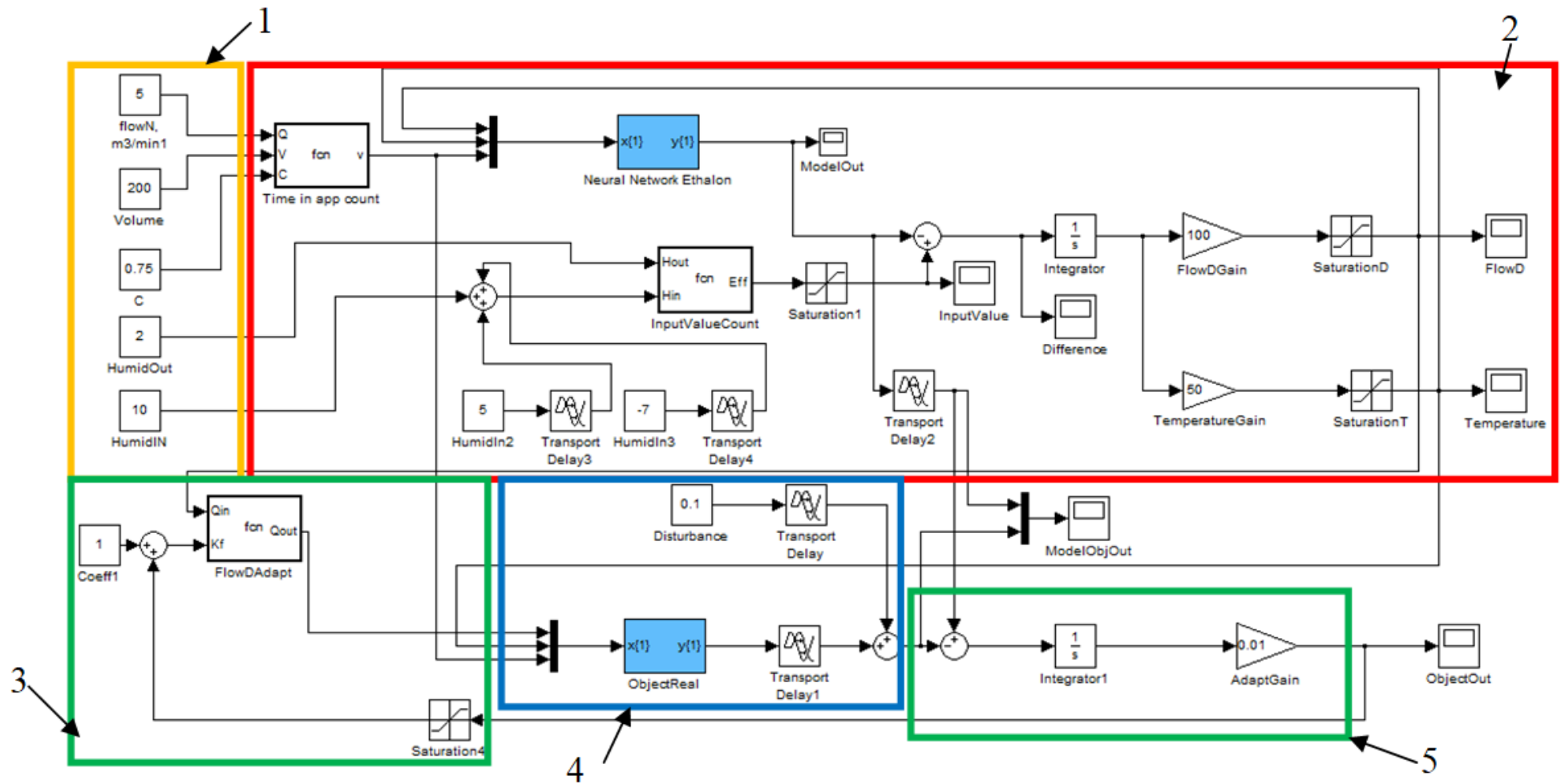


Рисунок 3.13 – Simulink-модель системы управления процессом термохимического обезвоживания нефтяной эмульсии

Параметры «flowN» - скорость входного потока нефти, «HumidIn» - входная обводнённость нефти поступают с измерительных преобразователей на входе в аппарат.

Блок 1 отвечает за ввод входных параметров процесса с датчиков КИП, а также ручной ввод параметров.

В блоке 3 выполняется адаптация (корректировка) управляющего параметров. Входное управляющее воздействие (расход деэмульгатора) принимается от блока расчёта 2 и передаётся на блок 4 объекта управления. По команде блока 5 входное управляющее воздействие может быть увеличено или уменьшено в процессе адаптации.

В блоке 4 находится модель объекта управления – блок термохимического обезвоживания. Модель объекта представляет собой нейронную сеть, аналогичную модели процесса, с транспортным запаздыванием выходного воздействия и различными переменными и постоянными возмущениями.

В блоке 5 производится расчёт параметров адаптации и реализуется функция (3.16). Для этого выходное значение модели объекта из блока 4 сравнивается с выходным значением модели процесса из блока 2. Для устранения разницы между выходными значениями двух моделей на механизм адаптации подаётся команда об увеличении, либо об уменьшении входного воздействия (расхода деэмульгатора).

Эталонная модель процесса включена параллельно объекту управления и корректирует управляющие воздействия – расход деэмульгатора и температуру нагрева эмульсии. Регулятор производит выбор значений управляющих параметров, основываясь на реакции нейронной сети, как эталонной модели объекта, на входные воздействия (изменение свойств и состава сырья).

Механизм адаптации производит подстройку управляющих параметров в блоке «FlowDAdapt» с учётом реакции эталонной модели объекта и модели

реального объекта на входные параметры, а также на основе прямых и косвенных измерений необходимых переменных с использованием датчиков или вычислительных блоков.

Такая структура системы управления позволяет использовать эталонную модель без ограничения сложности её реализации.

Входные параметры:

- обводненность на входе (W_1), % об.;
- требуемая обводнённость на выходе (W_2), % об.;
- скорость потока жидкости (F), м³/мин;
- объем аппарата (V), м³;
- коэффициент заполнения аппарата (c);

Параметр *«Коэффициент заполнения аппарата»* определяется из технического паспорта. Для горизонтальных цилиндрических отстойников это зависит от точек установки вводов и выводов жидкости. Для трёхфазного сепаратора с нефтесборником учитывается высота перегородки и объём нефтесборника. Обычно коэффициент заполнения аппарата равен 0.75.

Параметры F , V , c необходимы для расчёта времени T пребывания жидкости в аппарате, значение которого подаётся на вход эталонной модели.

Блок «Эталонная модель» представляет собой нейронную сеть, на вход которой подаётся матрица значений Q , t , T размером [3x1].

В блоке 2 производится расчёт необходимого управляющего воздействия на основе нейросетевой модели объекта. Управляющие параметры затем поступают на блок 4 объекта управления через блок адаптации 3.

Блок адаптации производит корректировку управляющего воздействия по формуле (3.16).

3.10 Алгоритм управления

Алгоритм работы системы управления представлен на рисунке 3.15.

Как видно из алгоритма, в процессе работы корректировка управляющего воздействия производится во втором контуре адаптации при условии, что выходная величина не соответствует уставке, а корректировка в первом контуре адаптации производится при изменении величины обводнённости на входе. В то же время, проверка уставки выходной обводнённости производится со смещением по времени на величину времени запаздывания (времени пребывания жидкости) в аппарате.



Рисунок 3.14 – Алгоритм работы систему управления

3.11 Исследование динамики процесса

Для динамического исследования процесса термохимического обезвоживания нефтяной эмульсии и установления характера взаимного влияния параметров используется разработанная имитационная модель в пакете Simulink программного комплекса MATLAB. В качестве модели объекта управления была использована разработанная эталонная модель в виде нейронной сети.

Для сравнения динамических свойств разработанной адаптивной системы со свойствами неадаптивных систем были рассмотрены система управления на основе ПИ-регулятора и система управления с предиктором Смита [66].

Структурная схема системы с ПИ-регулятором представлена на рисунке 3.16.

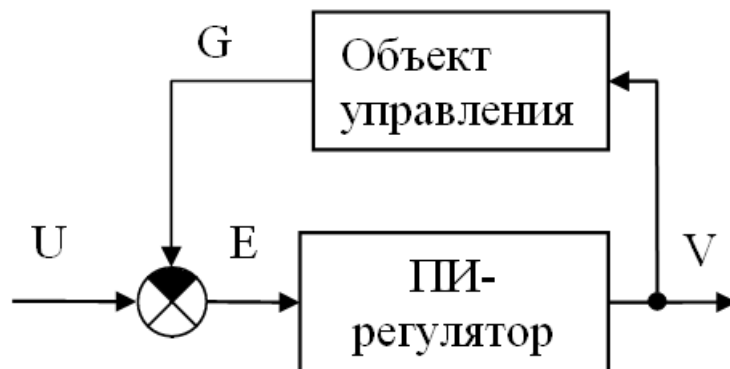
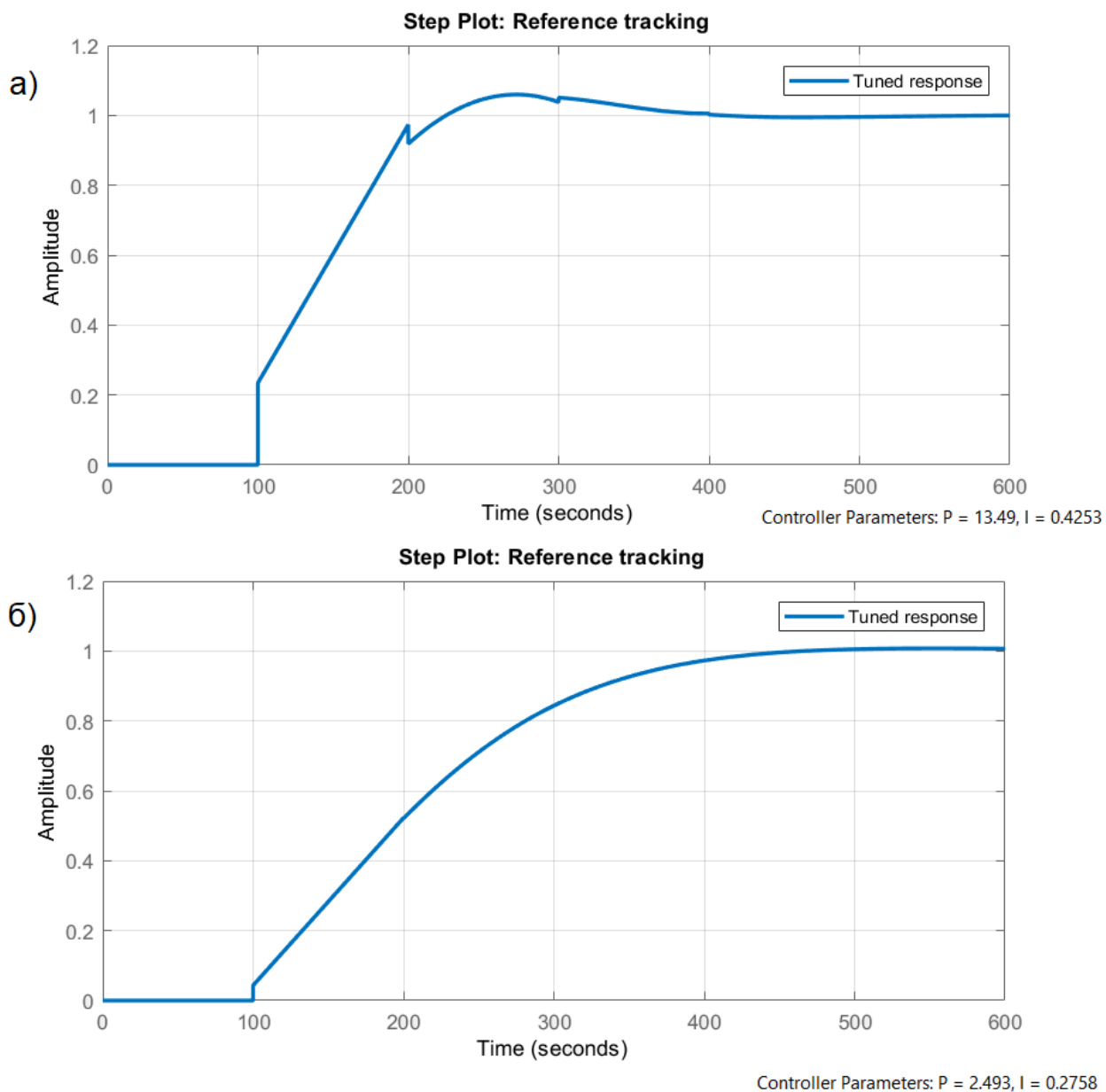


Рисунок 3.15 – Схема управления с помощью ПИ-регулятора

Расчет параметров настройки регулятора производится с помощью стандартного инструмента Tune блока PID Controller до достижения объектом переходного процесса без перерегулирования. Переходный процесс системы и параметры с автоматическими и с ручными настройками ПИ-регулятора в пакете Simulink приведены на рисунке 3.17.



а) автоматические настройки ПИ-регулятора; б) ручная настройка без перерегулирования.

Рисунок 3.16 – Настройки ПИ-регулятора

Предиктор Смита используется для того, чтобы запаздывание не оказывало влияние на качество переходных процессов [11]. Структурная схема системы с предиктором Смита представлена на рисунке 3.18.

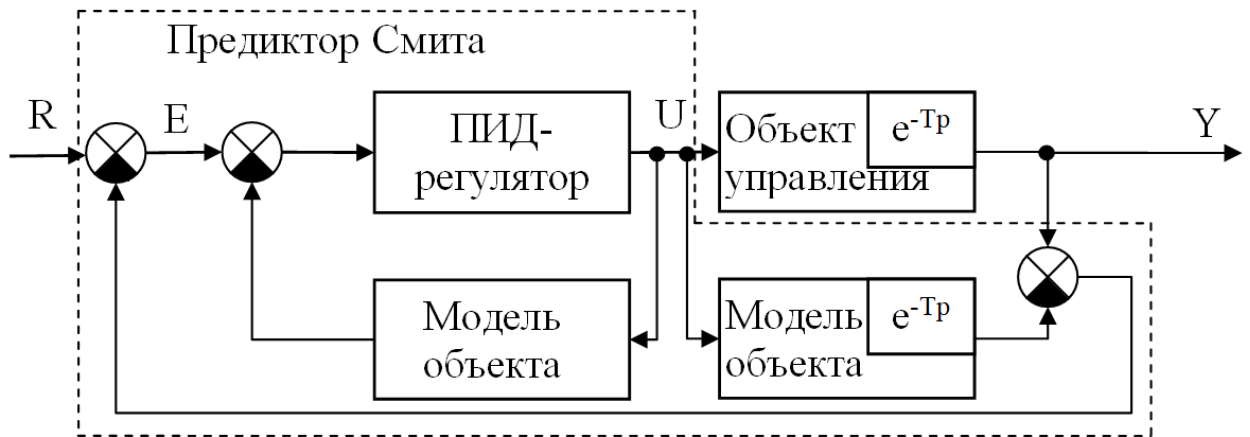


Рисунок 3.17 – Схема управления с помощью предиктора Смита

Окно настройки предиктора Смита в пакете Simulink представлено на рисунке 3.19.

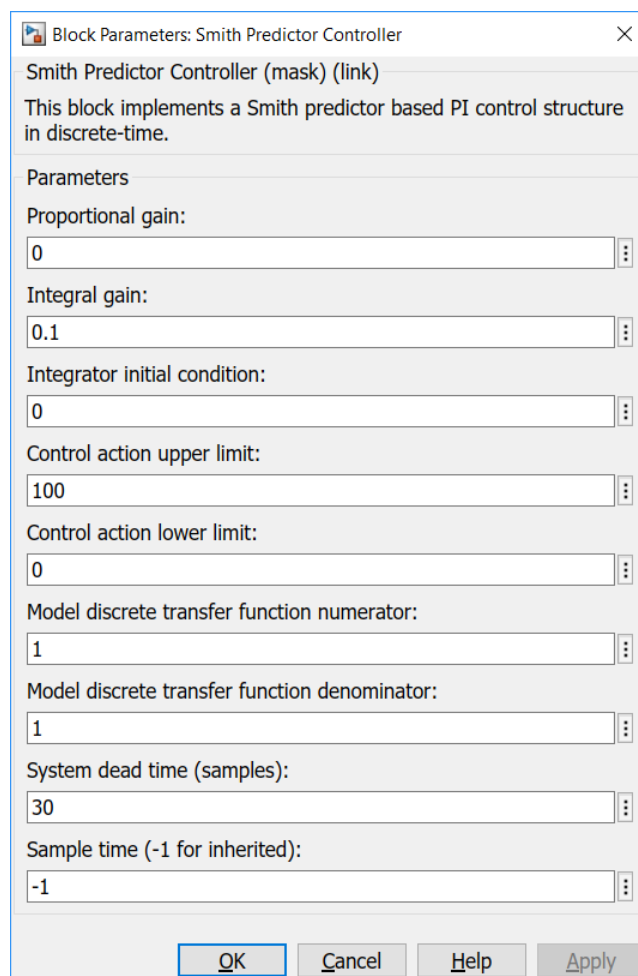


Рисунок 3.18 – Окно настройки параметров предиктора Смита

Результаты расчетов ошибок управления, расхода деэмульгатора и накопленного превышения целевого значения (уставки) представлены в таблице 3.1.

Адаптивная система показала более высокое качество управления в сравнении с ПИ-регулированием и предиктором Смита. Управление с предсказанием эффективнее реализуется адаптивной системой с эталонной моделью, так как накопленная ошибка управления у такой системы самая низкая. Также результатом применения адаптивной системы стало снижение расхода деэмульгатора.

Проблемы, возникающие из-за скачкообразных изменений входной обводнённости при необходимости поддержания заданной уставки выходного параметра, решаются снижением уставки. При ПИ-регулировании для компенсации скачкообразных возмущений уставка снижалась на 0.5%. В случае предиктора Смита уставка снижалась на 0.3%. При управлении адаптивной системой уставку достаточно снизить на 0.1% для поддержания одинаковой с предыдущими способами точность управления.

Таблица 3.1 – Сравнение различных способов управления

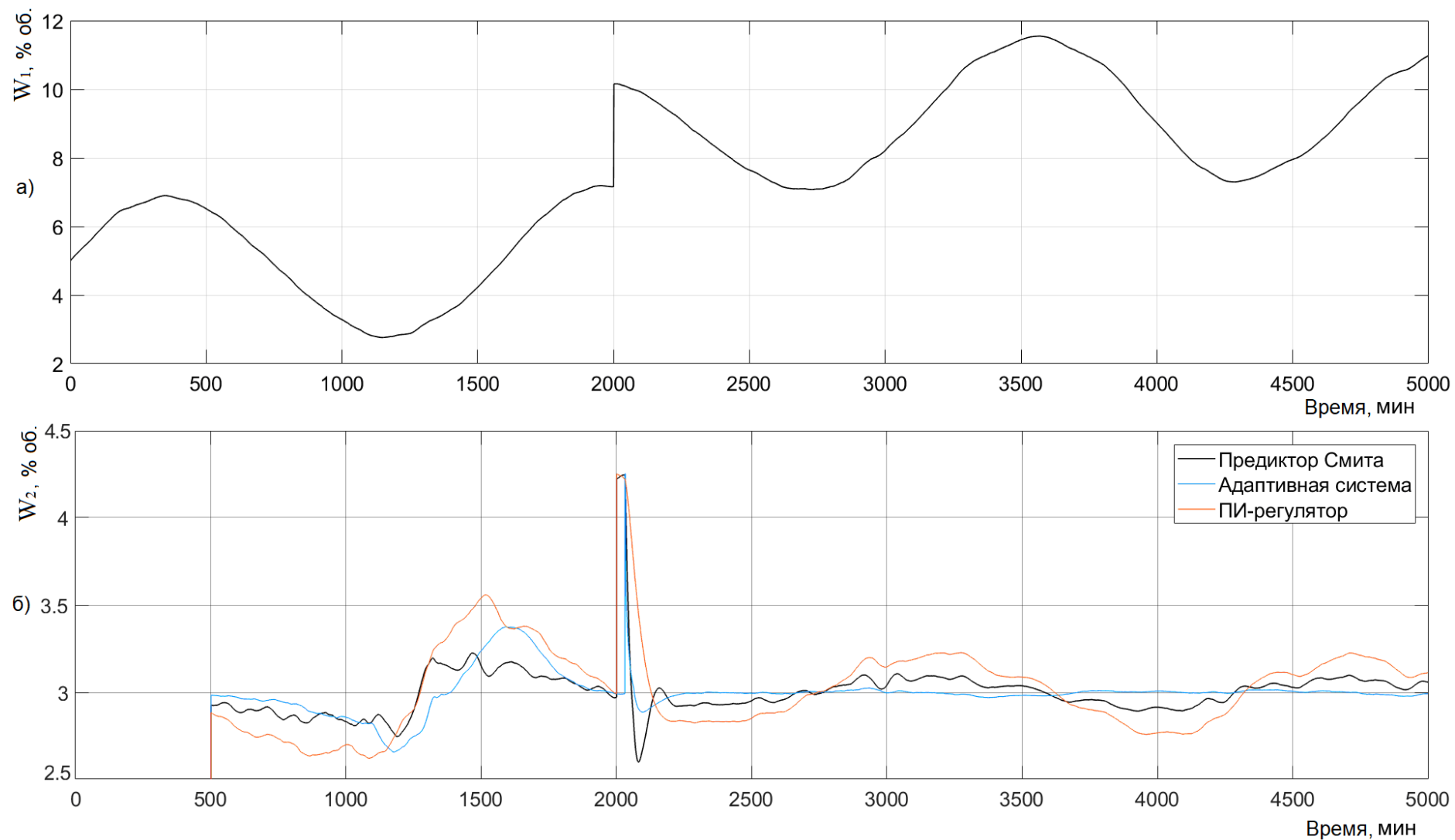
Вид управления	Накопленная ошибка управления	Накопленное превышение уставки 3%	Расход деэмульгатора, г
Режим поддержания уставки 3%		не ограничено	
ПИ-регулятор с уставкой 3%	9.5-10.3	830-902	609557-612637
Предиктор с уставкой 3%	2.64-3.48	353-371	613054-615309
Адаптивная система с уставкой 3%	0.06-0.08	78.68-82.10	540341-551670
Режим поддержания уставки 3%		~30	
ПИ-регулятор с уставкой 2.5%	6.7-7.1	29.37-30.11	665653-671932
Предиктор с уставкой 2.7%	1.77-1.82	30.68-31.23	644866-647710
Адаптивная система с уставкой 2.9%	0.058-0.104	30.11-30.89	549444-553822

При задании более строгой уставки расход деэмульгатора увеличивается, при этом наименьший расход деэмульгатора показывает адаптивная система по сравнению с ПИ-регулированием на 20%, а по сравнению с предиктором Смита на 15%.

Для исследования было проведено моделирование реального процесса термохимического обезвоживания нефтяной эмульсии. Длительность моделирования 10 000 минут. Смоделированы условия постоянно меняющейся обводненности входной эмульсии (параметр U) от 6 до 18%. График изменения представлен на рисунке.

С использованием эталонной модели как модели процесса проведены эксперименты для определения реакции объекта управления W_2 на различные типовые варианты входного воздействия W_1 . Результаты моделирования представлены на рисунке 3.20.

Из графика видно, что периодические (синусоидальные) изменения обводненности система управления сглаживает и поддерживает выходное значение около уставки 3%. Резкое скачкообразное изменение обводненности на входе в аппарат вызывает также скачки обводненности на выходе.



а) изменения входной обводненности; б) изменения выходной обводненности.

Рисунок 3.19 – График значения выходной обводненности

3.12 Выводы по главе

Рассмотрена структура и состав технологической установки термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий. Описаны отдельные элементы как объекты управления. Указано, что некоторые элементы – это звенья с запаздыванием, которое оказывает существенное влияние на процесс обезвоживания.

Предложена структура системы управления технологическим процессом термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий с эталонной моделью и тремя контурами адаптации, выполняющими следующие функции:

- в первом контуре по целевому значению выхода объекта управления подбираются управляющие параметры на основе реакции эталонной модели процесса;

- во втором контуре происходит адаптация к реальному объекту управления с учетом помех;

- в третьем контуре производится сбор значений параметров при функционировании системы с целью дальнейшей актуализации эталонной модели.

Адаптивная система обеспечивает управление качественной характеристикой процесса, представляющей собой остаточное содержание воды в нефти, а также контроль входных параметров процесса, таких как:

- обводнённость жидкости на входе в аппарат обезвоживания;
- температура нагрева нефти;
- расход реагента-деэмульгатора.

Система учитывает транспортное запаздывание процесса отстаивания водонефтяной эмульсии и обеспечивает необходимое качество управления, следуя расчётным значениям модели процесса обезвоживания.

4 ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ

4.1 Технологический комплекс обезвоживания нефти

4.1.1 Общая структура

Предлагаемая принципиальная технологическая схема установки показана на рисунке 4.1.

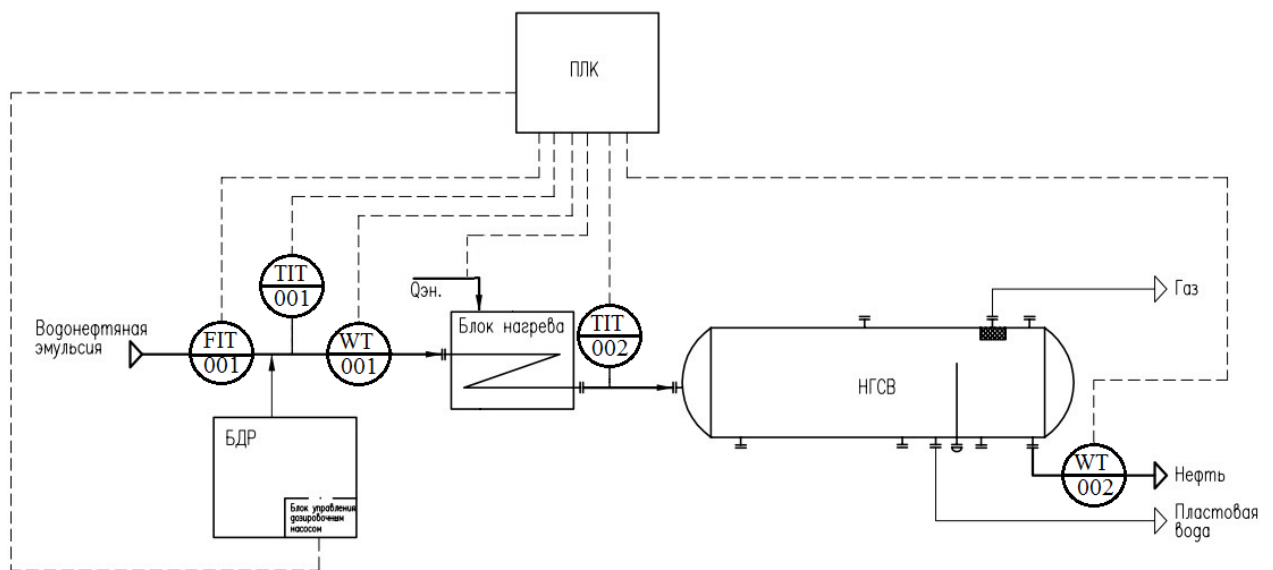


Рисунок 4.1 – Схема установки обезвоживания

На представленной схеме имеются обозначения:

FIT001 – входной расходомер.

TIT001 – датчик температуры до нагревателя.

TIT002 – датчик температуры после нагревателя.

WT001, WT002 – поточные влагомер нефти.

ПЛК – программируемый логический контроллер.

БДР – блок дозирования реагента

НГСВ – сепаратор нефтегазовый со сбросом воды.

Варианты технической реализации блоков могут различаться, что обеспечено инвариантностью системы управления к технологии

обезвоживания. Основные требования к блокам представлены в таблицах 4.1–4.3.

Технические характеристики аппарата представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Технические характеристики НГСВ

Параметр	Значение
Объём аппарата, м ³	80-200
Рабочее давление, МПа	0.6-3.0
Производительность нефти, м ³ ,сут.	1500-6000
Содержание воды на входе, % об., не более	60

Установка датчиков давления, уровня, межфазного уровня производится согласно техническим требованиям к аппарату и не препятствует работе системы управления.

Технические характеристики нагревателя представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Технические характеристики блока нагрева

Параметр	Значение
Температура нагрева, °С, не более	150
Тепловая мощность, кВт	1000-2000
Наличие локальной системы управления	Прием управляющих сигналов регулирования мощности и/или температуры нагрева; выдача диагностической информации

Технические характеристики блока дозирования реагента представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Технические характеристики блока дозирования реагента

Параметр	Значение
Объём емкости хранения реагента, м ³	0.4-10
Количество дозирующих насосов	2 (1 рабочий, 1 резервный)
Наличие локальной системы управления	Прием управляющих сигналов регулирования расхода реагента; выдача диагностической информации

В состав адаптивной системы также включены:

- элементы автоматики для непосредственного управления процессом: датчики, контроллеры, исполнительные устройства;
- система отображения информации и операторского управления (операторская панель);
- средства обработки и хранения информации о ходе процесса (SCADA-система с сервером архивов).

Элементы адаптивной системы связаны между собой промышленными интерфейсами, по которым передаются информационные потоки. Иерархическое строение системы показано на рисунке 4.2.

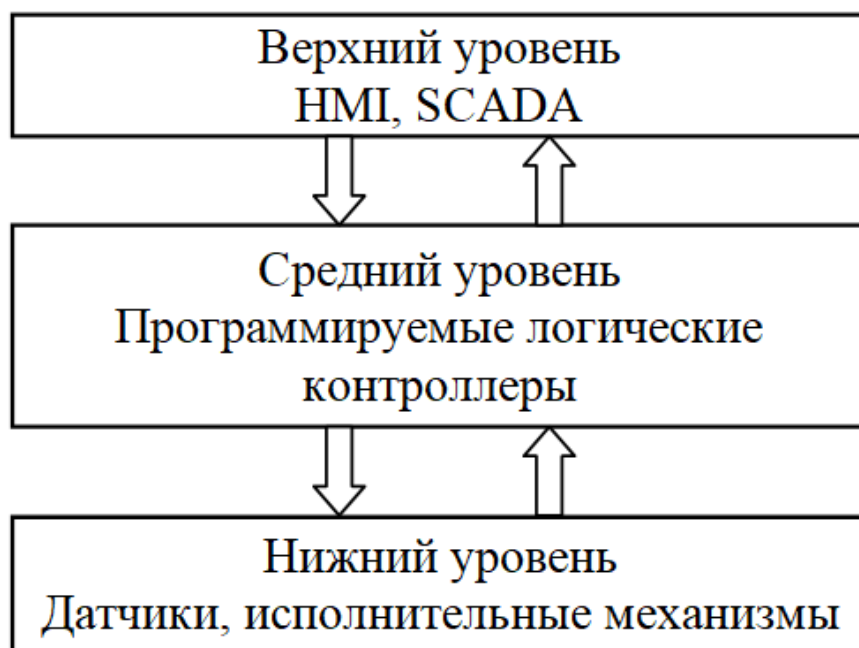


Рисунок 4.2 – Иерархия уровней АСУТП

Система управления должна удовлетворять требованиям:

- модульность.
- стандартность.
- открытость.
- отказоустойчивость.

4.2 Техническое обеспечение

4.2.1 Общие требования

Все средства измерений, представляющие собой контрольно-измерительные приборы и автоматику (КИПиА) должны иметь действующие свидетельства (сертификаты) об утверждении типа, описание типа к нему, внесены в Федеральный информационный фонд Средств измерений РФ и допущены к применению в Российской Федерации в установленном порядке. В общем случае все КИПиА должны быть электронными, со встроенными преобразователями сигнала в унифицированный (без вторичной аппаратуры), с питанием и заземлением от Системы, к которой они подсоединены. Следует использовать КИПиА и принадлежности к ним, характеризующиеся высочайшей надежностью, технической готовностью и простотой обслуживания в местных условиях. КИПиА должны обеспечивать работоспособность в указанном температурной диапазоне, либо должны быть обеспечены соответствующим обогревом.

Многообразие типов различных КИПиА, подлежащих установке на различных площадках, должно быть сокращено до возможного минимума, что сократит количество запасных частей и упростит техобслуживание.

4.2.2 Требования к датчикам

Требования к КИПиА представлены в таблицах 4.4–4.6.

Таблица 4.4 – Требования к датчикам температуры

Характеристика	Значение
Минимальная измеряемая температура, °С	-50
Максимальная измеряемая температура, °С	300
Рабочее давление, МПа	0.6-3.0

Требования к расходомерам представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Требования к расходомерам

Характеристика	Значение
Максимальный измеряемый расход, м ³ /час	300
Рабочее давление, МПа	0.6-3.0

Требования к поточным влагомерам представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Требования к поточным влагомерам

Характеристика	Значение
Диапазон измеряемых значений обводненности, % об.	0 – 60
Рабочее давление, МПа	0.6-3.0

4.2.3 Требования к ПЛК

Программируемый логический контроллер должен соответствовать следующим требованиям:

- поддержка всех языков программирования МЭК 61131-3, а также языка С;
- возможность реализации не менее 4 встроенных портов Ethernet;
- поддержка интерфейса RS-485;
- операционная система реального времени;
- расширенный температурный диапазон -25...+60°С или соответствие требованиям температурных диапазонов района применения системы управления (в сторону ужесточения требований);
- оперативная память не менее 128 МБ.

Установку ПЛК необходимо производить в составе шкафа автоматизации, в котором поддерживаются требуемые климатические условия.

4.2.4 Требования к операторской панели управления

Для отображения информации о технологическом процессе на местном уровне используются местные панели оператора или НМІ-панели (Human-

machine interface). Для обеспечения возможности ввода уставок и ручной настройки системы по месту необходимо установить цветную операторскую панель с сенсорным экраном.

Требования к характеристикам панели управления указаны в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Требования к операторской панели

Характеристика	Значение
Тип сенсорного экрана	емкостной
Диагональ экрана, дюймов, не менее	10
Внутренняя память не менее, МБ	32

Панель должна поддерживать обмен информацией с контроллером по цифровым протоколам:

1. Интерфейс RS-485 протокол Modbus RTU, Modbus ASCII.
2. Интерфейс Ethernet протокол Modbus TCP, TCP/IP.

4.2.5 Требования к БДР по управляемости с верхнего уровня.

БДР должен быть оснащён локальной системой управления с возможностью подключения по цифровым протоколам передачи информации:

1. Интерфейс RS-485 протокол Modbus RTU, Modbus ASCII.
2. Интерфейс Ethernet протокол Modbus TCP, TCP/IP.

ЛСУ БДР должна принимать управляющие сигналы, в том числе изменение уставок, дистанционно по цифровым протоколам. Для этого в карте адресов должны быть указаны параметры расхода реагента–деэмульгатора с возможностью их записи.

ЛСУ БДР должна реализовывать плавное управление режимом работы насоса подачи деэмульгатора для регулирования расхода с высокой точностью.

4.3 Экономическая эффективность

В процессе подготовки нефти обеспечивается соответствие качественных показателей продукта государственным требованиям и стандартам, в результате чего при сдаче нефти другой организации стоимость рассчитывается по определённым нормативам. В результате технологическая выручка определяется исходя из рыночной цены на нефть и группы качества, которой она соответствует. Стоимость нефти рассчитывается по формуле:

$$C = k_{gp} \cdot Q_n \cdot C_n, \quad (4.1)$$

где C_n – цена нефти на рынке; Q_n – количество нефти, сданное за некоторый промежуток времени; k_{gp} – показатель группы качества нефти.

Для определения экономической эффективности управления процессом термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий необходимо оценивать как итоговое нефтесодержание в жидкости (величина обратная обводнённости), так и принадлежность нефти к определенной группе качества, в зависимости от которой корректируется коэффициент цены товарного продукта.

Сравнение эффективности системы адаптивного управления с эталонной моделью с эффективностью управления ПИ-регулятором и предиктором Смита было выполнено в главе 3. Система адаптивного управления показала экономию реагента–деэмульгатора при обеспечении лучшего качества обезвоживания.

На реальных технологических объектах чаще всего используется ручной способ установки дозировки реагента–деэмульгатора. Поскольку полностью автоматические комплексы термохимического обезвоживания мало распространены, управление процессом берет на себя оператор установки. Поэтому качество обезвоживания и расход деэмульгатора не находятся в оптимальных соотношениях.

За исходные данные для расчёта взята установка подготовки нефти. Выбранные параметры представлены в таблице 4.8:

Таблица 4.8 – Параметры технологической установки

Параметр	Значение
Производительность, тонн нефти в год	1 млн
Аппарат нагрева	Кожухотрубчатый теплообменник с постоянным поддержанием температуры 60° С
Используемый реагент – деэмульгатор	Диссолван-5592
Стоимость деэмульгатора, руб/кг	390
Характеристики нефти	Известные, построена модель

Таким образом, в процессе разделения нефти и воды автоматическая система может управлять только одним параметром – расходом деэмульгатора.

Экономический эффект рассчитаем по следующей формуле:

$$E = \int_0^t (Q_{as} - Q_{PID}) dt \cdot V_t \cdot C, \quad (4.2)$$

где V_t – объем перекаченной нефти за время t ; C – стоимость деэмульгатора; Q_{as} – расход деэмульгатора, рассчитанный адаптивной системой, Q_{PI} – расход деэмульгатора, рассчитанный системой с ПИ-регулированием.

Таким образом, приняв условие поддержания нормативного количества воды в нефти можно оценить объём перерасхода деэмульгатора. Расчёт по принятой модели показывает экономию 30% деэмульгатора при использовании системы адаптивного управления по сравнению с ПИ-регулированием.

4.4 Выводы по главе

Применение системы на реальном технологическом объекте не требует больших затрат. Перекомпоновка технологической площадки не требуется. В зависимости от принятого на производстве класса автоматизации можно использовать существующие контрольно-измерительные приборы. Это может быть осуществимо в случае применения класса автоматизации 3 «перспективный» или класса 2 «базовый» с незначительными доработками.

Экономическая эффективность применения системы на каждом конкретном технологическом объекте рассчитывается индивидуально. За счет экономии реагента–деэмульгатора эффективность процесса обезвоживания водонефтяной эмульсии может быть повышена на 30%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Поставленная цель повышения эффективности процесса термохимического обезвоживания нефти выполнена. В работе решены задачи, имеющие практическое значение:

1. Задача описания процесса термохимического обезвоживания как объекта управления. Описаны нелинейные свойства объекта управления, не позволяющие эффективно применять к нему стандартные способы управления линейными объектами. Показано наличие транспортного запаздывания и неопределенности некоторых параметров.

2. Решена задача параметрической идентификации и построения модели процесса в виде ИНС, определения архитектуры нейросетевой модели, метода обучения.

3. Предложен подход к построению адаптивной системы управления процессом термохимического обезвоживания, заключающийся в использовании искусственной нейронной сети в качестве генератора управляющих сигналов для исполнительных устройств. При этом осуществляется управление эффективностью разделения нефтяной эмульсии с учетом заданного конечного и фактического начального значений содержания воды в нефти, а также фактических значений расхода и температуры нефтяной эмульсии, поступающей на обезвоживание.

4. Разработанная структура системы управления может интегрироваться в действующие промышленные установки, а также проектироваться для новых установок подготовки нефти. При этом разработка эталонной модели должна проводиться индивидуально для каждого объекта, с учетом характерных свойств и состава обрабатываемой в нем нефтяной эмульсии. Таким образом, полностью решена задача построения системы адаптивного управления.

5. Проведена оценка эффективности внедрения АСУ на основе ИНС на производственном объекте.

Практическая ценность работы состоит в том, что ее результаты могут служить основой для разработки универсального программно-технического комплекса подготовки нефти, включающего обезвоживание, обессоливание, сероочистку и другие процессы.

Разработанная адаптивная система управления может являться составной частью общей автоматической системы управления объектом подготовки нефти в целом, включающим помимо ступени обезвоживания ступень электрообессоливания, а также все сопутствующие процессы (дегазация, нагрев, перекачка и т.д). Основой подобной общей системы управления будут являться одна или несколько искусственных нейронных сетей – моделей отдельных технологических операций. При этом оперативное управление такими сложными производственными объектами как установки подготовки нефти будет упрощено.

Предложенная система является одним из шагов на пути внедрения безлюдных технологий производства, так как позволяет создать автономную установку, не требующую постоянного присутствия оперативного персонала для её обслуживания.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

БДР – блок дозирования реагента;

ИНС – искусственная нейронная сеть;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НГСВ – сепаратор нефтегазовый со сбросом воды;

ПИД – пропорционально–интегрально–дифференциальный
(регулятор);

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ФО – федеральный округ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Абдуллаев, Ф.М.* Синтез алгоритмов оптимального управления процессами комплексной подготовки нефти. – РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности, 1981, №1, с. 14-16.
2. *Аксенов, С.В.* Организация и использование нейронных сетей (методы и технологии) / С.В. Аксенов, В.Б. Новосельцев // Томск, 2006.
3. *Амиров, Р.Я.* Технические системы (процессы, конструкции, эффективность) / Р.Я. Амиров, Р.Г. Уракаев, Р.Г. Гареев, В.И. Глазунов, А.Н. Гришин, Р.Г. Шарафиев, Р.С. Абдуллин, М.А. Исмагилов, Н.Х. Абдрахманов, А.Х. Нагуманов // УФА: Гилем, 2000.–600 с.
4. *Андреев, Е.Б.* Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа / Е.Б. Андреев, А.И. Ключников, А.В. Кротов, В.Е. Попадько, И.Я. Шарова // Учебное пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. – 399 с.
5. *Артюшкин, И.В.* Внедрение комплексной системы автоматизированного проектирования в проектном институте // Вестник Самарск. гос. техн. ун-та. Сер.: Технические науки – Самара: СамГТУ. – 2014. – № 4 (44). – С. 7-16.
6. *Артюшкин, И.В.* Возможность создания комплексной экспертной автоматизированной системы управления процессом промышленной подготовки нефти // В науч.-тех. журнал: Нефтяное хозяйство Вып. 1113. – Москва. – С. 29-31.
7. *Артюшкин, И.В.* Нейросетевое моделирование процесса разделения водонефтяной эмульсии на основе неполных экспериментальных данных // Вестник Самарск. гос. техн. ун-та. Сер.: Технические науки – Самара: СамГТУ. – 2018. – № 3 (59). – С. 7-17.

8. *Артюшкин, И.В.* Разработка автоматической системы управления процессом термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий на основе искусственной нейронной сети/ И.В. Артюшкин, А.Е. Максимов // Вестник Самарск. гос. техн. ун-та. Сер.: Технические науки – Самара: СамГТУ. – 2017. – № 1 (53). – С. 7-15.

9. *Байгалиев, Б.Е.* Теплообменные аппараты: учебное пособие / Б.Е. Байгалиев, А.В. Щелчков, А.Б. Яковлев, П.Ю. Гортышов. – Казань: Изд-во Казан.гос. техн. ун-та, 2012. –180 с.

10. *Бесекерский, В.А.* Теория систем автоматического управления / В.А. Бесекерский, Е.П. Попов // . – М.: Наука, 1975.

11. *Бобцов, А.А.* Адаптивное и робастное управление с компенсацией неопределенностей./ А.А. Бобцов, А.А. Пыркин // Учебное пособие. – СПб.: НИУ ИТМО, 2013. – 135 с.

12. *Бобцов, А.А.* Методы адаптивного и робастного управления нелинейными объектами в приборостроении: учебное пособие для высших учебных заведений./ А.А. Бобцов, В.О. Никифоров, А.А. Пыркин, О.В. Слита, А.В. Ушаков // – СПб: НИУ ИТМО, 2013. – 277 с.

13. *Бортников, А.Е.* Некоторые результаты лабораторных экспериментов по разрушению водонефтяной эмульсии под воздействием равномерного электрического поля/ А.Е. Бортников, К.Е. Кордик, А.В. Савиных, А.С. Ницин // В науч.-тех. журнал: Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений - Вып. 9. – 2013 г. – С. 48-56.

14. *Веровкин, А.П.* К решению задачи оперативного управления процессами подготовки нефти / А.П. Веревкин, И.Д. Ельцов, О.В. Кирюшин // Территория Нефтегаз, № 2, 2007. – С. 13 – 15.

15. *Веровкин, А.П.* Оперативное управление технологическими процессами подготовки нефти по технико-экономическим показателям / А.П. Веревкин, И.Д. Ельцов, Ю.И. Зозуля, О.В. Кирюшин //

Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. М.: ВНИИОЭНГ, 2006. № 3. С. 48–53.

16. *Волков, Д. А.* Автоматизация процесса подогрева нефти в печи трубчатой блочной ПТБ-10Э // Молодёжь и наука: Сборник материалов VIII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных, посвященной 155-летию со дня рождения К. Э. Циолковского [Электронный ресурс]. — Красноярск: Сибирский федеральный ун-т, 2012. — Режим доступа: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2012/section18.html>, свободный.

17. *Воронцов, Ю.Е.* Управление динамикой нагрева стали в двухзонной электрической печи сопротивления с детерминированным регулятором температуры. Проблемы черной металлургии и материаловедения. – М.: ЦНИИ чер.мет. им. И.П. Бардина. – 2015. № 3. С. 54-58.

18. *Голицын, В.М.* Контроль процессов подготовки нефти на промыслах. – М.: Недра, 1972.

19. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия»// Сырая нефть. Технические условия. Методы анализа. М: Стандартинформ.

20. *Гумовский, О.А.* Способ поддержания качества товарной нефти на УПН в условиях изменяющихся свойств сырья. – в сб. научных трудов ТатНИПИнефть. – Казань – 2013г. С. 420-427.

21. *Джонс, М. Тим.* Программирование искусственного интеллекта в приложениях. – Москва, 2004.

22. *Еремин, Н.А.* Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа: Учеб. Пособие для вузов: в 2 кн. – Кн. 1. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2011. – 200 с.

23. *Жмудь, В.А.* Адаптивные системы автоматического управления с единственным основным контуром / в науч.тех. журнале «Автоматика и программная инженерия» М:2014. – №2(8). – С. 106–122

24. *Зайцев, Г.Ф.* Теория автоматического управления и регулирования. Второе изд. – Киев, 1988.
25. *Закожурников, Ю.А.* Подготовка нефти и газа к транспортировке: учебное пособие для СПО. – Волгоград: Издательский дом «Ин-Фолио», 2010. – 176 с.
26. *Зейгман, Ю.В.* Справочник нефтяника / Зейгман Ю.В., Гамаев Г.А. // 2-е изд., доп и перераб. – Уфа: Тау, 2005. – 272 с.: ил.
27. *Зориктуев, В.Ц.* Синтез математической модели процесса сепарации нефти в системе управления промысловой подготовкой нефти / В.Ц. Зориктуев, Ю.М. Дребская, В.В. Рощупкин // Уфа: Вестник УГАТУ, 2009, Т. 13, № 2 (35). С. 78–82
28. *Зуйков, А.В.* Оптимизация процесса обезвоживания и обессоливания нефтяных смесей различной природы и состава / А.В. Зуйков, В.В. Критский // сб.тр. 62-й студенческой научной конференции «НЕФТЬ И ГАЗ — 2008», М: 2008, с. 74.
29. *Ильин, В. А.* Математический анализ. Продолжение курса / В. А. Ильин, В. А. Садовничий, Бл. Х. Сендов. // Под ред. А. Н. Тихонова. — М.: Изд-во МГУ, 1987.— 358 с.
30. *Каплан, Р.* Основные концепции нейронных сетей. – Москва, 2001.
31. *Каспарьянц, К.С.* Проектирование обустройства нефтяных месторождений. – Самара: СамВен, 1994.– 417 с.
32. *Ким, Д.П.* Теория автоматического управления. Том 1. Линейные системы. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2003. – 288 с.
33. *Круглов, В.В.* Искусственные нейронные сети. Теория и практика / Круглов В.В., Борисов В. В. // – 2-е изд., стереотип. - М.: Горячая линия-Телеком, 2002. – 382 с.
34. *Левченко, Д.Н.* Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения/ Д.Н. Левченко, Н.В. Бергштейн, А.Д. Худакова, Н.М. Николаева // М.: Химия, 1967. - 200с.

35. *Логинов, В.И.* Обезвоживание и обессоливание нефтей. – М.: Химия, 1979. – 210 с.

36. *Лурье, М.В.* Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 336 с.

37. *Маркин, А.Н.* Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов // Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.

38. *Мищенко, И.Т.* Эксплуатация скважин и добыча нефти из обводняющихся месторождений: Учеб. Пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – 431 с.: ил.

39. *Позднышев, Г.Н.* Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М: Недра, 1982.

40. *Путохин, В.С.* Математическое моделирование технологического процесса обезвоживания нефти на промыслах. – В. Сб.: Нефть и газ, М.:МИНХ и ГП, 1977, с. 37-42.

41. *Путохин, В.С.* Статистическая модель управления процессом подготовки нефти. – РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. «Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности», 1979, №9, с. 9-12.

42. Регионы России. Социально-экономические показатели. 2017: Стат. сб. / Росстат. – М., 2017. – 1402 с.

43. *Рзаев, А.Г.* Оптимизация технологических процессов термохимического обезвоживания и обессоливания нефти. – РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. «Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности», 1981, №3, с. 14-16.

44. *Романков, П.Г.* Процессы и аппараты химической промышленности Учебник для техникумов / П. Г. Романков, М. И. Курочкина, Ю. Я. Мозжерии и др. – Л.: Химия, 1989. – 560 с.

45. Российский статистический ежегодник. Под ред. А.В. Суринова/ 2017: Стат.сб./Росстат. - Р76 М., 2017 – 686 с.

46. Рутковская, Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / Д. Рутковская, М. Пилинский, Л. Рутковский // Москва, 2006. – 452 с.

47. Рябов, В.Д. Химия нефти и газа: Учебное пособие. – М.: ИД «Форум», 2009. – 336 с.

48. Сапожников, А.В. Основные структуры адаптивных систем управления и классификация // Журнал научных публикаций аспирантов и докторантов. 2014. № 5 (95). – Курск, С. 251-254.

49. Сваровская, Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.

50. Середа, Н.Г. Спутник нефтяника и газовика: Справочник / Н.Г. Середа, В.А. Сахаров, А.Н. Тимашев // – М.: Недрa, 1986. – 325 с.

51. Сташкова, О.В. Использование искусственных нейронных сетей для восстановления пропусков в массиве исходных данных / О.В. Сташкова, О.В. Шестопап // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Технические науки, №1, 2017. – Ростов-на-Дону, С. 37-42.

52. Стратегия научно-технологического развития Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://sntr-rf.ru/materials/strategiya-nauchno-tehnologicheskogo-razvitiya-rossiyskoj-federatsii-na-dolgosrochnyy-period/>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 13.01.2018).

53. Терехов, В.А. Синтез адаптивных нейросетевых регуляторов нелинейных динамических объектов / В.А. Терехов, И.Ю. Тюкин // Стохастическая оптимизация в информатике, СПб:2005, С. 222-256

54. Технологический регламент по применению деэмульгаторов в процессах подготовки нефти РД 39-1-1261-85 Утвержден министерством нефтяной промышленности СССР, 11.03.1985. : ввод в действие с 1986.– 98 с.

55. *Тронов, В.П.* Промысловая подготовка нефти. – Казань, 2000.
56. *Фрадков, А.Л.* Адаптивное управление в сложных системах: беспоисковые методы. – М.: Наука. Гл. ред. Физ.-мат.лит., 1990. – 296 с.
57. *Хайкин, С.* Нейронные сети. Второе изд. – Москва, 2006.
58. Характеристика нефтей, добываемых на территории России и СНГ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://additive.spb.ru/characteristics-oils.html>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 13.01.2018)
59. *Цыганов, Д. Г.* Исследование состава и свойств промежуточного эмульсионного слоя на УПСВ «Каменное» / Д. Г. Цыганов, Н. Ю. Башкирцева // Вестник Казанского технологического университета. 2014. Т. 17. № 10. С. 212-215.
60. *Черек, А.М.* Разработка метода оптимального автоматического управления процессами обезвоживания и обессоливания: дис. канд. техн. наук: 05.13.07 / Черек Алексей Михайлович. Москва, 1984 – 214 с.
61. *Шаймарданов, В.Х.* Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: учебное пособие / Под ред. В. И. Кудинова. — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. — 508 с.
62. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 13.01.2018).
63. Эталонные сорта нефти - Пути российской нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://discoverrussia.interfax.ru/wiki/58/>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 13.01.2018).
64. *Almojjly, A.* Removal of oil from oil-water emulsion by hybrid coagulation/sand filter as pre-treatment/ A. Almojjly, D. Johnson, D. L. Oatley-Radcliffe, N. Hilal // Journal of Water Process Engineering, Volume 26, December 2018, Pages 17-27.

65. *Ben Mya, O.* Treatment of Algerian crude oil using REB09305 OS demulsifier/ *O. Ben Mya, S. Houga, F. Chihouba, B. Asla* // *Egyptian Journal of Petroleum*, 2017

66. Control of Processes with Long Dead Time: The Smith Predictor [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.mathworks.com/help/control/examples/control-of-processes-with-long-dead-time-the-smith-predictor.html>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 13.01.2018).

67. Curve Fitting Toolbox – MATLAB [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.mathworks.com/products/curvefitting.html>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 13.01.2018).

68. *Grzymala-Busse, J. W.* Definability in Mining Incomplete Data / *J. W. Grzymala-Busse, T. Mroczek* // *Procedia Computer Science*, Volume 96, 2016, – pp. 179–186

69. *Hu X.* Robust adaptive NN control of dynamically positioned vessels under input constraints/ *X. Hu, J. Du, G. Zhu, Y. Sun* // *Neurocomputing*, Volume 318, 27 November 2018, Pages 201-212

70. *Oravec, J.* Robust model predictive control and PID control of shell-and-tube heat exchangers. / *J. Oravec, M. Bakošová, M. Trafczynski, A. V. Alajos Mészáros, M. Markowski* // *Energy*. – Volume 159, 2018, P. 1-10.

71. *Raimondi, A* Design of an adaptive predictive control strategy for crude oil atmospheric distillation process / *A. Raimondi, A. Favela-Contreras, F. Beltrán-Carbajal, A. Piñón-Rubio, J. L. de la Peña-Elizondo* // *Control Engineering Practice*, Volume 34, January 2015, Pages 39-48

72. *Wasserman, P.* Neural Computing. Theory and Practice. – Van Nostrand Reinhold, 1989.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Сведения о внедрении результатов работы

АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

Протокол № 2	Заседание НТС 25.04.2017 г г. Самара	
Председатель:	Липатов И.А. – главный инженер АО «Гипростокнефть»	
Секретарь:	Юнкевич Н.Н.	
Участники:	Кремлев В.И., Аграфенин С.И., Зубова Л.Д., Александров В.К., Карпеев И.Е., Крючков А.И., Никифоров Ю.М., Затейкин Ю.В., Задохин Э.А., Максимов А.Е., Артюшкин И.В.	
Обсуждаемые вопросы:		
Рассмотрение проектной работы: «Разработка автоматической системы управления процессом термохимического обезвоживания на основе искусственной нейронной сети»		
По итогам совещания решили:	Ответственный	Срок исполнения
1. Одобрить выполненную специалистами Максимовым А.Е. и Артюшкиным И.В. проектную работу и оказать содействие в оформлении заявки на изобретение.	Аграфенин С.И.	единовременно
2. Для проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) модели на действующем предприятии найти контакты с представителями заказчика (ЗНСМ, РВП и т.д.)	ЗГИ по направлению	
3. Выполнить расчет экономической эффективности от внедрения данной технологии после выполнения ОПИ, либо после получения данных по работе действующей установки (режимных листов).	Максимов А.Е. Артюшкин И.В.	единовременно
4. Продолжить исследования в направлении использования искусственных нейронных сетей в системах управления технологическими процессами подготовки нефти и газа	Максимов А.Е. Артюшкин И.В.	единовременно

Председатель

Секретарь



И.А.Липатов

Н.Н.Юнкевич



СПРАВКА
об использовании результатов,
полученных в кандидатской диссертации И.В. Артюшкина
«Нейросетевая система управления процессом термохимического
обезвоживания нефтяных эмульсий»

Основные выводы и рекомендации, полученные в диссертации Артюшкина Ильи Вячеславовича «Нейросетевая система управления процессом термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, одобрены на заседании научно-технического совета АО «Гипровостокнефть». Рекомендовано проведение опытно-промышленных испытаний модели процесса термохимического обезвоживания на действующем предприятии группы компаний АО «Зарубежнефть».

Заместитель главного инженера
начальник управления



Кремлев В.И.



УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебной работе

ФГБОУ ВО «СамГТУ»

Профессор

Юсупова О.В.

«01» 10 2018 г.

АКТ

Научно-технической комиссии о внедрении положений и выводов диссертации Артюшкина Ильи Вячеславовича «Нейросетевая система управления процессом термохимического обезвоживания нефтяных эмульсий», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук

Комиссия в составе д.т.н., доцента, заведующего кафедрой АУТС Митрошина В.Н., д.т.н., профессора кафедры АУТС Рапопорта Э.Я., к.т.н., доцента, зам. зав. кафедрой АУТС Колпащикова С.А. составила настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Артюшкина И.В. внедрены в учебный процесс на кафедре «Автоматика и управление в технических системах» Самарского государственного технического университета при подготовке бакалавров и магистров по направлениям 27.03.04 и 27.04.04 «Управление в технических системах».

Результаты научных исследований, проведенных Артюшкиным И.В., использованы при проведении защиты выпускных квалификационных работ, а также при выполнении курсовых работ и при изучении учебных дисциплин: «Теория автоматического управления», «Оптимальное и адаптивное управление» и «Проектирование систем автоматизации и управления».

Реализация полученных автором результатов исследований позволила повысить эффективность и качество учебного процесса.

Заведующий кафедрой «Автоматика
и управление в технических системах»

д.т.н., доцент

В.Н. Митрошин

Профессор кафедры «Автоматика
и управление в технических системах»

д.т.н., профессор

Э.Я. Рапопорт

Зам. зав. кафедрой «Автоматика
и управление в технических системах»

к.т.н., доцент

С.А. Колпащиков