

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
Пермский национальный исследовательский политехнический университет

На правах рукописи

КАРАНЕВСКАЯ ТАТЬЯНА НИКОЛАЕВНА

**ОПТИМИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И
ЭКСПЛУАТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ УСТАНОВОК
ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ОСНОВЕ
ЭКОНОМИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ ЭФФЕКТИВНОСТИ**

2.3.3. Автоматизация и управление технологическими
процессами и производствами

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук,
профессор
Шумихин Александр Георгиевич

Пермь - 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ КАК ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ.....	18
1.1. Основные схемы и особенности технологий подготовки нефти	18
1.2. Топологический метод анализа и представления систем промысловой подготовки нефти	25
1.3. Модульный принцип анализа и представления систем промысловой подготовки нефти	27
1.4. Концепции проектирования и управления процессом промысловой подготовки нефти.....	35
ВЫВОДЫ ПО ПЕРВОЙ ГЛАВЕ.....	40
ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	41
2.1. Аналитические модели основных процессов промысловой подготовки нефти	41
2.2. Экспериментально-статистические модели процесса подготовки нефти....	49
2.3. Экспериментально-аналитические модели основных процессов промысловой подготовки нефти	56
ВЫВОДЫ ПО ВТОРОЙ ГЛАВЕ.....	65
ГЛАВА 3. КРИТЕРИИ ОПТИМАЛЬНОСТИ И МОДЕЛИ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ УСТАНОВОК ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	66
3.1. Критерий оптимальности и модель оптимизации при проектировании установки подготовки нефти	66
3.1.1. Расчет основных процессов при подборе вариантов оборудования для проектирования установки подготовки нефти	68

3.1.2. Определение оптимального состава оборудования и оптимизация технологического режима при проектировании установок промышленной подготовки нефти.....	71
3.2. Критерий оптимальности и модель оптимизации при эксплуатации установки подготовки нефти.....	72
3.2.1. Алгоритм решения задачи оптимизации при эксплуатации установки.....	73
3.2.2. Определение оптимальных технологических режимов работы оборудования при эксплуатации установки промышленной подготовки нефти...	76
ВЫВОДЫ ПО ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ.....	77
ГЛАВА 4. ИДЕНТИФИКАЦИЯ МОДЕЛЕЙ ПРОЦЕССОВ СТАДИЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ОПТИМИЗАЦИИ	79
4.1. Концепция и методика идентификации моделей процессов подготовки нефти и коррекции оптимальных значений управляющих переменных стадий.....	79
4.2. Результаты решения задачи оптимизации при проектировании аппаратно-технологического оформления процесса подготовки нефти	83
4.3. Результаты решения задачи оптимизации технологического процесса при эксплуатации установки промышленной подготовки нефти.....	91
4.4. Методика оптимизации технологического режима стадий действующей установки подготовки нефти.....	99
ВЫВОДЫ ПО ЧЕТВЕРТОЙ ГЛАВЕ.....	100
ГЛАВА 5. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ МОДЕЛЕЙ, МЕТОДОВ И АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.....	102
5.1. Проверка корректности метода и алгоритма оптимизации на примере технологического режима действующей установки.....	102
5.2. Концепция интеграции полученных разработок в АСУ ТП установки подготовки нефти.....	106

5.3. Программная реализация расчетов основных процессов при подборе вариантов оборудования для проектирования установки подготовки нефти...	114
5.4. Подбор типовых систем и средств автоматизации при проектировании...	118
ВЫВОДЫ ПО ПЯТОЙ ГЛАВЕ.....	123
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	124
Библиографический список.....	126
Приложение А.....	136
Приложение Б.....	145
Приложение В.....	147
Приложение Г.....	155
Приложение Д.....	168
Приложение Е.....	176
Приложение Ж.....	183
Приложение И.....	195
Приложение К.....	196
Приложение Л.....	201
Приложение М.....	202
Приложение Н.....	204

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПТЭЭ – показатели технико-экономической эффективности

ПК – показатели качества

УПСВ – установка предварительного сброса воды

УПН – установка подготовки нефти

ТФС – трехфазный сепаратор

ХТС – химико-технологическая система

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами

МС – моделирующая система

СУ – система управления

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

ИНС (НС) – искусственная нейронная сеть

ЦИТС – центральная инженерно-технологическая служба

АВТ – атмосферно-вакуумная трубчатка

ТЭП – технико-экономический показатель

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. В топливно-энергетическом комплексе России нефтегазовая промышленность занимает ключевое место. Отличительной особенностью нефтегазовой промышленности является ее сложность, объекты нефтегазового производства характеризуются большим числом и многообразием параметров, определяющих течение процессов, связями между ними и их взаимном влиянии. Для стабильной работы нефтеперерабатывающих производств должен быть обеспечен стабильный состав по показателям качества (ПК) поступающей на НПЗ сырой нефти и нефти, проходящей глубокую переработку, что приводит к сокращению затрат по аналитическому контролю производства, устойчивости работы АВТ-установок нефтепереработки. Отсюда возникают повышенные требования со стороны нефтеперерабатывающих компаний к процессу промысловой подготовки нефти с целью обеспечения стабильности нефти по показателям качества (обводненности, содержанию солей и др.).

Основной задачей при проектировании новой установки промысловой подготовки нефти (УПН) или реконструкции существующей является получение продукции заданного качества в требуемом объеме в наиболее экономически целесообразном аппаратно-технологическом оформлении процессов. При эксплуатации существующей УПН необходимо таким образом управлять производством, чтобы при подготовке поступающей на УПН сырой нефти обеспечить получение нефти товарного качества на выходе установки при минимальных текущих затратах. Кроме того, при эксплуатации УПН необходимо учитывать изменения параметров исходного сырья, требования к конечной продукции, изменение режимов работы оборудования и т.д.

В производственных условиях часто возникают проблемы изменения показателей качества нефти, связанные с неустойчивым режимом работы скважин, что требует уменьшения затрат на подготовку нефти до допустимых показате-

лей обводненности и солесодержания, перераспределения затрат по стадиям технологического процесса и оптимизации стадий. В связи с этим, проведение исследований, направленных на эффективное решение задач оптимизации и управления при проектировании и эксплуатации автоматизированных установок промысловой подготовки нефти, с использованием математических методов и компьютерных технологий, является важным и актуальным, позволяющим обеспечить эффективное функционирование технологических объектов и планирование инвестиций в развитие технологических комплексов нефтедобычи.

Критерии оптимальности могут быть технологические и экономические. К технологическим критериям оптимальности относятся объемы добываемых жидкости и нефти, обводненность нефти, содержание нефти в подтоварной воде и др., к экономическим – приведенные затраты, прибыль, выручка, эксплуатационные затраты и др.

Совершенствованием технологии и управления процессами подготовки нефти занимались отечественные ученые В.С. Бойко, Ю.П. Борисов, З.К. Рябинина, В.П. Тронов, Г.С. Лутошкин и др. [8, 9, 54, 91]. Системный анализ и технологические основы процессов промысловой подготовки нефти освещены в работах В.В. Кафарова, В.П. Мешалкина, А.В. Кравцова, Н.В. Ушевой, А.А. Ишмурзина, Р.А. Храмова [37, 44, 45, 76, 90].

Вопросы оптимизации технологических процессов освещены в публикациях Лысенко В.Д. [56, 57]. Кроме того, Желтовым Ю.П. в [33] обсуждаются вопросы экономического обоснования методов разработки месторождений, в публикациях Веревкина А.П., Ельцова И.Д., Кирюшина О.В. – вопросы моделирования и оптимизации процессов добычи нефти [19, 20]. Моделированием химико-технологических процессов занимались зарубежные ученые Jonson A., Losoda A., Brusset H., Depeyre D., Rao D., Powers C., Kurabunda A. и др. [102, 106, 107, 111, 112].

В работе Шумихина А.Г. и Власова С.А. рассмотрена оперативная коррекция (идентификация) математических моделей технологических процессов [22].

В работах [24, 25] Т.Н. Гартмана, Д.В. Клушина детально рассмотрены вопросы построения математических моделей типовых химико-технологических процессов (гидравлических систем, процессов тепло- и массообмена), но в них не рассмотрены характерные для промышленной подготовки нефти процессы сепарации и деэмульсации. В диссертационной работе проведен системный анализ процессов сепарации и деэмульсации, целью которого является разработка моделей, в т.ч. динамики процессов, определение оптимальных условий для технологических процессов при проектировании и эксплуатации установки, позволяющих повысить производительность оборудования при нормативном остаточном содержании воды и производить конфигурирование на стадии проектирования типовых систем регулирования с использованием аналитических методов расчета и моделирования.

Проблема оптимизации работы технологических установок и ряд подходов к ее решению описаны в [89], однако влияние технологических параметров на составляющие показатели качества (ПК) продукции и ПТЭЭ недостаточно изучено.

Возможности современной техники и технологий управления позволяют ставить и решать задачи оперативного управления производством по ПТЭЭ. Как следует из [65, 89], экономический эффект решения задач оперативного управления установками по переработке нефти по ПТЭЭ очень часто лежит в пределах от 0,3 до 1,0 доллара на кубометр производимой продукции, а в относительных цифрах повышение эффективности составляет обычно от 2 до 8%.

Анализ путей улучшения процессов управления и разработки перспективных вариантов аппаратно-технологического оформления основан на моделировании технологических процессов промышленной подготовки нефти, включающем сбор и обработку исходных данных для выбора оборудования и моделирования технологических процессов с итерационным подбором параметров мо-

делей [45, 76, 89].

В [89] приведена структура модели оптимизации производительности технологической установки первичной переработки нефти АВТ-6, оптимизация производительности которой производилась по критерию удельных затрат за сутки, имеющему вид однопараметрической функции. Отличие рассматриваемого в диссертационной работе алгоритма оптимизации заключается в поиске оптимума по экономическому критерию для любого момента времени при условии адекватности математических моделей и точности прогнозирования значений переменных технологических процессов установки промышленной подготовки нефти.

В монографии Белякова В.Л. [6] рассмотрены типовые системы и технические средства автоматизации, контроля и регулирования. В настоящей диссертации представлены алгоритмы оптимизации как при проектировании аппаратно-технологического оформления автоматизированных установок промышленной подготовки нефти, так и при их эксплуатации.

В работе С.С. Хачатряна, Г.Г. Арунянца [94] рассмотрены математические модели, привязанные к особенностям аппаратного оформления и физико-химическим закономерностям протекающих процессов. Отмечено, что совместное проектирование химико-технологических систем и систем управления сводится к определению конструктивных и технологических параметров, наиболее полно удовлетворяющих некоторому заданному критерию эффективности, однако информация о форме и составе данного критерия не освещается. Сформулированные в диссертационной работе критерии и алгоритмы оптимизации рассмотрены для установок промышленной подготовки нефти впервые. На стадии проектирования критерий эффективности используется для нахождения оптимального аппаратного оформления технологического процесса, при этом для каждого варианта состава оборудования находятся значения параметров оптимального режима ведения технологического процесса. Поскольку рассматриваемый процесс подготовки нефти является многостадийным и задача его

управления совпадает с задачей определения оптимального режима для каждого проектного варианта аппаратного оформления, алгоритм оптимизации целесообразно реализовать на основе принципа оптимальности Беллмана как при проектировании установки, так и при ее эксплуатации.

Отраслевые нормативные документы (РД 39-0148311-605-86, ГОСТ Р 58367-2019, ГОСТ Р 51858-2002, ГОСТ Р 55990-2014) [27-29, 70] содержат или обращаются к разработанным унифицированным технологическим схемам, основанным на аналитических математических моделях технологических процессов подготовки нефти. Разработанный в диссертационной работе подход в привязке экспериментальных данных конкретной установки к принятым в отрасли моделям позволяет применять типовые проектные решения по оптимизации и управлению режимами работы, инвариантные к аппаратурно-технологическому оформлению установок промышленной подготовки нефти.

Вопросы построения моделей технологических объектов промышленной подготовки нефти, постановки и решения на их основе задач оптимизации и управления технологическими процессами, относящиеся к нефтедобывающей отрасли, в современной научной литературе исследованы в недостаточной степени. В настоящее время недостаточно проработаны вопросы разработки научно-обоснованных методических подходов к оптимизации и управлению процессами на стадиях жизненного цикла технологических объектов, взаимному влиянию стадий для обеспечения эффективного функционирования объектов и планирования инвестиций. В рассмотренных работах критерии для оценки эффективности при совместном проектировании УПН и систем автоматизации с определением оптимальных значений параметров технологического режима, а также оценки эффективности управления при эксплуатации УПН не приводятся, что определяет актуальность их разработки для решения задач оптимизации и управления при проектировании и эксплуатации автоматизированных УПН и внедрения разработок в проектную практику и автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) УПН. Перечисленные

выше проблемы позволили сформулировать цель работы и поставить задачи научного исследования.

Объектом исследования являются процессы проектирования и эксплуатации автоматизированных установок промышленной подготовки нефти.

Предмет исследования – методы, модели и алгоритмы оптимизации и управления процессами промышленной подготовки нефти.

Цель диссертационной работы – повышение эффективности процессов проектирования и эксплуатации автоматизированных установок промышленной подготовки нефти на основе разработанных методов, моделей и алгоритмов оптимизации и управления.

В задаче проектирования параметры характеристик нефтяной эмульсии задаются скважинами и являются усредненными, а в задаче управления - изменяются в процессе эксплуатации месторождения (расход, температура жидкости и обводненность эмульсии).

Решение задачи управления осуществляется с целью прогнозирования (расчета) параметров нового технологического режима, передаваемых в систему управления в качестве заданий операторам и автоматическим регуляторам.

При решении задач проектирования определяются типоразмеры аппаратов, а также оптимальные значения параметров технологического режима для усредненных в проекте характеристик сырой нефти.

Решение задачи управления действующей установкой заключается в оперативном определении оптимальных значений параметров технологического режима при существующем аппаратном оформлении процесса, меняющихся характеристиках нефтяной эмульсии и термобарических условий на скважине, и в реализации режима.

Для достижения поставленной цели в работе необходимо решить следующие **задачи**:

1. На основе анализа технологии промышленной подготовки нефти формализовать ее описание как объекта оптимизации и управления при проектирова-

нии и эксплуатации.

2. Для решения задач оптимизации и управления многостадийным технологическим процессом промышленной подготовки нефти разработать математические модели процессов стадий, метод и алгоритм идентификации моделей, метод и алгоритм оптимизации, критерии для определения оптимального состава оборудования при проектировании автоматизированной установки и оптимальных значений параметров ее технологического режима в условиях эксплуатации.

3. Разработать структурную модель автоматизированной системы оптимизации и оперативного управления технологическим режимом работы оборудования установки промышленной подготовки нефти.

4. Апробировать и внедрить методику определения оптимальных состава оборудования и параметров технологического режима установок в проектную и производственную деятельность, относящуюся к промышленной подготовке нефти.

Методы исследования.

В процессе работы над диссертацией использовались методы теории управления, математического моделирования и оптимизации, теории массо- и теплообмена, экономического анализа и статистической обработки информации.

Научная новизна.

1. Разработаны экспериментально-аналитические модели, связывающие переменные каждой стадии процесса и отличающиеся тем, что для их построения и идентификации используются данные измерений переменных с действующих установок промышленной подготовки нефти и информация из отраслевых нормативных документов, а также метод и алгоритм оперативной параметрической идентификации моделей, основанные на построении нейронных сетей для определения параметров моделей по измеренным значениям входных и выходных переменных стадий. Это позволяет прогнозировать по моделям режимы

работы установок на стадиях проектирования и эксплуатации, и повысить оперативность идентификации моделей.

2. Разработан алгоритм решения задачи оптимизации многостадийного технологического процесса подготовки нефти, основанный на принципе оптимальности Беллмана, с экономическими критериями оптимальности, отличающимися тем, что на этапе проектирования критерием является аддитивная функция приведенных затрат по стадиям, позволяющая учитывать капиталовложения в оборудование и эксплуатационные затраты, а на этапе эксплуатации – прибыль производства, включающий локальные эксплуатационные затраты по стадиям. Это позволяет производить декомпозицию задач оптимизации как для проектирования объекта, так и для управления технологическим режимом действующей установки, и для расчета эксплуатационных затрат в обоих критериях использовать одни и те же функциональные зависимости.

3. Предложены методы определения и коррекции оптимальных значений управляющих переменных на стадиях процесса подготовки нефти, отличающиеся тем, что зависимости, связывающие найденные при решении задачи оптимизации значения управляющих переменных для стадий и их входных переменных, представляются в виде нейросетевых моделей, что позволяет повысить оперативность определения и реализации оптимальных значений управляющих переменных в зависимости от значений входных переменных стадий.

Теоретическая значимость диссертационной работы заключается в разработанном научно-методическом подходе к параллельному проектированию аппаратурно-технологического оформления и системы управления автоматизированных установок промысловой подготовки нефти, а также методах, моделях и алгоритмах оптимизации технологических режимов работы оборудования, что повышает эффективность управления действующими установками, в том числе экономическую, в условиях неустойчивости режима работы скважин и нестабильности состава нефти.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

– в разработанной методике расчета и оптимизации технологических режимов работы автоматизированных установок подготовки нефти по критерию «приведенные затраты» при проектировании установок и по критерию «прибыль» при их эксплуатации;

– в учете в критериях оптимальности при проектировании и эксплуатации автоматизированных установок подготовки нефти меняющейся конъюнктуры рынка товарной нефти и ее группы качества, а также налогового режима в отрасли;

– в методике параллельного проектирования технологии и системы управления установкой, заключающейся в том, что алгоритмы оптимизации и управления технологическими режимами установок разрабатываются на этапе проектирования и передаются на эксплуатацию вместе с проектами строительства установок промышленной подготовки нефти;

– в разработанной и внедренной программе «Choice equipment» выбора оптимального состава технологического оборудования из номенклатурного ряда, представленного в виде баз данных, позволяющей «пользователям» производить выборки требуемого оборудования и экспресс-оценку его стоимости.

Внедрение результатов работы. Внедрение предложенных методов, моделей и алгоритмов в алгоритмическое обеспечение автоматизированной системы управления и оптимизации технологических режимов работы оборудования действующей установки подготовки нефти приводит к сокращению времени, затрачиваемого на определение параметров ведения технологического процесса центральной инженерно-технологической службой (ЦИТС), на 35-40%, что нашло отражение в акте о внедрении результатов диссертационной работы в деятельность Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «ПермНИ-ПИНефть» в г. Перми. Оптимизация технологических режимов позволяет повысить эффективность работы установки и сэкономить до 15% суммарных затрат на подготовку нефти.

Внедрение в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «ПермНИПИнефть» в г. Перми программы выбора оптимального состава технологического оборудования «Choice equipment» позволяет сократить время, затрачиваемое на поиск информации по характеристикам оборудования, снижает затраты времени на выбор технологического оборудования и средств автоматизации при проектировании установок без увеличения численности персонала на 42%. Точность прогнозирования приведенных затрат в технико-экономическом обосновании строительства объекта с использованием алгоритма оптимизации по результатам расчета технико-экономических показателей после ввода объекта в эксплуатацию в среднем увеличилась в 3 раза для выбранного варианта аппаратурно-технологического оформления.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Модель многостадийного технологического процесса промышленной подготовки нефти с математическими моделями стадий, идентифицирующими зависимости показателя качества товарной нефти от показателя обводненности сырой нефти и значений технологических переменных процессов стадий. Метод и алгоритм оперативной параметрической идентификации моделей связи входных и выходных переменных стадий по данным их измерения на технологической установке с использованием технологии нейронных сетей (п. 8 паспорта специальности).

2. Алгоритм оптимизации многостадийного технологического процесса с экономическими критериями оптимальности для подбора оборудования при проектировании объекта подготовки нефти и определения режима его работы при эксплуатации (п. 4 паспорта специальности).

3. Методы определения и коррекции оптимальных значений управляющих переменных на стадиях процесса подготовки нефти, позволяющие связать найденные при решении задачи оптимизации значения управляющих переменных и значения входных переменных стадий нейросетевыми моделями (п. 4 паспорта специальности).

4. Результаты апробации полученных разработок и внедрения методики определения оптимальных состава оборудования и параметров технологического режима установок в проектную, производственную и учебную деятельность (п.п. 4, 9 паспорта специальности).

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на заседаниях кафедры «Автоматизация технологических процессов и производств» в 2016-2018 гг. и кафедры «Оборудование и автоматизация химических производств» в 2019-2022 гг. Пермского национального исследовательского политехнического университета, а также получили положительную оценку на конференциях и семинарах: 5-я Международная научно-практическая конференция «Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация», г. Сочи, 2016 г.; Международная научно-практическая конференция «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса», г. Нижневартовск, 2017 г.; X Международная научно-практическая конференция молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники», г. Уфа, 2017 г.; Всероссийская научно-техническая конференция «Автоматизированные системы управления и информационные технологии», г. Пермь, 2017 г.; Всероссийская научно-практическая конференция «Химия. Экология. Урбанистика», г. Пермь, 2018 г., 2020 г.; Конкурсах на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь в 2016 г., г. Москва в 2022 г.

Публикации. Основное содержание диссертации опубликовано в 14 печатных работах, в том числе 4 – в изданиях, рекомендованных ВАК России для публикации результатов кандидатских диссертаций, 1 статья – в издании, индексируемом в Web of Science, получено одно свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы, включающего 113 наименова-

ний, и 12 приложений. Работа изложена на 208 листах машинописного текста, содержит 48 рисунков и 17 таблиц.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ КАК ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ

1.1. Основные схемы и особенности технологий подготовки нефти

Пластовый флюид в общем случае представляет собой сложную смесь, состоящую из нефти, попутного газа, воды и мехпримесей (песка, окалины и др.). В таком виде транспортировать продукцию нефтяных скважин по магистральным нефтепроводам нельзя. Во-первых, вода – это балласт, перекачка которого не приносит прибыли. Во-вторых, при совместном течении нефти, газа и воды имеют место значительно большие потери давления на преодоление сил трения, чем при перекачке одной нефти. Кроме того, велико сопротивление, создаваемое газовыми шапками, зацементированными в вершинах профиля, и скоплениями воды в пониженных точках трассы. В-третьих, минерализованная пластовая вода вызывает ускоренную коррозию трубопроводов и резервуаров, а частицы механических примесей – абразивный износ оборудования [90].

Технологические схемы промышленной подготовки нефти разрабатывают в зависимости от условий эксплуатации месторождения и свойств продукции скважин. Используемый при принятии решений по составу технологического оборудования стадий установки модульный подход за счёт высокой степени унификации и агрегирования позволяет формализовать задачи выбора оборудования и упростить их алгоритмизацию. Например, можно ускорить задачи выбора отдельного оборудования, снизить вероятность принятия неправильных решений, производить сравнение альтернативных решений в режиме реального времени. При выборе технологической схемы необходимо определить критерии и ограничения, выявить критерий для нахождения оптимального варианта технологической системы сбора и промышленной подготовки нефти.

Содержание попутного газа в нефти колеблется от 10 до 300 м³/т; содержа-

ние пластовой воды может изменяться от 0 до 90 % (вода минерализованная).

Задача промышленной подготовки нефти заключается в отделении от нефти основной части этих примесей, доведение ее качества до соответствия ГОСТу на нефть (Р51858-2002).

Схема промышленного сбора и подготовки нефти представлена на рис. 1.1.

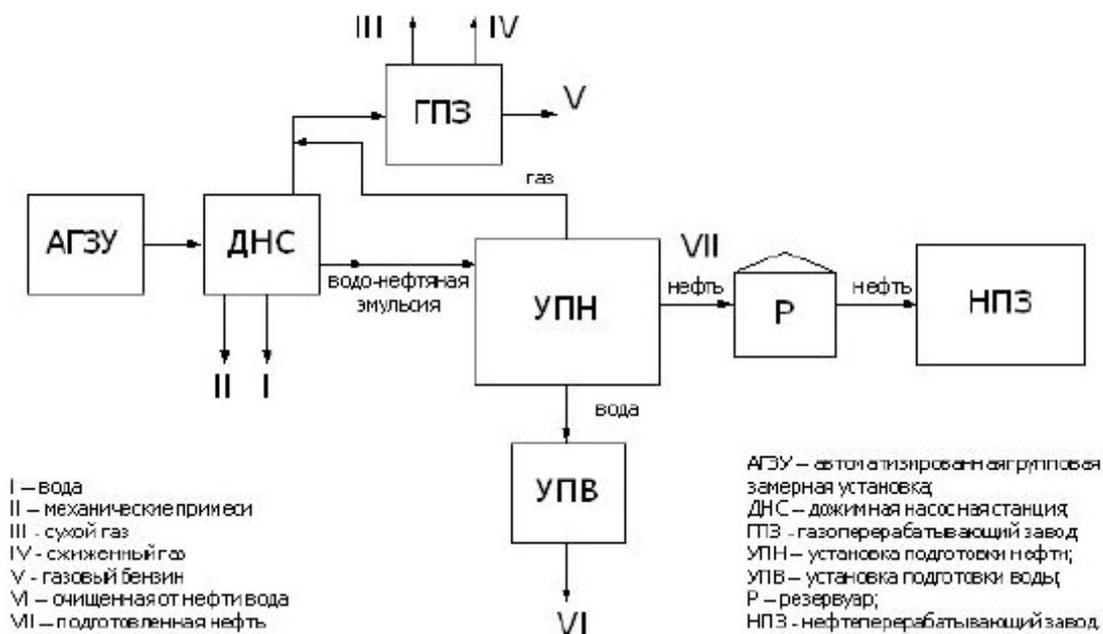


Рис.1.1 - Схема сбора и подготовки нефти на промысле

Основные технологические объекты промышленной подготовки нефти:

- дожимная насосная станция (ДНС), предназначенная для транспорта продукции добывающих скважин на объекты подготовки нефти при невозможности или нецелесообразности осуществления этого процесса под давлением скважин;
- установка предварительного сброса воды (УПСВ), предназначенная для частичного отделения попутно добываемой воды из продукции скважин и подготовки воды до требуемого содержания в ней механических примесей и нефтепродуктов;
- установка подготовки нефти (УПН) в составе центрального пункта сбора (ЦПС), на выходе из которой получается товарная нефть, поставляемая в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 с остаточным содержанием воды в нефти не более 0,5% и солей не более 100 мг/л.

Основные технологические процессы, реализуемые на ДНС, УПСВ и ЦПС:

- сепарация нефтегазоводяных смесей;
- предварительное обезвоживание нефти (предварительный сброс воды);
- окончательное обезвоживание (подготовка) нефти;
- обессоливание нефти;
- очистка (подготовка) попутно-добываемой воды;
- очистка (подготовка) попутно-добываемого газа.

Вспомогательные процессы:

- обработка продукции химическими реагентами;
- нагрев продукции.

Для повышения эффективности эксплуатации систем промышленного сбора и подготовки нефти, газа и воды разработаны унифицированные технологические схемы сбора и подготовки нефти, газа и воды [70]. Технологические схемы промышленной подготовки нефти должны обеспечивать унификацию технологических решений по подготовке и транспорту продукции нефтяных скважин в различных условиях, с различными физико-химическими свойствами по уровням технологических приемов, и позволяют:

- определить оптимальное сочетание всех технологических процессов, а также их логическую последовательность, которые обеспечивают получение кондиционной нефти;

- разработать минимальное количество компоновочных решений и оптимальный выбор оборудования для осуществления унифицированных технологических схем;

- предусмотреть гибкость унифицированной схемы, позволяющую образовывать из нее новые технологические варианты в зависимости от конкретных условий месторождения, т.е. способность адаптироваться к новым условиям, не внося в нее существенных изменений.

Основными структурными составляющими и наиболее типичными узлами в унифицированных схемах подготовки нефти (рис. 1.2) являются: сепарация;

приготовление и дозировка реагента; предварительное обезвоживание; перекачка эмульсии; регенерация тепла; обезвоживание и обессоливание; горячая и вакуумная сепарация.

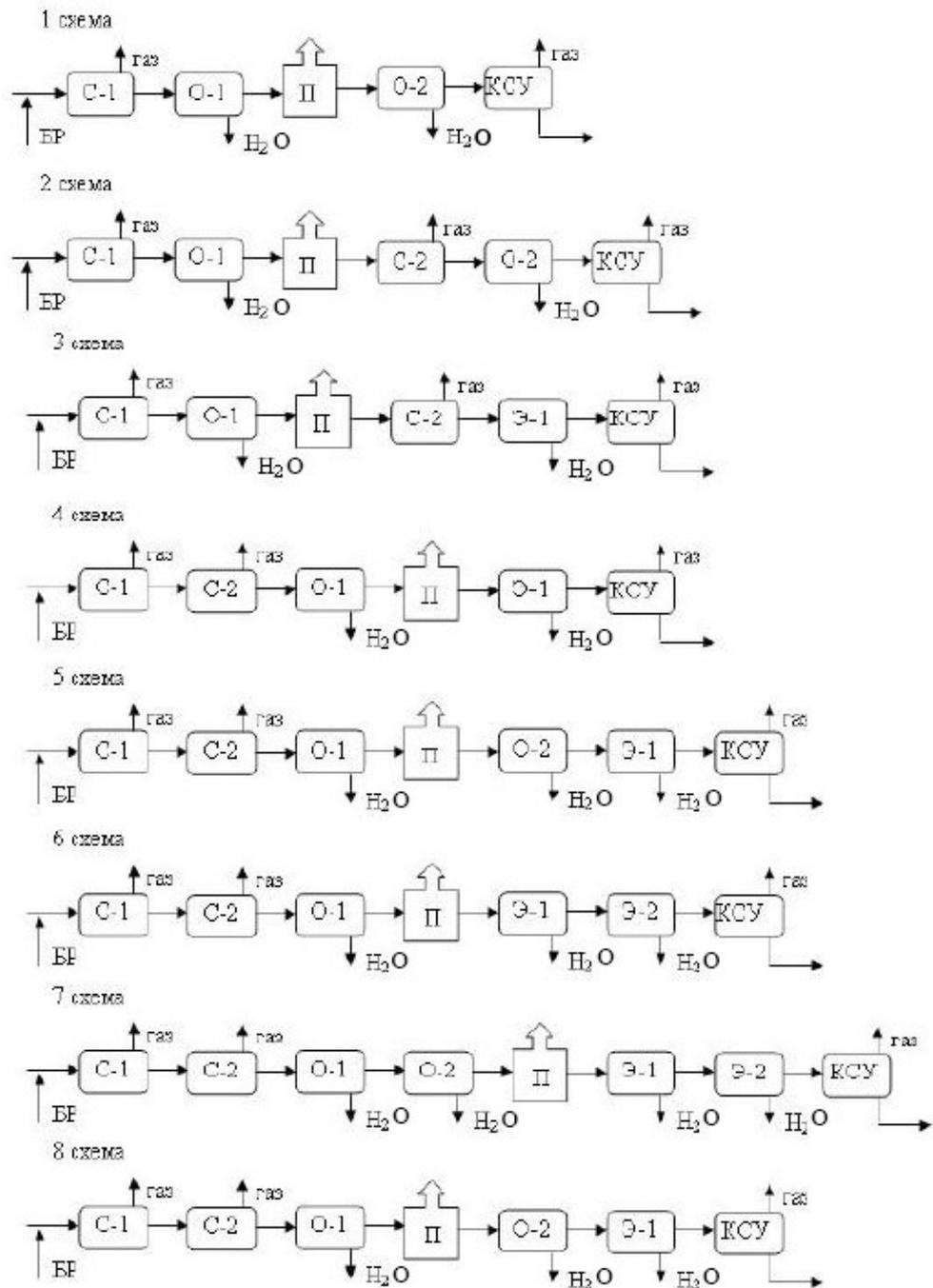


Рис. 1.2 - Унифицированные схемы промышленной подготовки нефти: С – сепаратор, О – отстойник, П – печь, Э – электродегидратор; КСУ – конечная сепарационная установка; БР – блок реагентного хозяйства

Типизация при разработке технологических схем промышленной подготовки нефти позволяет применять унифицированные технологические решения при

проектировании обустройства нефтяных месторождений, разрабатывать и выпускать серийное оборудование. Наиболее сложным объектом является узел обезвоживания и обессоливания, в котором происходят следующие процессы: нагрев, отделение воды, отделение солей с подачей промывной воды.

В технологических схемах [70] предусмотрена возможность двухступенчатого обезвоживания нефти: первая ступень – предварительное обезвоживание, вторая ступень – окончательное обезвоживание. Наличие первой ступени обусловлено необходимостью снижения затрат на нагрев жидкости путем отделения основного количества воды. Такое решение рекомендуется использовать при содержании воды более 20 %, поскольку проведение окончательного обезвоживания будет эффективным при содержании воды, равном 10-20 %.

Если содержание воды менее 20 %, то предварительное обезвоживание не рекомендуется. При этом можно осуществлять обезвоживание на ЦПС в одну ступень.

Для повышения качества товарной нефти целесообразно использовать концевую сепарационную установку (КСУ).

Выбор унифицированной технологической схемы и процессов промышленной подготовки нефти осуществляется на основании исходных данных по физико-химическим свойствам продукции скважин и требований, предъявляемых к составу и качеству продукции нефтедобывающих предприятий.

В литературных источниках и на практике [86, 87] наиболее часто встречается вариант технологической схемы, предусматривающий одно- и многоступенчатую сепарацию в сочетании с процессом отделения воды в отстойниках, в блочных деэмульсаторах и электродегидраторах. Кроме этого, рекомендуется использование трехфазных сепараторов (ТФС), концевых делителей фаз (КДФ) [85], а из новейших разработок – Heater-Treater [12].

Представим систему сбора, транспорта, подготовки нефти и газа с помощью методологии функционального моделирования IDEF0. Модель разрабатывается для понимания и анализа структуры существующей системы. Методоло-

гия IDEF0 предписывает построение иерархической системы диаграмм - единичных описаний фрагментов системы [21].

Построение комплексной модели IDEF0 сбора, транспорта, подготовки нефти и газа рассматривается в ключе выполняемых на каждой стадии работ, входом и выходом выступает информация о материальном потоке на каждой стадии. Построение модели начинается с описания функциональности моделируемой системы в целом (контекстная диаграмма) – сбор, транспорт, подготовка нефти и газа, и далее проводится функциональная декомпозиция, т.е. система разбивается на подсистемы, и каждая подсистема описывается в том же синтаксисе, что и система в целом: функциональные блоки добыча нефти, дегазация нефти, газосбор, подготовка нефти и пластовой воды, которые изображаются на отдельных диаграммах декомпозиции.

Комплексная диаграмма IDEF0 начинается с контекстной диаграммы, содержащей функциональный блок «Сбор, транспорт, подготовка нефти и газа» (Приложение А). На входе в блок – информация о планируемой среднесуточной добыче нефти, на выходе – информация о товарной нефти в магистральном нефтепроводе, о подготовленном попутном газе в магистральном газопроводе.

На данном первом уровне при такой степени детализации можно получить и проанализировать следующую информацию: ключевые показатели эффективности производства, контроль выполнения плана производства. Конечные пользователи данной информации – менеджмент НГДО, Главный инженер НГДО.

Более подробная информация на каждой стадии работ определяется путем декомпозиции верхнего уровня. Представленная в Приложении А глубина декомпозиции выполнена до третьего уровня. В диаграммах декомпозиции на входе и выходе из функционального блока работ является информация о материальном потоке в соответствующем этой стадии работ трубопроводе. Управлением в модели сбора, транспорта, подготовки нефти и газа являются действующие нормы и правила, которыми руководствуется процесс, а механизмом

- ресурсы, необходимые для осуществления процесса (персонал, оборудование, система трубопроводов). В зависимости от наименования и детализации выполняемых работ устанавливается:

- перечень нормативно-регламентирующих документов (по добыче нефти со скважин, по дегазации нефти на промысле, по сбору и подготовке к транспорту попутного нефтяного газа, по промысловой подготовке нефти и пластовой воды);

- перечень функциональных служб персонала, модулей/блоков оборудования, систем трубопроводов, задействованных в соответствующих процессах сбора, транспорта, подготовки нефти и газа.

В приведенных на рис. А.1–А.4 Приложения А диаграммах декомпозиции различны по составу и содержанию как основные результаты деятельности рассматриваемых процессов, конечная информация на выходе, так и службы персонала, задействованные в этих процессах. Описание входов, выходов, управляющих процедур, механизмов - ресурсов и функциональных блоков в диаграммах декомпозиции представлено в табл. А.1 Приложения А.

На рис. А.5 Приложения А представлена многокомпонентная модель системы сбора, транспорта, подготовки нефти и газа, где каждый уровень информационной модели имеет свой функционал, свою задачу, цель и, соответственно, своего непосредственного пользователя. Пользователь определяется степенью влияния на производственные или аналитические процессы, объемом владения информацией о процессах, нашедших отражение в системе на данном уровне, с конкретными данными, атрибутами и др. Пользователь получает полноценный инструмент для управления производством, принятия эффективных оперативных управленческих решений на основе всестороннего анализа производственных данных (специальных и смежных).

1.2. Топологический метод анализа и представления систем промышленной подготовки нефти

Особенностью технологических систем промышленного обустройства является их сложность, проявляющаяся в большом числе и многообразии компоновочных решений, аппаратурного оформления и режимов работы технологического оборудования. В связи с этим, для анализа химико-технологической системы (ХТС) технологических процессов промышленной подготовки нефти наиболее удобным является построение топологической модели установки в виде характеристического потокового графа. Топологический метод анализа позволяет установить формальную функциональную связь между технологической топологией и количественными характеристиками функционирования системы в виде материальных, тепловых нагрузок на элементы ХТС.

На рис. 1.3 представлена расчетная развернутая схема установки подготовки нефти, которая включает все наиболее распространенные процессы подготовки нефти (обезвоживание, обессоливание, стабилизацию).

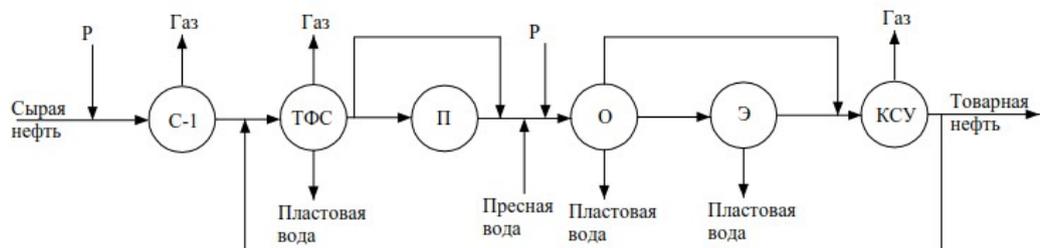


Рис. 1.3 - Расчетная схема подготовки нефти:

С-1 – сепаратор первой степени сепарации; ТФС – трехфазный сепаратор предварительного обезвоживания; П – печь; О – отстойник глубокого обезвоживания; Э – электродегидратор; КСУ – конечная сепарационная установка; Р – реагент-деэмульгатор

На рис. 1.4 изображен характеристический потоковый граф, изоморфный расчетной схеме подготовки нефти. Вершины характеристического потокового графа соответствуют элементам схемы, которые изменяют конкретную характеристику потоков, а также внешним и внутренним источникам и стокам. Дуги характеристического графа отвечают потокам данной конкретной характери-

стики. Список элементов и потоков схемы приведен в табл. 1.1.

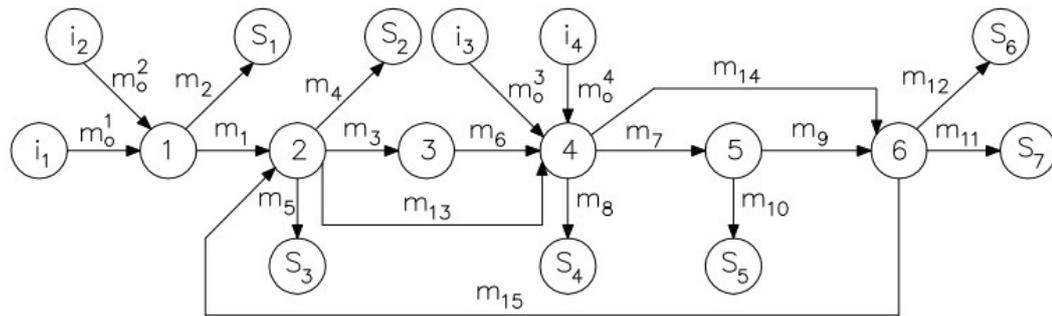


Рис. 1.4 - Характеристический потоковый граф

Таблица 1.1

Соответствие вершин и дуг характеристического потокового графа элементам и потокам расчетной схемы подготовки нефти

Номер элемента	Элемент (основной аппарат)
1	Нефтегазовый сепаратор 1-й ступени сепарации
2	Трехфазный сепаратор стадии предварительного сброса пластовой воды
3	Печь / подогреватель нефтяной эмульсии
4	Отстойник воды стадии глубокого обезвоживания
5	Электродегидратор стадии обессоливания
6	Концевая сепарационная установка
i_1	Вход сырой нефти
i_2, i_3	Вход реагента-деэмульгатора
i_4	Вход пресной воды
S_1, S_2, S_6	Выход газа
S_3, S_4, S_5	Выход пластовой воды
S_7	Выход подготовленной нефти
Номер потока	Наименование потока
m_0^1	Поток сырой нефти
m_0^2, m_0^3	Подача реагента-деэмульгатора
m_0^4	Подача пресной воды
m_2, m_4, m_{12}	Газовая фаза после 1-й ступени сепарации, стадии предварительного обезвоживания и концевой ступени сепарации соответственно
m_5, m_8, m_{10}	Поток пластовой воды после стадий предварительного, глубокого обезвоживания и обессоливания соответственно
m_3	Поток водонефтяной эмульсии после удаления из него основного балласта пластовой воды
m_6	Поток водонефтяной эмульсии после нагрева

m_7	Нефтяной поток после ступени глубокого обезвоживания
m_9	Нефтяной поток после ступени обессоливания
m_{11}	Поток подготовленной товарной нефти после ступени концевой сепарации
m_{13}	Поток водонефтяной эмульсии, подаваемый на стадию глубокого обезвоживания после сброса основного балласта пластовой воды (без нагрева)
m_{14}	Поток обезвоженной нефти, подаваемый на концевую ступень сепарации (без обессоливания в электродегидраторе)
m_{15}	Поток не доведенной до товарной кондиции нефти (рецикл)

Для анализа расчетной системы подготовки нефти используется потоковая матрица смежности (табл. 1.2). В ней по вертикали показаны элементы, из которых потоки выходят, а по горизонтали – элементы, в которые потоки входят. Связь между элементами схемы в матрице показана номером связующего элемента потока.

Таблица 1.2

Матрица смежности

из/в	0	1	2	3	4	5	6
0		0 ¹ /0 ²			0 ³ /0 ⁴		
1	2		1				
2	4/5			3	13		
3					6		
4	8					7	14
5	10						9
6	11/12		15				

Построение топологической модели установки подготовки нефти в виде потокового графа и матрицы смежности позволяет упростить расчет материального и теплового балансов многостадийного технологического процесса.

1.3. Модульный принцип анализа и представления систем промышленной подготовки нефти

В настоящее время для расчета процессов промышленной подготовки нефти,

исследования и прогнозирования оптимальных технологических режимов получения товарной нефти достаточно широко используются различные моделирующие системы, которые являются универсальными и применяются в большинстве проектных расчетов (HYSYS, UniSim Design). В таких системах реализован модульный принцип формирования моделей аппаратов технологической схемы. Каждый модуль описывает отдельные процессы промышленной подготовки нефти: каплеобразование в подводящем трубопроводе, сепарацию газа от нефти, обезвоживание водонефтяной эмульсии. Процессы отделения воды от нефти сопровождаются процессами обессоливания. В технологический модуль заложен расчет основополагающих процессов.

Технологическую установку (химико-технологическую систему), в которой протекает требуемый технологический процесс, можно рассматривать как черный ящик со своими входными и выходными показателями, параметрами и структурой (рис. 1.5) [45].



Рис. 1.5 - Схема ХТС как объекта исследования

Для анализа состава, характеристик, способа взаимодействия элементов технологической установки можно применить объектно-ориентированный анализ с построением объектно-ориентированных моделей. Для этих целей можно использовать стандартные нотации UML [50]. В этом случае рассматривается класс «Технологическая установка», который включает в себя классы «Технологический модуль», затем «Технологический узел» и «Технологическое оборудование». Таким образом, можно провести декомпозицию технологического процесса, разбив его на технологические модули, каждый из которых характеризуется соответствующими входами, выходами и параметрами. Технологические модули, в свою очередь, состоят из технологических узлов, а технологиче-

ские узлы – из оборудования. Модули, узлы, оборудование характеризуются соответствующими входами, выходами и параметрами. Описание технологической установки и ее декомпозиция на языке UML представлена на рис. 1.6, примеры экземпляров каждого класса приведены в табл. 1.3.

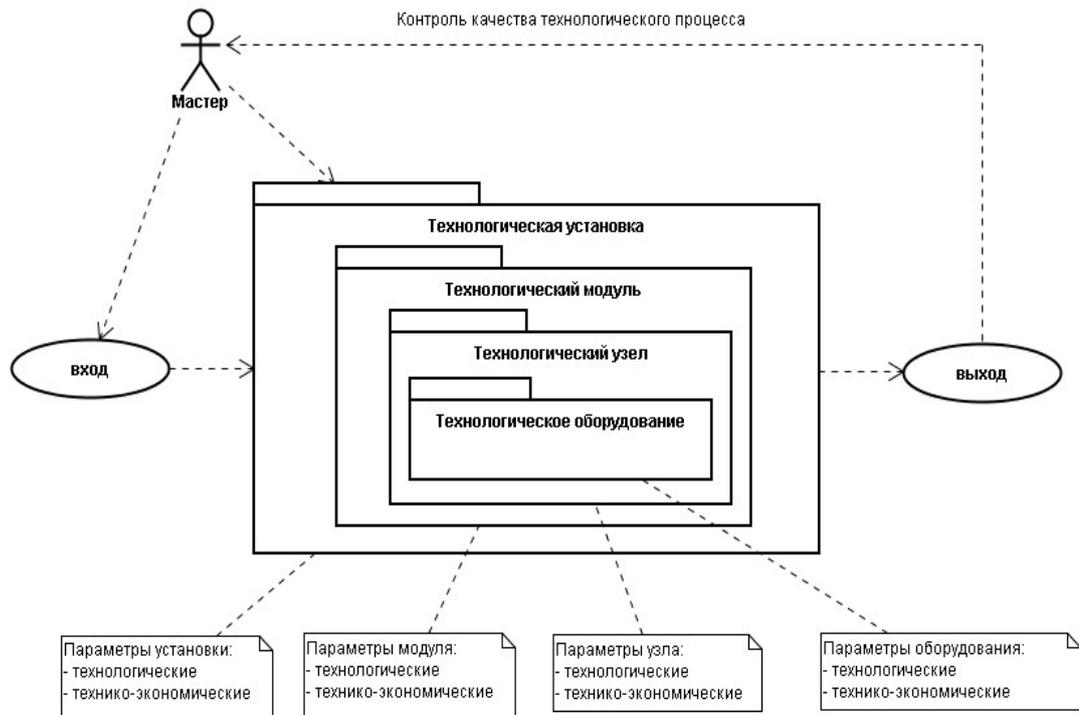


Рис. 1.6 - Описание технологической установки на языке UML

Таблица 1.3

Примеры экземпляров класса

Класс	Примеры экземпляров класса
«Технологическая установка»	Установка ЦПС
«Технологический модуль»	Модуль предварительного обезвоживания, модуль подготовки нефти
«Технологический узел»	Узел сепарационных емкостей, узел электродегидраторов, узел сепараторов со сбросом воды и др.
«Технологическое оборудование»	Сепарационная емкость, электродегидратор, газосепаратор, насос, фильтр, расходомер, уровнемер и т.д.

Каждый из классов характеризуется некоторым набором свойств. Так, например, для класса «технологическая установка» общими свойствами будут такие технологические параметры, как расход, вязкость, плотность, минерали-

зация входных и выходных потоков. Для класса «технологический модуль» общими свойствами будут технологические параметры (расход, давление, температура и т.п.); для класса «технологический узел» - технические параметры (частота вращения, давление нагнетания и всасывания для компрессорных и насосных станций и др.); для класса «технологическое оборудование» - геометрические параметры (диаметр, высота, объем и т.п., габаритные размеры для насоса). Для всех классов характерны экономические (стоимостные) параметры, параметры надежности и безопасности.

Таким образом, детализированная структурная схема модуля состоит из конечного набора оборудования, запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов и средств автоматики. На рис. 1.7 показана детализированная структурная схема модуля обезвоживания, представляющая собой сочетание технологической и функциональной схем. В представленной схеме основное оборудование включает подогреватели нефти и трехфазные сепараторы.

Технологический модуль при одних и тех же технологических параметрах (расход, давление, температура) может быть представлен различным аппаратным оформлением, и соответственно, различными запорной арматурой, контрольно-измерительными приборами и средствами автоматики.

Для выполнения технико-экономических расчетов конкретного технологического объекта могут использоваться унифицированные блочно-модульные технологические схемы с учетом физико-химических свойств нефти, газа, воды и рекомендуемых технологических параметров процессов. Модули различного функционального назначения типизированы по производительности, что обеспечивает их применение в зависимости от прогнозируемой (динамики) добычи нефти и газа по проектируемому или реконструируемому объекту.

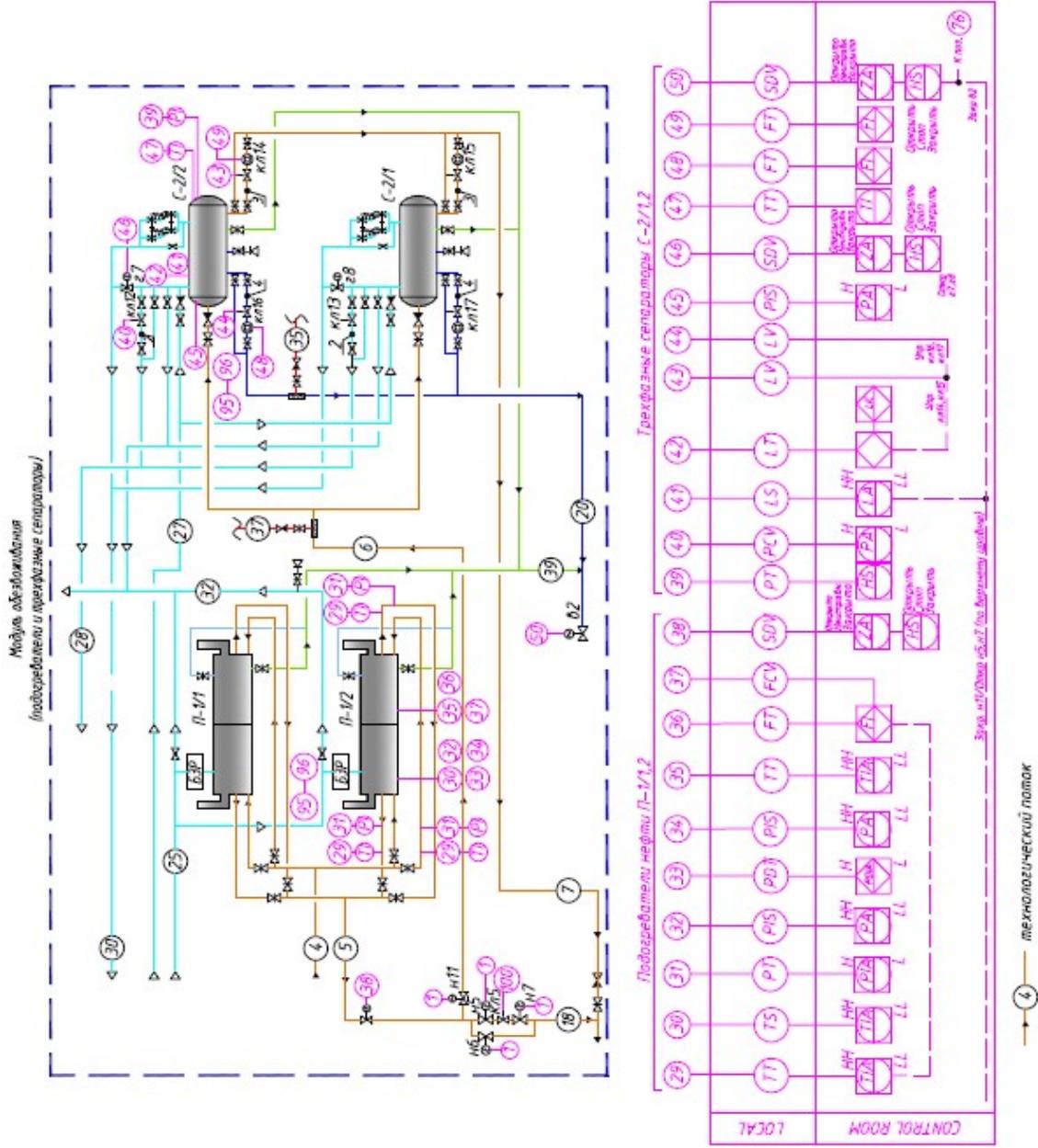
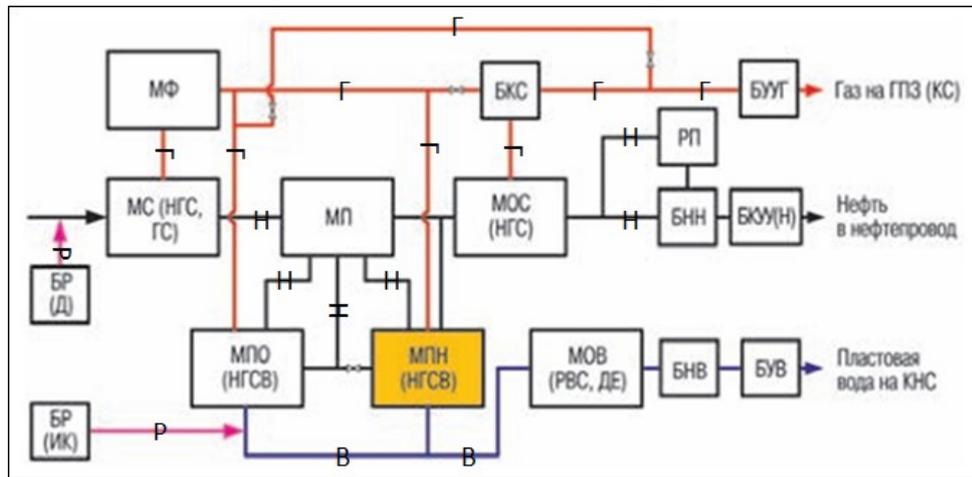
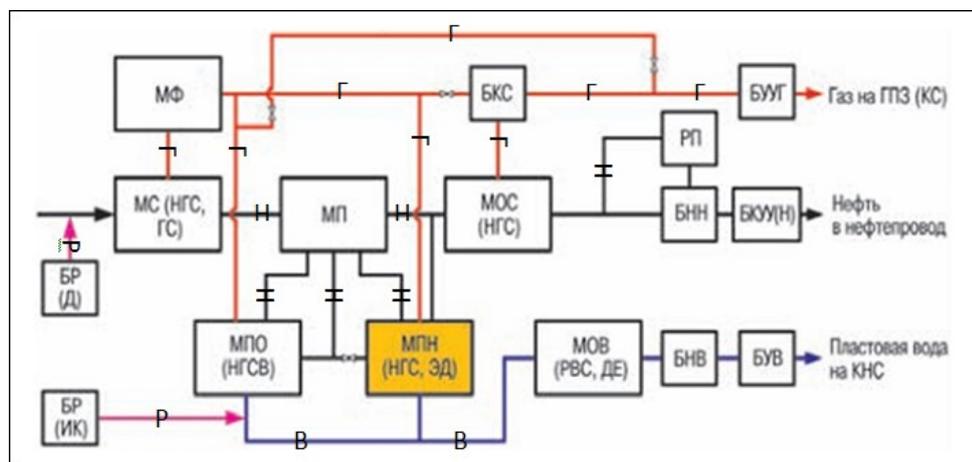


Рис. 1.7 - Детализованная функциональная схема автоматизированного модуля обезвоживания

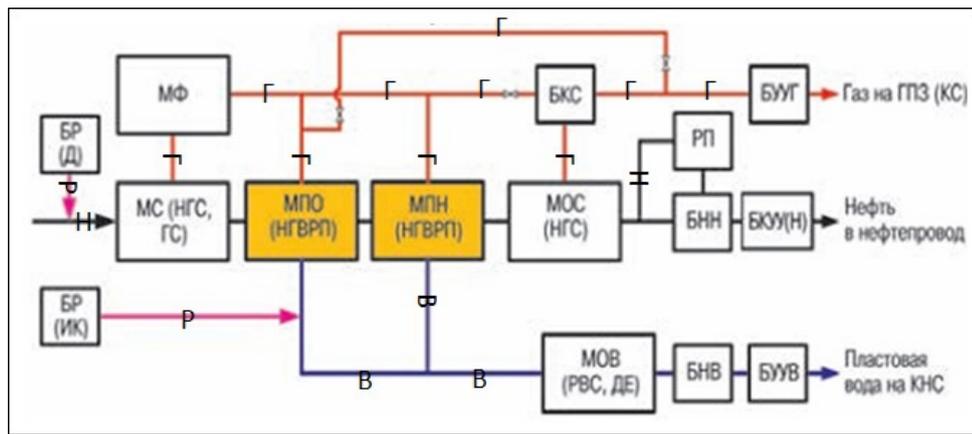
При конечном выборе базовых процессов сбора и подготовки нефти, их аппаратное содержание можно оформить по-разному. В статье «Основные принципы разработки и принятия технико-технологических решений при проектировании объектов промышленной подготовки нефти» Тарасовым М.Ю., Уржумовой О.М., Зыряновым А.Б. [88] рассмотрены примеры компоновки центрального пункта сбора (ЦПС) нефти. Представленные на рис. 1.8 варианты компоновки ЦПС отличаются сочетанием технологических процессов (наличием в схеме модуля подогрева нефти), а также их аппаратным оформлением (компоновкой модуля предварительного обезвоживания и модуля подготовки нефти). При этом каждая из схем обеспечивает получение нефти одинакового на выходе товарного качества.



Вариант компоновки №1



Вариант компоновки №2



Вариант компоновки №3

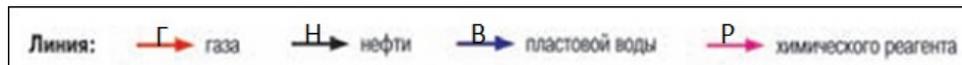


Рис. 1.8 - Варианты компоновки ЦПС

МС – модуль сепарации; МПО – модуль предварительного обезвоживания, МПН - модуль подготовки нефти; МОВ - модуль очистки воды; МОС - модуль окончательной сепарации; БКС - блочная компрессорная станция; МФ - модуль факельный; РП - резервуарный парк; БНН, БНВ - блок насосов соответственно нефти и воды; БР(Д), БР(ИК) - блок дозирования соответственно деэмульгатора и ингибитор коррозии; БКУУН - блок коммерческого узла учета нефти; БУУГ - блок узла учета газа; БУВ - блок узла учета воды; НГС - нефтегазовый сепаратор; ГС - газовый сепаратор; НГСВ - нефтегазовый сепаратор со сбросом воды; НГВРП – нефтегазоводоразделители с подогревом; ЭД - электродегидратор; ДЕ - дренажная емкость; РВС – резервуар вертикальный стальной

Выбор состава технологических модулей и их аппаратного оформления осуществляется на основании данных физико-химических свойств нефти, расчета материально-теплого баланса установки, технико-экономического сравнения основного применяемого в блок-модулях технологического оборудования. Например, при подготовке легкой нефти нет необходимости в ее предварительном подогреве, поэтому количество вариантов компоновки сокращается. При расчете материально-теплого баланса установки определяется число единиц технологического оборудования. Окончательный вариант выбирается на основании технико-экономического сравнения основного технологического оборудования (НГСВ, НГВРП, НГС, ЭД), применяемого в блоках-модулях, для данного типа нефти и

требуемых свойств получаемого продукта.

Принятая авторами статьи [88] после проведения технико-экономических расчетов и выбора окончательного проектного решения принципиальная технологическая схема объекта (вариант компоновки №2) представлена на рис. 1.9.

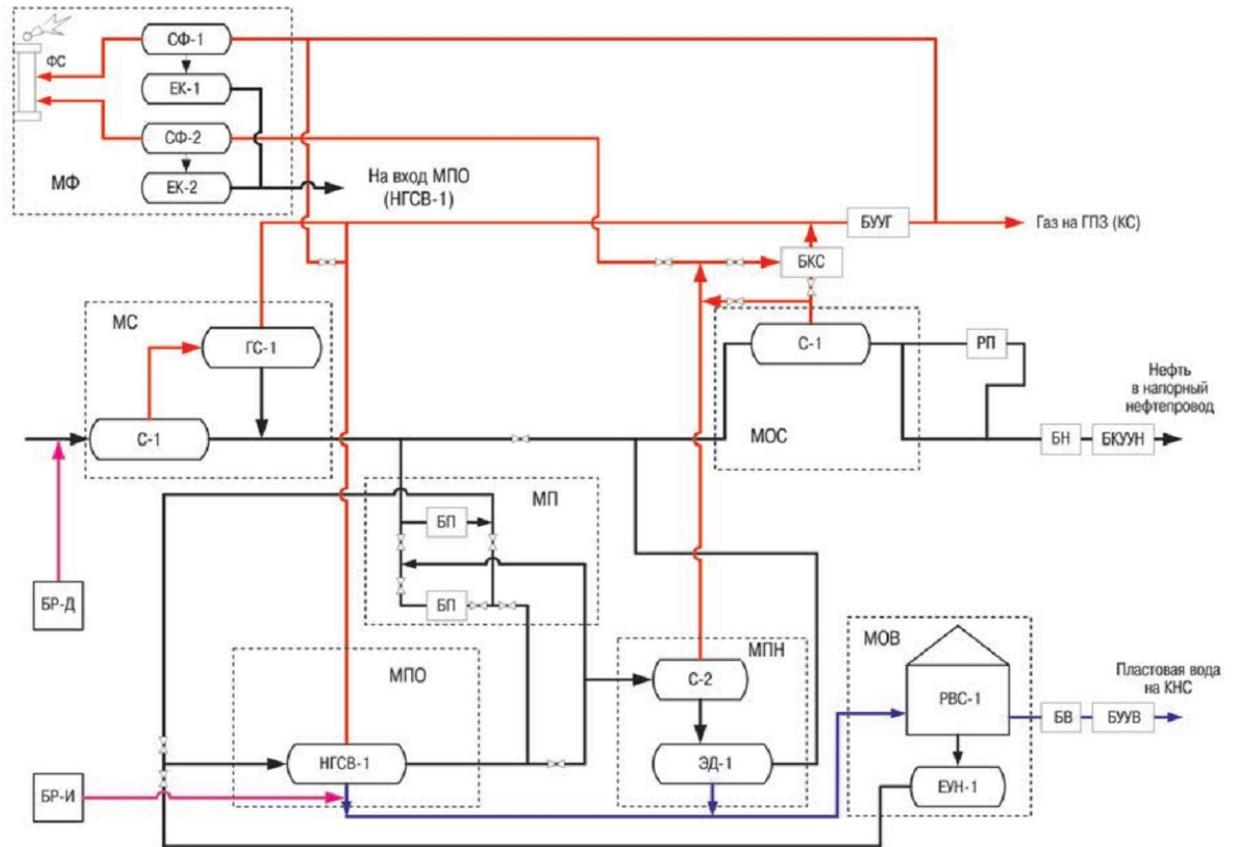


Рис. 1.9 - Принятая принципиальная технологическая схема ЦПС

Унифицированные технологические схемы должны обеспечивать структурную и технологическую гибкость системы сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды, т.е. способность системы сохранять заданное функционирование при изменении внутренних и внешних параметров.

Технологическая гибкость характеризуется способностью технологического объекта сохранять заданное функционирование при изменении технологических параметров (режимов) работы оборудования, например, за счет использования многофункционального оборудования.

Структурная гибкость характеризуется способностью видоизменения системы за счет использования модульного принципа.

В работах по данной тематике приведено описание процесса выбора технологических систем сбора и промысловой подготовки нефти, и соответственно, типа технологических модулей и их аппаратурного оформления. Представлены различные варианты систем сбора и промысловой подготовки нефти в зависимости от типа продукции скважин и требуемых свойств получаемой нефти. Вместе с тем можно сделать вывод, что описанный в литературе процесс выбора технологических систем направлен в основном на обеспечение заданных свойств технологической структуры, а в части выбора основного применяемого в блок-модулях технологического оборудования носит субъективный характер и не отражает задачу обеспечения минимизации совокупных стоимости аппаратурно-технологического оформления на этапе проектирования установки и текущих затрат в процессе ее эксплуатации.

Для этого можно использовать современные средства проектирования и внедрения (в том числе PDM-системы, расширения для САПР). Так, например, целесообразно автоматизировать работу с типовыми технологическими блоками, в том числе, выбор технологического модуля по заданным параметрам, сравнение технологических модулей и др. Для адаптации процесса проектирования технологических схем, основанных на использовании типовых технологических модулей и блоков, к применению современных средств проектирования необходимо разработать модели представления данных о самом процессе и его составных частях.

1.4. Концепции проектирования и управления процессом промысловой подготовки нефти

При эксплуатации действующей УПН необходимо таким образом управлять производством, чтобы при подготовке поступающей сырой нефти обеспечить получение на выходе УПН нефти товарного качества при минимальных текущих затратах.

С целью обеспечения соответствующих ГОСТ Р 51858-2002 [27] показателей качества товарной нефти в условиях меняющейся по количеству и качеству нефтяной эмульсии требуется разработка сложной, иерархической системы управления,

позволяющей поддерживать оптимальные технологические параметры работы установки, заданные показатели качества продуктов и оперативно управлять процессами подготовки нефти [4].

Вопросы совершенствования технологии и управления процессами подготовки нефти освещены в работах [6, 8, 9, 48, 56, 57, 63]. В том числе, обсуждаются вопросы экономического обоснования как методов разработки месторождений [33], так и методов подготовки нефти [19].

Вопросы оперативного управления технологическими процессами добычи и подготовки нефти в публикациях по нефтепромысловому делу обсуждаются очень мало, хотя для процессов переработки нефти эффективность внедрения систем оперативного управления по ПК и ПТЭЭ общепризнанна [4, 20, 83].

Структура современной АСУ ТП установок подготовки нефти состоит из подсистем первого (нижнего) и второго (верхнего) уровня АСУ ТП. Задачей систем регулирования нижнего уровня АСУ ТП является поддержание параметров заданного технологического режима установки, которое реализовано датчиками (первичными измерительными преобразователями), каналами и устройствами связи, контроллерами (регуляторами), исполнительными устройствами, средствами интерфейса и др. [23, 30, 59].

Примерами подсистем нижнего уровня АСУ ТП в нефтяной промышленности являются подсистемы поддержания температуры, расхода, уровня, давления в системах сбора, подготовки, хранения и транспорта нефти.

Задачей подсистем верхнего уровня АСУ ТП является вычисление не измеряемых параметров контроля и управления (показателей качества (ПК) продуктов, технико-экономических показателей (ТЭП)), которое может быть реализовано с использованием программных продуктов производителей экспертных систем реального времени, SCADA-систем, программно-технических комплексов, операционных систем реального времени и др.

Основная проблема при построении подсистем второго уровня заключается в трудности оперативного получения информации о ПК и ПТЭЭ.

Решение задач второго уровня возможно на основе широкого использования различного рода моделей технологических процессов для расчета ПК и ПТЭЭ и модели принятия решений, т.е. модели управления процессами [34, 68, 69].

С учетом особенностей технологических процессов подготовки нефти и воды в [6] описаны средства измерения и контроля их общетехнологических параметров для создания технических средств автоматизации. Особое внимание уделено средствам контроля и измерения качественных параметров процессов промышленной подготовки нефти и воды. Даны технические решения по измерению качественных параметров влагосодержания и солей в нефти непосредственно в потоке без предварительного отбора пробы и ее подготовки. Автором [6] освещены вопросы моделирования и оптимального управления технологическими процессами промышленной подготовки нефти, газа и воды.

Совместное проектирование ХТС и системы управления (СУ) сводится к определению таких структур, конструктивных и технологических параметров ХТС и СУ, которые наиболее полно удовлетворяют некоторому заданному критерию эффективности. Следовательно, необходимость совместного проектирования ХТС и СУ вытекает из общей цели функционирования замкнутой системы.

Исходными данными для задачи совместного проектирования служат информация, полученная в результате анализа производственного процесса (возможные структуры ХТС, их математические модели, возможные значения конструктивных и технологических параметров и ограничения на них) и СУ (результаты работы СУ для аналогичных действующих производств, возможность использования тех или иных средств автоматизации, ограничения на конструктивные и технологические параметры СУ), а также критерий эффективности, являющийся количественной мерой оптимальности замкнутой системы ХТС – СУ [94].

В отличие от описанных в литературе, процесс выбора технологических систем в настоящей работе направлен не только на обеспечение заданных характеристик технологической структуры, но и обеспечения минимизации затрат на оборудование и эксплуатационных затрат технологической установки промышленной подготовки нефти (рис. 1.10).

Совместное (параллельное) проектирование и управление технологическим процессом подготовки нефти заключается в переборе вариантов состава оборудования. Для каждого состава оборудования по критерию «приведенные затраты» рассчитывается оптимальный технологический режим. Из всего множества возможных вариантов аппаратного оформления выбирается тот, который по критерию «показатель приведенных затрат» оптимальный.

Задачи оптимизации при проектировании и эксплуатации технологической установки являются технически и экономически связанными. Совместное (параллельное) проектирование и управление процессом подготовки нефти заключается в том, что на эксплуатацию передается проект строительства или реконструкции объектов, включающий также проект системы автоматизации нижнего уровня и алгоритмы АСУ ТП, в том числе алгоритмы оптимизации технологических режимов стадий. Проект нижнего уровня АСУ ТП выполняется при этом в соответствии с типовыми техническими решениями, определяемыми отраслевыми стандартами, стандартами предприятий-заказчиков проекта, федеральными нормами и правилами промышленной безопасности.

При решении задач проектирования определяются типоразмеры аппаратов, а также оптимальные значения параметров технологического режима для усредненных в проекте характеристиках сырой нефти.

Решение задачи управления действующей установкой заключается в оперативном определении оптимальных значений параметров технологического режима при существующем аппаратном оформлении процесса, меняющихся характеристиках нефтяной эмульсии и термобарических условий на скважине, и в реализации режима.

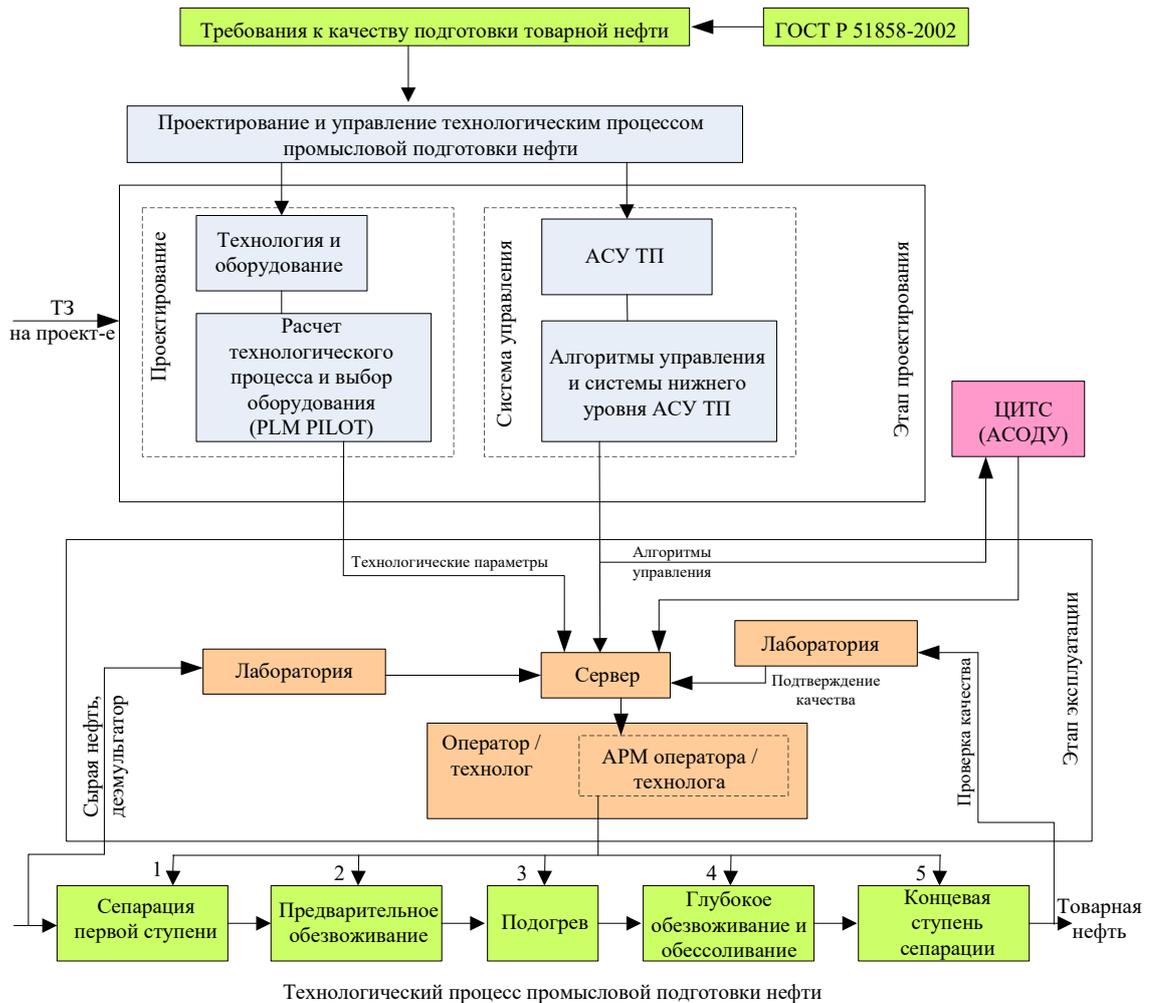


Рис.1.10 - Концептуальная схема совместного проектирования и управления технологическим процессом промышленной подготовки нефти

Анализ литературы и существующих систем автоматизации нефтепромыслов и установок подготовки нефти [63] показывает, что нерешенными задачами, которые не позволяют проектировать АСУ ТП на современном уровне развития информационных технологий, являются:

1. Отсутствуют модели, которые позволяют оперативно рассчитывать ПК продуктов: обводненность нефти после сепараторов и емкостей отстаивания; агрегативную устойчивость водонефтяных эмульсий; содержание солей и легких фракций газов; показатели эффективности деэмульгаторов; содержание нефтепродуктов в подтоварной воде, а также методы идентификации моделей к условиям эксплуатации установок промышленной подготовки нефти.

2. Отсутствуют методы и алгоритмы оптимизации режимов технологического оборудования установки подготовки нефти, исходя из критериев технико-экономического типа и учета обеспечения заданных значений ПК.

ВЫВОДЫ ПО ПЕРВОЙ ГЛАВЕ

1. На основе анализа основных схем и технологий подготовки нефти определены основные структурные составляющие и узлы технологического процесса подготовки нефти: сепарация первой ступени, предварительное обезвоживание, нагрев, глубокое обезвоживание и обессоливание, конечная ступень сепарации, дозирование деэмульгатора.

2. Выполнен топологический анализ и представлена в виде характеристического потокового графа и соответствующей ему матрицы смежности схема подготовки нефти, позволяющие упростить алгоритмизацию расчета материального и теплового балансов многостадийного технологического процесса.

3. На основе модульного подхода к представлению и расчету основных процессов подготовки нефти поставлена задача минимизации затрат на аппаратурно-технологическое оформление процесса и эксплуатационных затрат установки промысловой подготовки нефти при заданных требованиях к характеристикам технологической структуры.

4. На основе анализа задач проектирования и эксплуатации автоматизированных установок промысловой подготовки нефти установлено, что они являются технически и экономически взаимосвязанными. Это позволяет при современном уровне информационных технологий рассматривать концепцию совместного проектирования и управления технологическим процессом промысловой подготовки нефти с применением методов математического моделирования.

ГЛАВА 2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

2.1. Аналитические модели основных процессов промышленной подготовки нефти

Характерными чертами современного развития технологии подготовки и переработки нефти является ее математическое моделирование с использованием специализированных моделирующих систем (МС). Математическое моделирование процессов первичной подготовки нефти является необходимым этапом при решении задач анализа, оптимизации, повышения эффективности действующих установок подготовки нефти (УПН), разработки систем автоматизированного проектирования и технологических регламентов на проектирование УПН, разработки систем управления процессами.

В настоящее время при проектировании, исследовании и анализе действующих производств эффективно используются компьютерные моделирующие системы. Известно достаточно большое количество МС, таких как HYSYS, PRO-2, UniSim Design и других, используемых в практике проектных и научных работ. Информационные моделирующие системы отличаются от традиционных методов математического моделирования комплексным подходом к проблеме, удобным пользовательским интерфейсом и использованием современных операционных сред, в рамках которых функционируют все блоки МС. Кроме того, большинство подобных систем включают экспертные оценки специалистов, накопленные базы данных, базы знаний. В таких моделирующих системах технологический аппарат является «черным ящиком» и пользователь, как правило, не знает, какая методика заложена в математической модели расчета основополагающих процессов подготовки нефти.

Для повышения эффективности действующих промышленных установок при решении задач расчета и оптимизации процессов целесообразно применять спе-

циализированные моделирующие системы, адаптированные к технологическим условиям данного промышленного объекта.

При автоматизации действующих объектов промышленной подготовки нефти следует отдавать предпочтение аналитическим моделям в сочетании с эмпирическими методами, позволяющими дополнить аналитические уравнения значениями параметров, определенными по экспериментальным данным, полученным на объектах. Поэтому представление моделей процессов подготовки нефти в виде аналитических уравнений расчета процессов сепарации, каплеобразования, обезвоживания и обессоливания позволяет минимизировать расхождение расчетных и экспериментальных данных, и тем самым прогнозировать режимы работы действующей установки, используя ее адекватную математическую модель.

Построение моделей технологической установки промышленной подготовки нефти основано на использовании физико-химических закономерностей основных процессов подготовки нефти: сепарации, каплеобразования, отстаивания и обессоливания, которые позволяют прогнозировать влияние технологических параметров на основные показатели процессов подготовки нефти.

При моделировании процесса сепарации уравнения для расчета составов паровой и жидкой фазы получают совместным решением уравнений материального баланса процесса однократного испарения [84] и равновесия фаз:

$$\sum_{i=1}^m x_i = \sum_{i=1}^m \frac{u_i}{1 + e(K_i - 1)} = 1. \quad (2.1)$$

В случае, если ожидается малая доля отгона, расчет рекомендуется проводить по уравнению:

$$\sum_{i=1}^m y_i = \sum_{i=1}^m \frac{K_i u_i}{1 + e(K_i - 1)} = 1. \quad (2.2)$$

В уравнениях (2.1), (2.2) u_i , x_i , y_i - мольные доли i -ого компонента в жидком сырье, в полученных жидкой и газовой фазах соответственно;

e – мольная доля газа (доля отгона);

m – число компонентов жидкой смеси;

K_i – константа фазового равновесия.

После расчета доли отгона определяют составы равновесных фаз.

Для расчета констант фазового равновесия принята методика [97, 98], основанная на методе Гофмана-Крампа, который оптимально сочетает точность и простоту расчетных процедур и применяется для проведения инженерных расчетов.

При первичной подготовке нефти одним из основных этапов является процесс обезвоживания, включающий стадии каплеобразования и отстаивания.

При разработке математического описания процесса каплеобразования были использованы методики [58, 66, 91], в которых предложено рассматривать процесс разрушения водонефтяных эмульсий, состоящим из двух этапов: массообмена и коалесценции. Учет количества вводимого деэмульгатора на процесс разрушения эмульсии осуществлялся на основании литературных данных [58], отражающих влияние химического реагента на величину поверхностного натяжения.

Максимальные размеры устойчивых капель (d_{max} , см), которые могут существовать в турбулентном потоке при движении смеси по трубопроводам, определяются по выражению [58, 66, 91]:

$$d_{max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7 \mu_B (u_0 \cdot 100)^{0,7} \sigma^{0,8}}{(u_0 \cdot 100)^{2,4} \text{Re}^{0,1} (v_{\text{э}} \cdot 10000)^{0,1} (\rho_H / 1000) \mu_H^{0,5}}, \quad (2.3)$$

где σ - поверхностное натяжение, дин/см;

μ_B, μ_H - динамическая вязкость воды и нефти, пуаз;

u_0 - линейная скорость потока, м/с;

$v_{\text{э}}$ - кинематическая вязкость эмульсии, м²/с;

ρ_H - плотность нефти, кг/м³.

Выходные характеристики расчета процесса каплеобразования, основным из которых является максимальный диаметр капель, служат исходными данными для расчета процесса отстаивания.

Математическое описание процесса отстаивания основывается на известных законах осаждения капель воды под действием сил тяжести, а также различного рода эмпирических и полуэмпирических уравнениях, описывающих физико-химические свойства материальных потоков как функции технологических параметров процесса обезвоживания нефти.

Относительную обводненность эмульсии после процесса отстаивания в области ламинарного режима осаждения можно определить из условия [53, 55, 91]:

$$\frac{\omega_{0di}}{\omega_{oi}} = \frac{18 \omega_{0di} \mu_H (1-B)^2}{d_{\max}^2 (\rho_B - \rho_H) g \left[(1-B)^2 - \left(1 - \frac{B}{B_0}\right)^2 \right]} = (1-B)^{4.7}, \quad (2.4)$$

где ω_{0di} , ω_{oi} - скорости стесненного и свободного осаждения капли размером d_i , м/с;

B_0, B – обводненность нефти на входе и выходе из аппарата, масс. доли;

ρ_B, ρ_H - плотность воды и нефти, кг/м³;

μ_H - вязкость нефти, мПа·с;

g – ускорение свободного падения, м²/с.

Математические модели процессов сепарации и отстаивания, представленные алгебраическими уравнениями (2.1-2.4), решаются с использованием метода последовательных приближений и метода половинного деления.

В настоящей работе приведены результаты сравнительного анализа расчета материального баланса действующей установки предварительного сброса пластовой воды (УПСВ), полученные с использованием специализированной моделирующей системы (на платформе UniSim Design) и уравнений расчета основных процессов подготовки нефти (2.1-2.4). Остаточная обводненность нефти на выходе с установки не превышает 5 % масс.

В качестве исходных данных использованы значения технологических параметров, физико-химических свойств и составов пластовой нефти с установки предварительного сброса пластовой воды Пермского края (табл. 2.1). Принципиальная технологическая схема установки приведена на рис. 2.1.

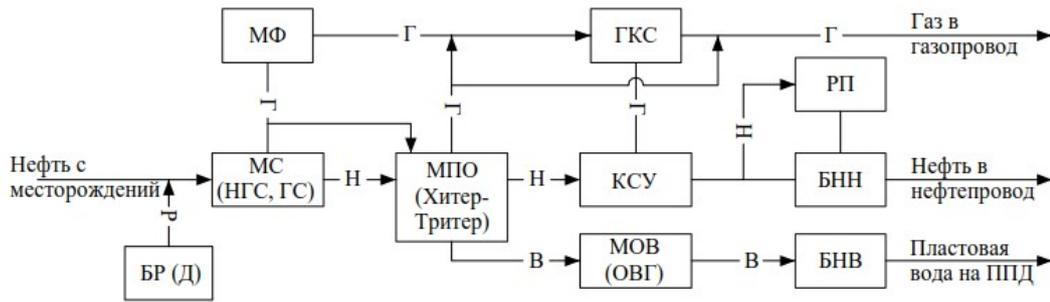


Рис. 2.1 - Принципиальная технологическая схема УПСВ

МС – модуль сепарации; МПО – модуль предварительного обезвоживания; МОВ – модуль очистки воды; МФ – модуль факельный; КСУ – конечная сепарационная установка; ГКС – газовая компрессорная станция; РП – резервуарный парк; БР (Д) – блок дозирования деэмульгатора; БНН, БНВ – блок насосов соответственно нефти и воды; НГС – нефтегазовый сепаратор; ГС – газовый сепаратор; Хитер-Тритер – нефтегазовый сепаратор с подогревом и сбросом воды; ОВГ – отстойник воды горизонтальный;

Р – реагент-деэмульгатор; Н – нефть; Г - газ

Таблица 2.1

Компонентный состав пластовой нефти (фактический), физико-химические свойства нефти и технологические параметры

Компонентный состав	Содержание, % мол.	Физико-химические свойства / параметр, единица измерения	Значения		
N ₂	0,45	Годовая мощность установки по сырью, т/год	2270963		
CO ₂	0,28	Обводненность сырой нефти, % масс.	40		
CH ₄	36,34	Содержание воды на выходе с установки, не более % масс.	5		
C ₂ H ₆	9,87	Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	832		
C ₃ H ₈	11,62	Плотность пластовой воды при 20 °С, кг/м ³	1064		
i-C ₄ H ₁₀	2,64	Кинематическая вязкость нефти при 20 °С, мм ² /с	4,76		
n-C ₄ H ₁₀	5,63		МС	МПО	КСУ
i-C ₅ H ₁₂	2,18	Давление, МПа	0,3	0,2	0,005
n-C ₅ H ₁₂	2,50	Температура, °С	5	40	35
Остаток	28,49	Время пребывания, мин.	8	30	5

Математическая модель модуля предварительного обезвоживания, состоящего из ключевого аппарата Хитер-Тритер технологической схемы, состоит из математических моделей процессов сепарации, каплеобразования и отстаивания.

Материальный баланс УПСВ, выполненный с использованием уравнений расчета основных процессов подготовки нефти и специализированной моделиру-

ющей системы, приведен в табл. 2.2 и 2.3 соответственно. В табл. 2.4 приведены экспериментальные данные и сравнительный анализ с расчетными данными, полученными при использовании специализированной моделирующей системы и уравнений основных процессов подготовки нефти.

Таблица 2.2

Материальный баланс УПСВ, полученный с использованием уравнений (2.1)-(2.4) расчета основных процессов подготовки нефти

Поступает на установку (среднегодовой расход)				Уходит с установки (среднегодовой расход)			
Наименование	Единица измерения			Наименование	Единица измерения		
	% масс.	т/год	т/час		% масс.	т/год	т/час
Нефть	60	1362577,8	162,2116	Газ I ступени сепарации	77,03	296308,02	35,2748
Пластовая вода	40	908385,2	108,1411	Газ II ступени сепарации	18,71	71974,56	8,5684
				Газ КСУ	4,26	16405,04	1,9530
				Итого:	100		
				Газ	16,94	384687,62	45,7962
				Нефть	95	977853,48	116,4111
				Пластовая вода с нефтью	5	51465,97	6,1269
				Итого:	100		
				Нефть с 5% обводн.	45,33	1029319,45	122,5380
				Нефть с подтоварной водой	0,1	856,96	0,1020
				Подтоварная вода	99,9	856098,97	101,9165
				Итого:	100		
				Подтоварная вода на МОВ	37,73	856955,93	102,0185
Всего:				Всего:			
На установку	100	2270963,0	270,3527	С установки	100	2270963,0	270,3527

**Материальный баланс УПСВ, полученный с использованием
специализированной МС**

Поступает на установку (среднегодовой расход)				Уходит с установки (среднегодовой расход)			
Наименование	Единица измерения			Наименование	Единица измерения		
	% масс.	т/год	т/час		% масс.	т/год	т/час
Нефть	60	1362577,8	162,2116	Газ I ступени сепарации	69,11	205470,00	24,4607
Пластовая вода	40	908385,2	108,1411	Газ II ступени сепарации	25,62	76186,08	9,0698
				Газ КСУ	5,27	15660,87	1,8644
				Итого:	100		
				Газ	13,09	297316,95	35,3949
				Нефть с 5% обводн.	48,89	1110223,05	132,1694
				Подтоварная вода на МОВ	38,02	863423,00	102,7884
Всего:				Всего:			
На установку	100	2270963,0	270,3527	С установки	100	2270963,0	270,3527

Таблица 2.4

**Экспериментальные данные с установки УПСВ и сравнительный анализ
материального баланса с расчетными данными по моделям (2.1)-(2.4) и МС**

Экспериментальные данные, полученные с установки				Расчетные данные при использовании уравнений расчета процессов		Расчетные данные при использовании моделирующей системы	
Наименование	Единица измерения			Ед.изм.	Относит. погрешн.	Ед.изм.	Относит. погрешн.
	% масс.	т/год	т/час				
Газ I ступени сепарации:	59,48	208140,06	24,7786				
На запальник факела		1410,87	0,1680				
На горелки аппаратов Хитер-Тритер		26418,81	3,1451				
Газ потребителям (ТЭЦ и котельная)		180310,38	21,4655				
Газ II ступени сепарации и КСУ:	40,52	141776,28	16,8781				
На мини-ГКС		141776,28	16,8781				
Итого:	100						

Окончание табл. 2.4

Газ	15,41	349916,34	41,6567	384687,62	9,94	297316,95	15,03
Нефть с 5% обводн	49,86	1132260,76	134,7929	1029319,45	9,09	1110223,05	1,95
Подтоварная вода на МОВ	34,73	788785,90	93,9031	856955,93	8,64	863423,00	9,46
Всего:							
С установки	100	2270963,00	270,3527	2270963,00		2270963,00	

Адекватность моделей оценивалась по значениям среднегодовых расходов продуктов с УПСВ при остаточной обводненности нефти на выходе с установки 5 % масс. Средняя относительная погрешность при использовании уравнений (2.1-2.4) расчета процессов не превышает 10%, что свидетельствует об удовлетворительном соответствии расчетных и экспериментальных данных и позволяет анализировать процессы в УПСВ, варьируя технологические параметры. Недостатком применения аналитических уравнений является трудоемкость вычислений, связанная с необходимостью применения итерационных процедур при варьировании технологических параметров.

Средняя относительная погрешность результатов расчета, полученных при использовании специализированной моделирующей системы, в данном случае выше (до 15 %), что связано с первоначальной настройкой модели, которая весьма трудоемка и требует качественных исходных данных. В то же время, однократно настроенная модель способна выдавать результаты с высокой точностью, не требуя коррекции при сохранении ряда входных параметров (состав сырья, давления и температуры по аппаратам) в допустимых пределах и удобна в использовании для оперативной коррекции режима работы конкретной установки, выполнения однотипных расчетов материальных балансов, расчета составов и свойств продуктов промысловой подготовки. При значительном отклонении входных параметров от исходных, для которых настроена модель, требуется коррекция настроек модели.

Специализированные моделирующие системы удобны и применяются для проведения большинства трудоемких проектных расчетов, целью которых является подбор промыслового оборудования многостадийного технологического про-

цесса подготовки нефти.

2.2. Экспериментально-статистические модели процесса подготовки нефти

На производстве иногда необходимо провести расчет какого-либо технологического процесса, не имея пакета моделирования. И даже в случае, если подобная программа имеется в наличии, как правило, требуется обученный персонал. Настройка термодинамических моделей в специализированных системах технологического моделирования требует усилий и времени, а также качественных исходных данных. Для прогнозирования работы установки в условиях изменяющихся входных параметров, модель нуждается в дополнительных настройках и корректировке.

Кроме того, в таких МС, а также в аналитических уравнениях расчета основных процессов подготовки нефти, отсутствуют модели, которые позволяют учитывать показатели расхода и эффективности деэмульгатора, что в конечном итоге оказывает влияние на показатели технико-экономической эффективности работы объекта подготовки нефти.

В соответствии с требованиями регламентов работы технологических установок подготовки нефти, а также ГОСТ Р 51858-2002, основным показателем качества подготовки является обводненность нефти на выходе с установки, зависящая от ряда параметров. Технологические особенности разделения нефти и попутной воды не позволяют полностью извлечь воду из нефти, поэтому товарная нефть поступает на нефтеперерабатывающие заводы с остаточным содержанием воды. Повышенное содержание воды в нефти приводит к увеличению расходов на ее транспортирование в магистральных трубопроводах, вызывает образование стойких водонефтяных эмульсий, а содержание растворов солей вызывает коррозию трубопроводов и другого оборудования, обуславливает необходимость удаления их из нефти непосредственно на промыслах. В связи с этим требуется постоянная адаптация технологических режимов работы существующего оборудо-

вания с целью обеспечения эффективности проведения процессов обезвоживания и обессоливания.

Для определения оптимальных условий проведения процесса подготовки нефти, обеспечивающих требуемое значение обводненности нефти на выходе с установки, составлена математическая модель расчета обводненности. Математическое описание работы объекта промысловой подготовки нефти получено путем статистической обработки имеющегося набора экспериментальных данных.

Для упрощения относительно уравнения (2.4) расчета обводненности при условии сохранения достаточной степени адекватности функция обводненности аппроксимирована уравнением второго порядка вида:

$$\eta_H = K_0 + K_1\eta_{Ж} + K_2t_{ан} + K_3t_{ан}^2 + K_4g_{дэ} + K_5g_{дэ}^2 + K_6g_{дэ}t_{ан} + K_7\tau_{нр} + K_8\tau_{нр}^2 + K_9\tau_{нр}t_{ан} + K_{10}\tau_{нр}g_{дэ} + K_{11}Q_{Ж}, \quad (2.5)$$

где η_H - обводненность нефти, %;

$\eta_{Ж}$ - обводненность жидкости (водонефтяной эмульсии) на входе, %;

$t_{ан}$ - температура в аппарате, °С;

$g_{дэ}$ - расход деэмульгатора, г/т;

$\tau_{нр}$ - время пребывания жидкости в аппарате, мин;

$Q_{Ж}$ - расход жидкости, т/месяц;

K_i - коэффициенты.

Изменяемыми технологическими параметрами являются температура в аппарате, норма деэмульгатора, время пребывания жидкости в аппарате, расход жидкости и ее обводненность.

Подставляя значения, полученные из отчета лабораторного анализа действующей установки предварительного сброса пластовой воды (табл. 2.5), в выражение (2.5), из решения полученной системы, состоящей из 12 уравнений, в программном продукте Mathcad (Приложение Б), определены коэффициенты функции обводненности K_i : $K_0 = -6,187$; $K_1 = 1,115$; $K_2 = -0,15$; $K_3 = -5 \cdot 10^{-3}$; $K_4 = -0,312$; $K_5 = 4,833 \cdot 10^{-3}$; $K_6 = -4 \cdot 10^{-3}$; $K_7 = 0$; $K_8 = -8,889 \cdot 10^{-3}$; $K_9 = 0,013$; $K_{10} = 2 \cdot 10^{-3}$; $K_{11} = -1,26 \cdot 10^{-4}$.

Данные для расчета коэффициентов функции обводненности (2.5)

№ п/п	$t_{ан}, °C$	$\eta_{ж}, \%$	$g_{дэ}, г/т$	$Q_{ж}, т/мес$	$\tau_{пр}, мин$	Факт. $\eta_{н}, \%$	Расч. $\eta_{н}, \%$	Погрешность, %
1	20	34,4	50	120292	15	8	7,895	1,313
2	30	34,4	0	120292	15	12	11,862	1,150
3	40	34,4	0	120292	15	9	8,812	2,089
4	30	34,4	50	120292	30	6,2	5,195	16,210
5	20	43,6	0	201676	15	9	13,916	54,622
6	20	43,6	0	201676	30	12	11,816	1,533
7	30	43,6	50	201676	30	5,5	5,198	5,491
8	40	43,6	50	201676	30	2,5	2,098	16,080
9	20	34,4	30	120292	30	6,4	6,202	3,094
10	40	34,4	30	120292	30	3	2,602	13,267
11	30	43,6	30	201676	30	5,2	4,905	5,673
12	40	43,6	30	201676	30	3	2,605	13,167

В таблице 2.5 приведены также расчетные значения обводненности и приведенные погрешности. Среднее значение приведенной погрешности не превышает 11,1%.

Параметризованная по экспериментальным данным (табл. 2.5) функция обводненности имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} \eta_{н} = & -6,187 + 1,115\eta_{ж} - 0,15t_{ан} - 5 \cdot 10^{-3} \cdot t_{ан}^2 - 0,312g_{дэ} + 4,833 \cdot 10^{-3} \cdot g_{дэ}^2 - \\ & - 4 \cdot 10^{-3} \cdot g_{дэ} t_{ан} - 8,889 \cdot 10^{-3} \cdot \tau_{пр}^2 + 0,013\tau_{пр} t_{ан} + 2 \cdot 10^{-3} \cdot \tau_{пр} g_{дэ} - 1,26 \cdot 10^{-4} \cdot Q_{ж} \end{aligned} \quad (2.6)$$

На исследуемой установке предварительного сброса пластовой воды в процессе нормальной эксплуатации поддерживаются значения технологических параметров: $t_{ан} = 40 °C$, $g_{дэ} = 30 г/т$, $\tau_{пр} = 30 мин$, при этом в среднем $Q_{ж} = 201676 т/мес$ и $\eta_{ж} = 43,6 \%$, что позволяет достигать обводненности нефти $\eta_{н} = 3\%$.

На рис. 2.2 показана зависимость обводненности на выходе от нормы деэмульгатора при температурах в аппарате УПСВ 20 °C, 30 °C и 40 °C. Видно, что с увеличением расхода деэмульгатора до значения примерно 30 г/т обводненность нефти снижается до менее 5 % масс., но эффективность деэмульгатора падает. Дальнейшее увеличение расхода деэмульгатора с 40 г/т приводит к обратному эффекту, т.е. увеличению обводненности.

На рис. 2.3, 2.4 показаны зависимости обводненности на выходе от времени пребывания жидкости в аппарате УПСВ при температурах 20 °C, 30 °C и 40 °C и

нормах расхода деэмульгатора 20 г/т (рис. 2.3) и 30 г/т нефти (рис. 2.4). Обводненность на выходе, приближенная к допустимым 5 % масс., достигается при времени пребывания жидкости в аппарате УПСВ примерно 30 мин: для нормы расхода деэмульгатора 20 г/т нефти при температуре 40 °С, для нормы расхода деэмульгатора 30 г/т нефти при температуре 30 °С.

Зависимость обводненности нефти от температуры при различных нормах расхода деэмульгатора показана на рис. 2.5. Для указанных 20, 30 и 50 г/т норм расхода деэмульгатора обводненность на выходе с УПСВ менее 5 % масс достигается при температурах выше 40 °С, 30 °С и 35 °С соответственно.

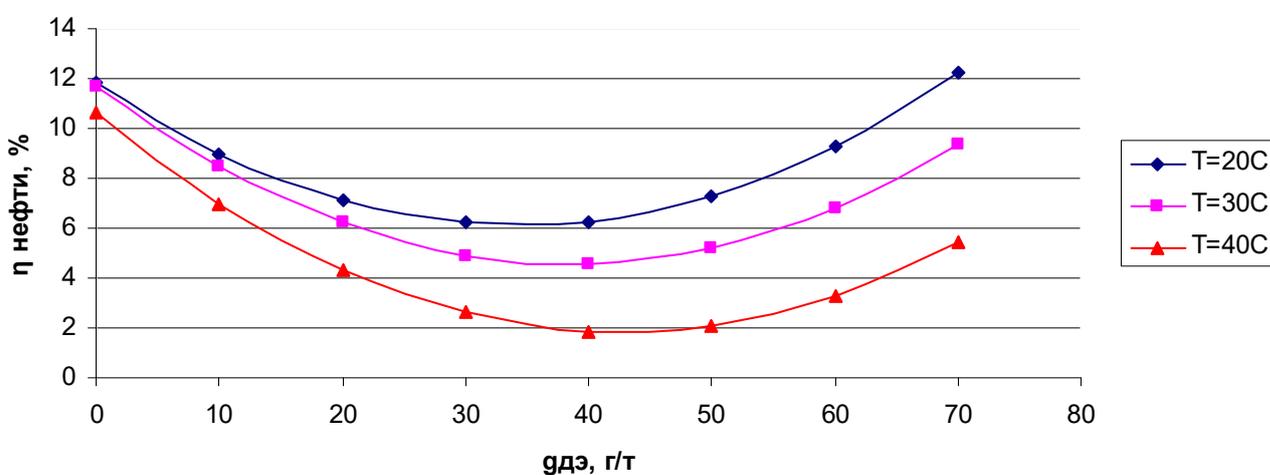


Рис. 2.2 - Зависимость обводненности на выходе от нормы деэмульгатора при температурах в аппарате УПСВ 20 °С, 30 °С и 40 °С

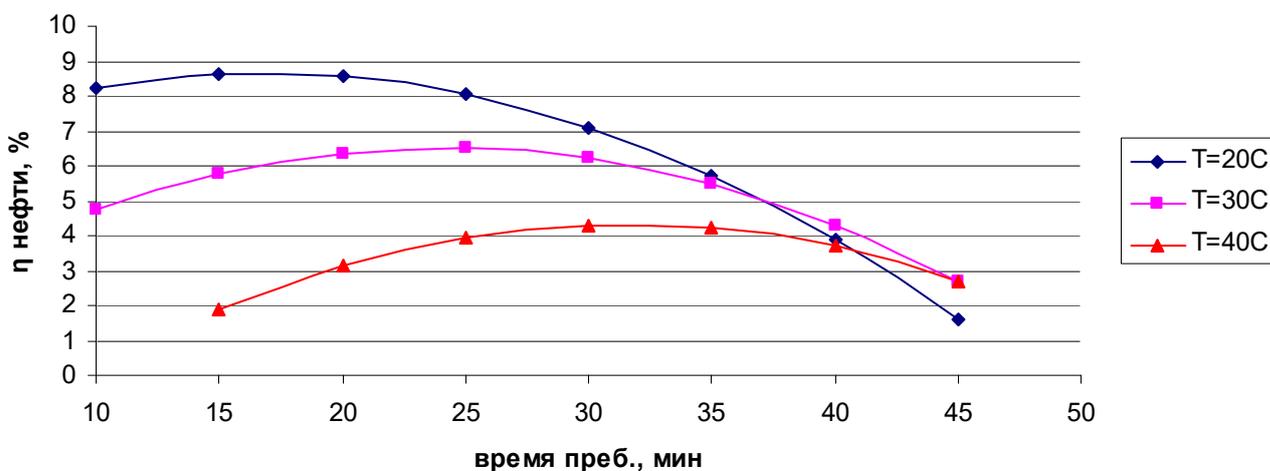


Рис. 2.3 - Зависимость обводненности на выходе от времени пребывания жидкости в аппарате УПСВ при температурах 20 °С, 30 °С и 40 °С и норме расхода деэмульгатора 20 г/т

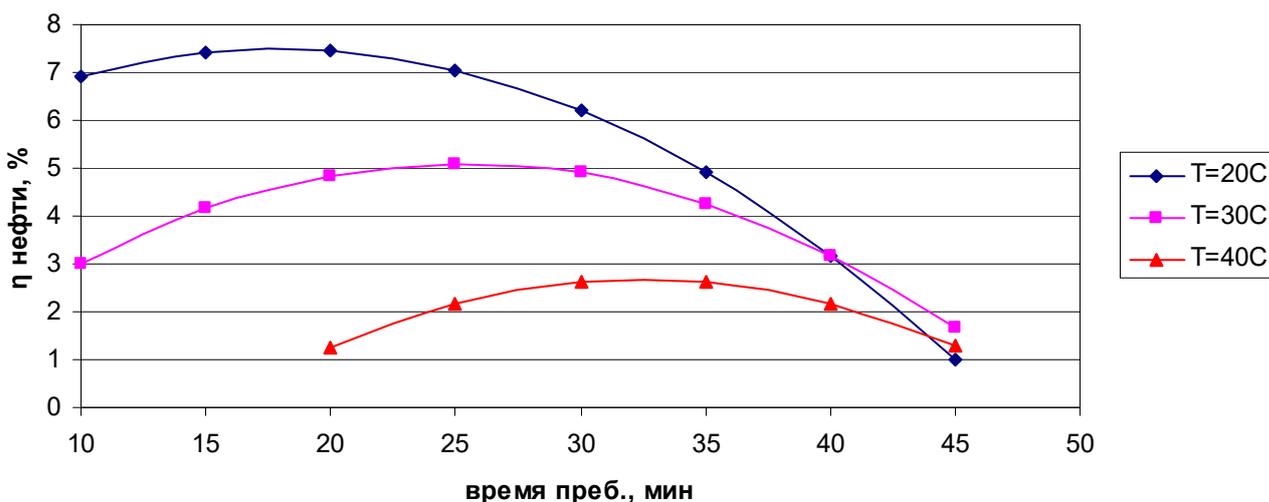


Рис. 2.4 - Зависимость обводненности на выходе от времени пребывания жидкости в аппарате УПСВ при температурах 20 °C, 30 °C и 40 °C и норме расхода деэмульгатора 30 г/т

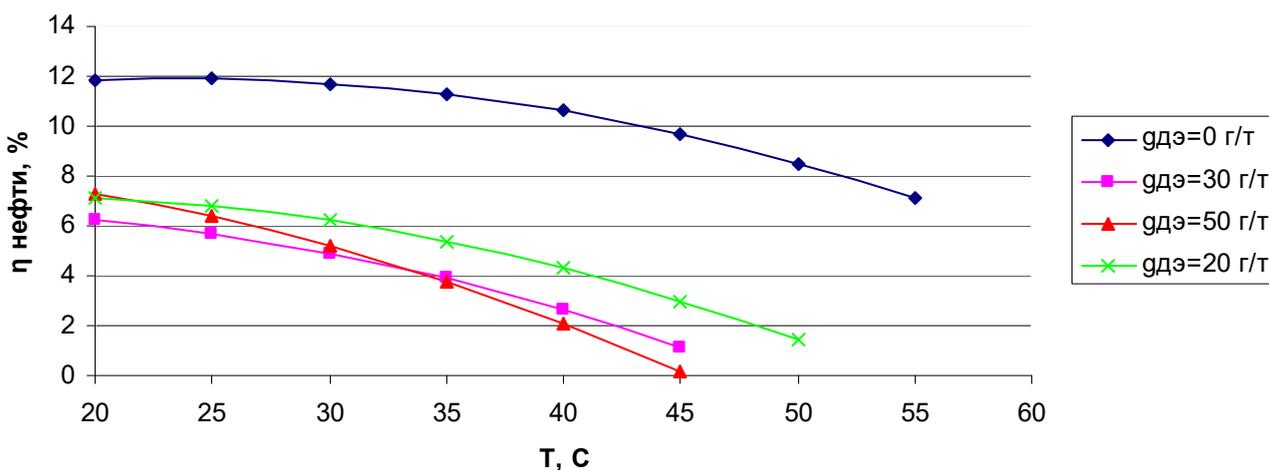


Рис. 2.5 - Зависимость обводненности нефти от температуры при различных нормах расхода деэмульгатора

Таким образом, полученная экспериментально-статистическая модель обводненности (2.5) может быть использована персоналом конкретной установки для оперативной предварительной экспресс-оценки качества подготовки нефти в условиях меняющихся входных технологических переменных.

Как альтернатива уравнению регрессии, проведено сравнение возможности аппроксимации экспериментальных данных искусственной нейронной сетью (ИНС) [110].

На основании технологических и лабораторных журналов производится анализ данных, характеризующих связь показателя обводненности товарной нефти с показателем обводненности эмульсии и технологическими режимами, формирование и параметризация формальной модели для оценки влагосодержания.

При разработке системы управления процессом разделения водонефтяной эмульсии была построена искусственная нейронная сеть (ИНС), обученная на экспериментальных данных, взятых из отчета о НИР по разработке технико-технологических рекомендаций по подготовке нефти на УПСВ «Чашкино», выполненного специалистами филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «ПермНИ-Пинефть» в г. Перми. В качестве основных исходных данных были использованы результаты теплехимического обезвоживания нефти, поступающей на УПСВ «Чашкино» при температуре 20 °С, 30 °С, 40 °С, времени отстаивания 5, 10, 15, 20, 25, 30 минут и расходе реагента 0, 30, 50 г/т нефти для наиболее эффективного по результатам исследований деэмульгатора Интекс-720.

При сформированной из 54 значений технологических параметров (табл. 2.6) выборки обучающих представителей ИНС с различными парадигмами достаточно эффективно не обучались. Поэтому для расширения объема обучающей выборки с использованием функции `rchipterp` из пакета Curve Fitting Toolbox программного комплекса MATLAB экспериментальные данные (табл. 2.6) для каждого из трех параметров (температура, расход деэмульгатора, время отстаивания) в отдельности, при фиксированных значениях двух других параметров, были дополнены аппроксимирующими зависимостями для доли отделившейся воды от значения соответствующего параметра [105]. Эти зависимости позволили расширить число комбинаций обучающей последовательности для нейронной сети до 36072 представителей.

Результаты теплехимического обезвоживания нефти

Наименование реагента	Температура, °С	Расход реагента, г/т нефти	Отделилось воды, %, за время отстаивания, мин						Содержание воды в нефти, %
			5	10	15	20	25	30	
Без реагента	20	0	36,8	42,6	47,5	48,7	49,0	49,0	12,0
	30	0	37,0	41,8	45,2	47,6	48,2	49,5	10,5
	40	0	65,4	68,7	69,3	70,5	71,1	72,3	9,0
Интекс-720	20	30	36,0	42,4	49,1	58,4	71,0	78,0	6,5
		50	78,6	79,6	79,6	79,6	79,6	81,4	7,5
	30	30	60,5	71,3	79,5	82,4	83,5	84,2	5,5
		50	82,4	84,3	84,3	84,3	84,7	85,2	6,0
	40	30	75,6	79,2	81,6	83,3	84,8	86,1	3,5
		50	82,8	85,6	82,1	85,6	87,3	89,1	2,5

В Приложении В приведены последовательность получения расширенной обучающей выборки и обучения искусственной нейронной сети.

Данные итогового массива поступают на обучение нейронной сети, выполняемое с помощью модуля Neural Network Toolbox в программном комплексе MATLAB. Входами обучающей выборки являются режимные параметры процесса обезвоживания (температура, расход деэмульгатора и время отстаивания), а выходом – доля отделившейся воды.

При создании нейросетевой модели были исследованы различные методы обучения нейронной сети с разными числом нейронов в скрытом слое и активационными функциями [46, 99]. Функции активации сигмоидная логистическая и гиперболический тангенс показали сравнимые по порядку точности результаты. Метод Левенберга–Марквардта занимает в несколько раз меньше времени для обучения нейронной сети и с увеличением числа нейронов в скрытом слое дает на несколько порядков лучшие показатели качества модели по сравнению с методом обратного распространения ошибки. Сравнение влияния выбранных активационных функций на значение среднеквадратичной ошибки ИНС, обученной методом Левенберга–Марквардта, представлено в табл. 2.7.

Результаты обучения ИНС методом Левенберга–Марквардта

Активационные функции	Значение ошибки				
Количество нейронов	1	10	20	30	50
Логистическая	0,00169	0,000065077	$6,7042 \cdot 10^{-6}$	$1,373 \cdot 10^{-6}$	$3,196 \cdot 10^{-7}$
Гиперболический тангенс	0,0017551	0,000047128	$4,4445 \cdot 10^{-6}$	$8,1324 \cdot 10^{-7}$	$2,3457 \cdot 10^{-8}$
Активационные функции	Значение ошибки				
Количество нейронов	100	160	200		
Логистическая	$5,1283 \cdot 10^{-9}$	$6,2289 \cdot 10^{-10}$	$1,7656 \cdot 10^{-10}$		
Гиперболический тангенс	$4,9855 \cdot 10^{-9}$	$1,1089 \cdot 10^{-9}$	$5,1189 \cdot 10^{-10}$		

Нейросетевая модель адекватно описывает процесс обезвоживания нефти. Среднеквадратичная ошибка у модели с 10 нейронами не превышает порядок 10^{-5} , что с учётом размерности выходного параметра модели (доли отделившейся воды) составляет ошибку 0,1%.

Показатель средней относительной ошибки аппроксимации уравнения регрессии 2-го порядка составляет 0,111 (11,1%), значение среднеквадратичной ошибки аппроксимации – 0,0147, что на порядок больше показателя аппроксимации моделью ИНС даже с 1 нейроном в скрытом слое.

Построенные модели показателя качества обезвоживания предназначены для использования при прогнозировании обводненности товарной нефти и представления этого прогноза оператору / технологу для корректировки параметров технологического процесса по стадиям подготовки нефти конкретной установки.

2.3. Экспериментально-аналитические модели основных процессов промысловой подготовки нефти

Технология промысловой подготовки нефти представляет собой многостадийный процесс, характеризующийся входными, выходными и управляющими переменными по стадиям подготовки нефти. На рис. 2.6 показана

блок-схема процесса подготовки нефти, характеризующегося векторами входных \vec{X}^{i-1} , выходных \vec{X}^i и управляющих \vec{U}^i переменных по стадиям.

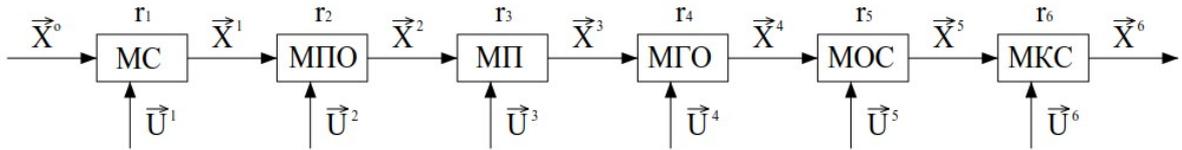


Рис. 2.6 - Блок-схема процесса подготовки нефти

МС – модуль сепарации; МПО - модуль предварительного обезвоживания;
 МП – модуль подогрева; МГО – модуль глубокого обезвоживания;
 МОС – модуль обессоливания; МКС – модуль концевой ступени сепарации

Описание переменных по стадиям подготовки нефти приведено в таблице 2.8.

Таблица 2.8

Описание переменных по стадиям подготовки нефти

№ п/п	Стадии процесса подготовки	Вектор входных переменных $\vec{X}^{i-1}, i = \overline{1,6}$	Вектор выходных переменных $\vec{X}^i, i = \overline{1,6}$	Вектор управляющих переменных $\vec{U}^i, i = \overline{1,6}$	Функция (модель), связывающая переменные
1	сепарация	$Q_{нгс}, W_{нгс}, T_{нгс}, P_{нгс}$	$Q_{жс}, Q_{г1}, P_{жс}$	$P_c, \tau_c, L_{жс}$	$F_1(\vec{X}^0, \vec{X}^1, \vec{U}^1) = 0$
2	предварительное обезвоживание		$Q_{ж1}, Q_{в1}, P_{ж1}, W_{н1}$	$P_{по}, Q_{дэ}, \tau_{по}$	$F_2(\vec{X}^1, \vec{X}^2, \vec{U}^2) = 0$
3	подогрев		$T_{ж1}$	T_n, F_m, Q_m	$F_3(\vec{X}^2, \vec{X}^3, \vec{U}^3) = 0$
4	глубокое обезвоживание		$Q_{ж2}, Q_{в2}, P_{ж2}, W_{н2}$	$P_{го}, T_{го}, \tau_{го}$	$F_4(\vec{X}^3, \vec{X}^4, \vec{U}^4) = 0$
5	обессоливание		$Q_{н1}, Q_{в3}, Q_{соль}, P_n, W_n$	$P_{ос}, Q_{пр.в}, \tau_{ос}$	$F_5(\vec{X}^4, \vec{X}^5, \vec{U}^5) = 0$
6	концевая ступень сепарации		$Q_n, Q_{г2}, P_{г}$	$P_{кс}, \tau_{кс}, L_{кс}$	$F_6(\vec{X}^5, \vec{X}^6, \vec{U}^6) = 0$

Условные обозначения: Q – расход; w – обводненность; T – температура;

P – давление; τ – время пребывания; L – уровень; F_m – поверхность теплообмена.

Индексы переменных: $нгс$ – нефтегазожидкостная смесь; $жс, ж1, ж2$ – жидкость (1, 2); $г, г1, г2$ – газ (1, 2); $в1, в2, в3$ – вода 1 (2, 3); $н, н1, н2$ – нефть (1, 2); $дэ$ – деэмульгатор; $т$ – топливо; $пр.в$ – пресная вода.

Индексы стадий подготовки: $с$ – сепарация; $по$ – предварительное обезвоживание; $п$ – подогрев; $го$ – глубокое обезвоживание; $ос$ – обессоливание; $кс$ – концевая ступень сепарации; i – номер стадии технологического процесса.

На рис. 2.7 представлена структурная схема модели процесса, отображающая связь переменных (табл. 2.8) на стадиях подготовки нефти.

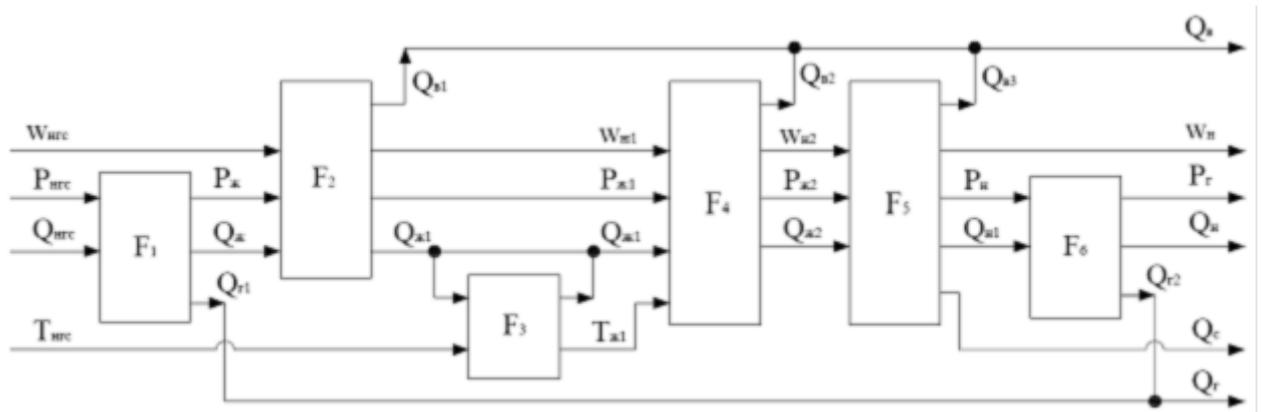


Рисунок 2.7 - Структурная схема модели процесса подготовки нефти

Представление математического описания процессов подготовки нефти в установившихся режимах (статических) в виде аналитических выражений расчета процессов сепарации, обезвоживания, нагрева в отличие от экспериментально-статистических моделей имеет преимущество при алгоритмизации задач оптимизации и управления действующими объектами промышленной подготовки нефти, так как позволяет дополнить аналитические выражения значениями параметров, определенными по экспериментальным данным, полученным на объекте, и использовать информацию из отраслевых нормативных документов, т.е. модели процессов становятся экспериментально-аналитическими.

Сигнальные графы применяются при решении задач анализа и синтеза химико-технологических систем (ХТС), когда необходимо выявить взаимные причинно-следственные связи между переменными, характеризующими процессы функционирования и управления системой. Узлы сигнального графа отвечают сигналам (переменным) ХТС, а ветви – коэффициентам или передаточным функциям, характеризующим связь между этими сигналами.

Сигнальный граф ХТС соответствует в графической форме системе уравнений МО, т.е. содержит ту же информацию, что и представленная этим сигнальным графом система уравнений.

Модели ХТС позволяют наглядно отобразить технологическую и информационную топологию системы, установить связь между изменениями технологической структуры и количественными характеристиками ХТС, отобразить характеристические особенности символических математических моделей и позволяют

разрабатывать оптимальную стратегию решения задач исследования ХТС, в частности, как объекта управления и определения динамических и статических характеристик ХТС [45].

Сигнальные графы позволяют помимо наглядного отображения топологии системы, дополнительно показать причинно-следственные связи между переменными ХТС.

Обезвоживание является одним из основных технологических процессов в системе управления подготовкой нефти, позволяющих довести нефть до требований ГОСТ Р 51858-2002 по остаточному содержанию в ней воды. Остаточное содержание воды – один из важнейших показателей качества нефти и для нефти 1 и 2 групп составляет не более 0,5 % [54].

Сигнальный граф для анализа процесса обезвоживания нефти представлен на рис. 2.8.

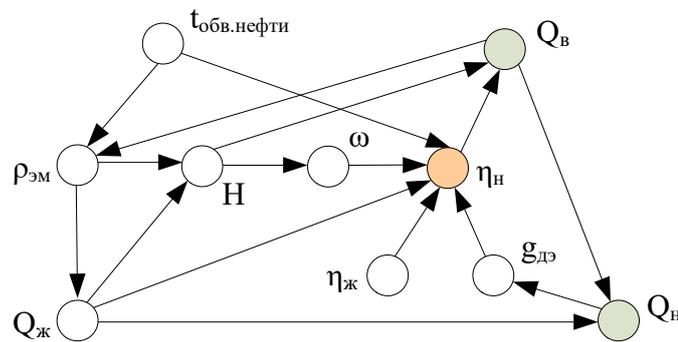


Рис. 2.8 - Сигнальный граф (фрагмент для аппарата обезвоживания):

- - управляемые переменные, ● - выходные переменные
- - технологические переменные

Условные обозначения вершин графа:

$Q_{ж}$ – количество жидкости, поступающей в аппарат обезвоживания; $P_{эм}$ – плотность поступающей эмульсии; $t_{обв.нефти}$ – температура обводненной нефти; H – высота водяной подушки; ω – скорость стесненного осаждения капель воды; $g_{дэ}$ – расход деэмульгатора; $\eta_{н}$ – обводненность нефти на выходе из аппарата; $Q_{в}$ – количество отделившейся воды; $Q_{н}$ – количество подготовленной нефти.

Для анализа происходящего в системе управления процесса обезвоживания разработана математическая модель, используя которую определяются оптимальные условия проведения процесса.

На основании анализа процессов сепарации, нагрева были разработаны также сигнальные графы для сепаратора и подогревателя нефти (Приложение Г).

В соответствии с [25] последовательность построения математической модели процесса обезвоживания нефти следующая:

1. Составляется система уравнений математического описания (МО) процесса;
2. Строится информационная матрица с целью анализа полученной системы уравнений МО и выбора наиболее эффективного алгоритма ее решения;
3. Для решения выбранным методом системы уравнений МО разрабатывается в виде схемы моделирующий алгоритм и его программная реализация.

Математическая модель процесса обезвоживания разработана с учетом следующих допущений и ограничений:

- распределение капель воды в нефти является равномерным, т.е. обводненность одинакова в любом вертикальном сечении аппарата;
- процесс обезвоживания включает стадии каплеобразования и отстаивания;
- методика расчета остаточной обводненности нефти применима для аппаратов с горизонтальным током эмульсии.

Схема процесса обезвоживания представлена на рис. 2.9. Условные обозначения, принятые на схеме следующие:

$Q_{эм}$, Q_n – количество эмульсии, поступающей на вход отстойника, и выходящей из отстойника обезвоженной нефти; B_o , B – обводненности эмульсии на входе и нефти на выходе из отстойника; $\omega(H)$ – распределение скорости стесненного осаждения капель воды по высоте отстойника; $B(H)$ – изменение обводненности эмульсии по высоте отстойника; $H(t)$ – высота водяной подушки; T – температура; P – давление.

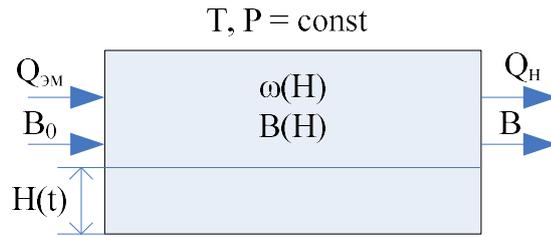


Рис. 2.9 - Упрощенная схема отстойника

Максимальный диаметр капель воды, формирующихся в процессе каплеобразования, рассчитывается по методике, представленной в [91].

В основе метода расчета процесса отстаивания лежит закон осаждения капель воды под действием силы тяжести в виде формулы определения скорости стесненного осаждения, полученной на основе теоретических положений и экспериментальных данных [54, 55, 91]. Так как при осаждении капли разных размеров движутся с разной скоростью, то в результате каждая капля выпадает в своем поле обводненности B .

Вычисление конечной обводненности осуществляется методом последовательных приближений. При выполнении условия, что разность правой и левой частей меньше заданной погрешности, расчет конечной обводненности B считается законченным.

Математическое описание процесса обезвоживания нефти состоит из следующих семи соотношений:

$$\begin{aligned}
 1. \quad & \frac{H(t^{(k)}) - H(t^{(0)})}{\Delta t} \cong \frac{B_0 Q_{эм} - B Q_{эм}}{S \rho_g} \equiv f_1; & 2. \quad & H(t^{(0)}) = H^{(0)}; \\
 3. \quad & S = \pi \frac{D^2}{4} \frac{2 \arcsin\left(\frac{2}{D} \sqrt{DH - H^2}\right)}{360} - \sqrt{DH - H^2} \left(\frac{D}{2} - H\right); & 4. \quad & Q_{эм} = \rho_{эм} S H; \\
 5. \quad & \omega_o = \frac{Q_{эм} (D - H)}{S L}; & 6. \quad & \frac{18 \omega_{oi} \mu_H (1 - B)^2}{d_{\max}^2 (\rho_B - \rho_H) g \left[(1 - B)^2 - \left(1 - \frac{B}{B_0}\right)^2 \right]} = (1 - B)^{4,7}; \\
 7. \quad & d_{\max} = 43,3 \frac{\sigma^{1,5} + 0,7 \mu_B \cdot u^{0,7} \cdot \sigma^{0,8}}{u^{2,4} \cdot \text{Re}^{0,1} \cdot \mathcal{G}_{см}^{0,1} \cdot \rho_H \cdot \mu_H^{0,5}},
 \end{aligned} \tag{2.7}$$

где D – диаметр отстойника; S – площадь поперечного сечения емкости, занятой эмульсией; $Q_{эм}$ – нагрузка по эмульсии; $\rho_{эм}$ – плотность эмульсии; L – длина зоны осаждения;

Схема алгоритма расчета процесса обезвоживания нефти, соответствующая информационной матрице (табл. 2.9) изображена на рис. 2.10.

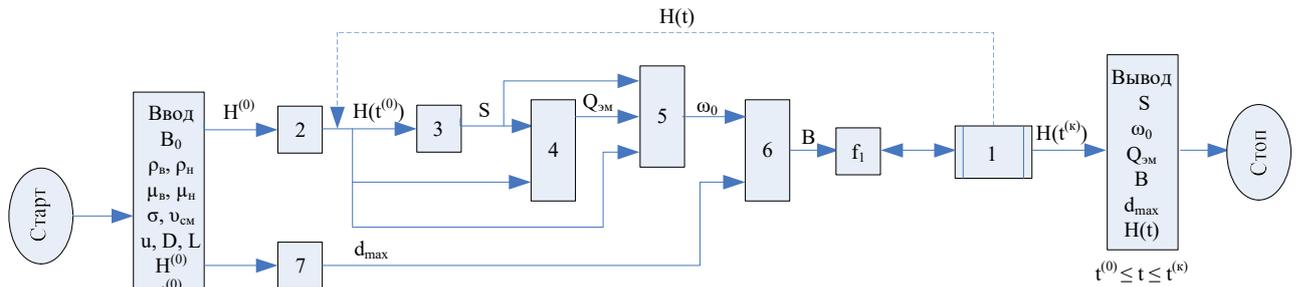


Рис. 2.10 - Схема алгоритма расчета процесса обезвоживания нефти

Математическая модель процесса обезвоживания нефти позволяет рассчитать выходные переменные (табл. 2.8).

Разработаны математические модели динамики процессов сепарации и обезвоживания нефти в форме обыкновенных дифференциальных уравнений и соответствующих передаточных функций по каналам возмущающих и управляющих воздействий в процессах.

Дифференциальное уравнение для отстойника обезвоживания имеет вид:

$$\frac{dH(t)}{dt} = \frac{Q_{эм}(t)}{\rho_b \cdot S} \cdot (a \cdot (H(t))^2 - b \cdot H(t) + c), \quad (2.8)$$

где a, b, c – коэффициенты, определяемые по экспериментальным зависимостям между уровнем в отстойнике и обводненностью эмульсии по высоте аппарата для соответствующей добываемой сырой нефти.

Безразмерная передаточная функция по каналу обводненность $Y(s)$ – расход эмульсии $X(s)$, полученная после проведения вычислительного эксперимента на представленной в форме обыкновенного нелинейного дифференциального уравнения модели динамики изменения обводненности (уровня) внутри отстойника обезвоживания (2.8) имеет вид:

$$W_{TOY}^A(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{1}{101.2s + 1} \cdot \frac{1}{1.98s + 1} e^{-30s}. \quad (2.9)$$

Передаточная функция используется для проектного расчета системы автоматического регулирования обводненности с целью выбора технических и про-

граммных средств системы (исполнительного механизма, конфигурации регулятора и др.) [33].

Аналогично получают передаточные функции каналов сепаратора как объекта автоматического регулирования, структурная схема которого имеет вид, представленный на рис. 2.11.

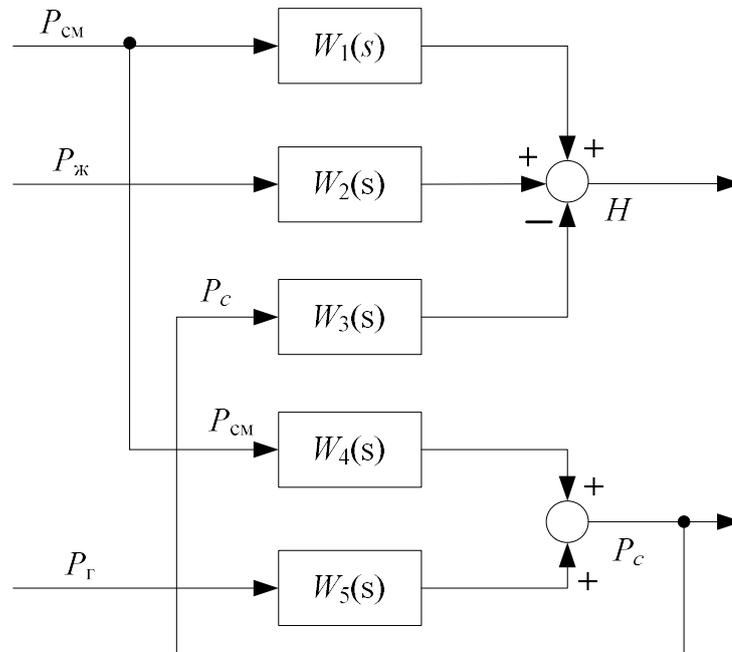


Рисунок 2.11 - Структурная схема сепаратора:

H – высота уровня жидкости в сепараторе; P_c – давление внутри сепаратора; $P_{см}$ – давление смеси, поступающей на вход сепаратора; $P_ж$ – давление жидкости на выходе сепаратора; $P_г$ – давление газа на выходе сепаратора

Полученные передаточные функции предназначены для расчета систем автоматического регулирования соответствующих технологических переменных.

Математические модели статики и динамики процессов сепарации и нагрева и их построение приведены в Приложении Г.

Таким образом, при выборе технологической схемы подготовки нефти необходимо:

1. Классифицировать переменные процессов стадий на входные, выходные и управляющие;
2. Разработать математические модели процессов;
3. Сформулировать локальные (частные) критерии оптимальности и ограничения переменных по стадиям подготовки;

4. Сформулировать критерий оптимальности всего процесса для нахождения оптимальных значений управляющих переменных стадий.
5. Разработать алгоритм оптимизации технологического процесса установки.

ВЫВОДЫ ПО ВТОРОЙ ГЛАВЕ

1. Для расчета технологических режимов работы оборудования установок промысловой подготовки нефти и их оптимизации предложено использовать метод моделирования процесса подготовки нефти с помощью специализированной моделирующей системы или разработанные математические модели основных процессов стадий подготовки нефти. Проведенный сравнительный анализ расчета материального баланса действующей установки предварительного сброса пластовой воды (УПСВ) показал, что точность прогнозирования параметров технологического режима относительно экспериментальных данных действующей УПСВ в 1,5 раза выше при использовании полученных уравнений математических моделей технологических процессов стадий, чем при использовании МС.

2. Исходя из проблемы трудоемкости дополнительной настройки и корректировки модели в условиях изменяющихся входных параметров и отсутствии моделей, в которых учитываются показатели расхода и эффективности деэмульгатора, для оперативного определения функции обводненности как основного качественного параметра процесса промысловой подготовки нефти разработаны регрессионная и нейросетевая модели процесса обезвоживания, позволяющие учесть расход и тип деэмульгатора. Обученная на экспериментальных данных нейросетевая модель функции обводненности наиболее точно описывает процесс деэмульсации, что позволяет применять ее для прогнозирования параметров технологического процесса по стадиям подготовки нефти, однако требует значительного расширения обучающей выборки.

3. Построенные математические модели основных процессов промысловой подготовки нефти предназначены для применения в алгоритмах оптимизации и управления при проектировании и эксплуатации установок промысловой подготовки нефти.

ГЛАВА 3 КРИТЕРИИ ОПТИМАЛЬНОСТИ И МОДЕЛИ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ УСТАНОВОК ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Рассматриваются два подхода к оптимизации автоматизированных установок промышленной подготовки нефти.

Первый из них, реализуемый на стадии проектирования, предусматривает минимизацию приведенных затрат, исчисленных по сравниваемым вариантам для тождественных по объему и структуре хозрасчетных и народно-хозяйственных результатов. Применительно к технологическому процессу промышленной подготовки нефти рассматривается задача минимизации затрат по вариантам установок с одинаковой производительностью и качеством товарной нефти на выходе.

При эксплуатации установок промышленной подготовки нефти используется второй подход к оценке эффективности управления ими и предполагает поиск оптимальных значений управляющих технологических переменных, позволяющих при заданных значениях показателей качества товарной нефти и производительности установки по сырой нефти получить максимальную прибыль от реализации продукции установки.

3.1. Критерий оптимальности и модель оптимизации при проектировании установки подготовки нефти

При проектировании установок подготовки нефти в качестве критерия оптимальности выступает показатель «приведенные затраты», являющийся весьма информативным показателем для этого этапа.

Он наиболее корректно и вместе с тем лаконично выражает и экономический смысл, характеризующий отвлечение капитала на аппаратно-технологическое оформление процесса по данному альтернативному варианту $E_n K$ (где E_n – норматив сравнительной экономической эффективности инвестиций; K – капитальные

затраты по варианту) и текущие затраты на производство товарной нефти, которые будучи просуммированы дают величину альтернативных издержек – мерилу эффективности использования факторов производства [89].

При проектировании установки подготовки нефти решение задачи оптимизации заключается в выборе варианта аппаратурно-технологического оформления процессов и значений технологических параметров, в том числе управляющих, по стадиям. Критерием оптимальности в задаче является показатель приведенных затрат $ПЗ_\mu$, учитывающий в своем составе технологическую себестоимость (или эксплуатационные затраты) по стадиям подготовки нефти S_i и капиталовложения по вариантам аппаратурного оформления стадий K_μ , представленный следующим выражением:

$$ПЗ_\mu = K_\mu E_n + C = K_\mu E_n + \sum_{i=1}^N Q_i S_{i\mu} = K_\mu E_n + \sum_{i=1}^N r_{i\mu}, \quad (3.1)$$

где K_μ – капиталовложения по вариантам аппаратурного оформления; E_n – нормативный срок окупаемости капитальных вложений; C – себестоимость подготовки товарной нефти; $S_{i\mu}$ – себестоимость подготовки нефти по стадиям; Q_i – кол-во целевого продукта по стадиям; $r_{i\mu}$ – частные критерии оптимальности (эксплуатационные затраты) для стадий; N – кол-во стадий; $\mu=1,2,\dots$ – вариант аппаратурного оформления.

При этом состав оборудования в выбранном варианте аппаратурно-технологического оформления не меняется.

Частные критерии оптимальности (эксплуатационные затраты) в зависимости от реализуемых на стадии процессов включают затраты на деэмульгатор, топливо, электроэнергию, условно-постоянные затраты и рассчитываются по следующему выражению:

$$r_i = Q_i S_i = Q_i (Z_{оэ} + Z_m + Z_{эл} + Z_n), \quad (3.2)$$

где $Z_{оэ}$, Z_m , $Z_{эл}$, Z_n – удельные затраты на деэмульгатор, топливо, электроэнергию, условно-постоянные затраты соответственно.

Расчет удельных затрат выполняется, исходя из найденных по стадиям подготовки нефти значений выходных переменных стадии $\vec{X}^{(i)}$, заданных при проектировании значений входных $\vec{X}^{(i-1)}$ и управляющих $\vec{U}^{(i)}$ переменных процессов, а также стоимости соответствующего ресурса, по следующим

выражениям:

$$Z_{дэ} = C_{дэ} \cdot Q_{дэ}, \quad (3.3)$$

$$Z_m = C_m \cdot (K_{12} Q_{жс} + K_{13} t_{ап} + K_{14} t_{ап}^2), \quad (3.4)$$

$$Z_{эл} = C_{эл} \cdot (K_{15} Q_в + K_{16} Q_н + K_{17} \tau_{пр}), \quad (3.5)$$

где $C_{дэ}$, C_m , $C_{эл}$ – стоимость деэмульгатора, топлива и электроэнергии соответственно; $Q_{дэ}$, $Q_{жс}$, $Q_в$, $Q_н$ – расходы деэмульгатора, жидкости, воды и нефти соответственно; $t_{ап}$, $\tau_{пр}$ – температура и время пребывания жидкости в аппарате; K_i – коэффициенты.

Таким образом, при проектировании решение задачи оптимизации сводится к минимизации показателя «приведенные затраты» PZ_μ , учитывающего в своем составе эксплуатационные затраты и капитальные вложения на реализацию аппаратурно-технологического оформления процесса (выражение (3.6)):

$$\left\{ PZ_\mu = K_\mu E_n + C = K_\mu E_n + \sum_{i=1}^N Q_i S_{i\mu} \rightarrow \min_{U_\mu} \left(K_\mu E_n + \sum_{i=1}^N Q_i S_{i\mu} \right) \rightarrow K_\mu E_n + \min_{U_\mu} \left(\sum_{i=1}^N r_{i\mu} \right) \right\} \rightarrow \quad (3.6)$$

$$\rightarrow \mu_{opt}, U_{\mu,opt}^{(i)}, i = \overline{1, N}.$$

Оптимизация с выбором варианта состава оборудования и соответствующей ему организации технологической схемы производится до тех пор, пока приведенные затраты не достигнут минимального значения [14].

То есть решение задачи оптимизации при проектировании технологического процесса по критерию приведенных затрат позволяет определить альтернативные варианты состава оборудования, соответствующие модульному подходу в проектировании аппаратурно-технологического оформления, затем выбрать вариант состава оборудования и определить значения параметров технологического режима в задаче минимизации критерия «показатель приведенных затрат» (3.6). При этом минимизация суммы удельных эксплуатационных затрат r_i ($i=1,2,3,\dots$) по стадиям осуществляется в соответствии с алгоритмами, представленными на рис. 3.1.

3.1.1. Расчет основных процессов при подборе вариантов оборудования для проектирования установки подготовки нефти

Оптимизация при проектировании основных процессов подготовки нефти за-

ключается в определении состава и типоразмера оборудования из номенклатурного ряда и оптимальных значений параметров технологического режима.

Применяя уравнения расчета основных процессов сепарации (Г.17), каплеобразования и отстаивания (2.7), нагрева (Г.43) при заданном в каждом процессе диапазоне изменения входных \overline{X}^i и управляющих \overline{U}^i переменных, рассчитывается материальный и тепловой балансы установки подготовки нефти.

Далее исходя из найденной производительности и заданных параметров процесса, решением целочисленной задачи оптимизации определяется типоразмер оборудования соответствующего варианта с округлением значений характеристик до ближайших больших в номенклатурном ряду их значений [37, 43, 51, 63, 77].

При выборе оборудования осуществляются следующие расчеты:

1. Подбор сепарационного оборудования первой и конечной ступеней сепарации из номенклатурного ряда осуществляется, исходя из рассчитанных объемных расходов жидкости $V_{жс}$ и газа V_g в сепараторах для приема нефтяной эмульсии и подготовленной нефти соответственно, с последующей проверкой выбранных сепараторов на максимальную пропускную способность по жидкости $V_{ж}^{\max}$ в соответствии со следующим выражением:

$$V_{ж}^{\max} = \frac{F \cdot d^2 \cdot (\rho_{эм} - \rho_g) \cdot g}{18 \cdot \mu_{эм}} \cdot 3600, \quad (3.7)$$

где $F \approx 0,95D_b \cdot L$ – площадь зеркала эмульсии, м²; D_b и L – внутренний диаметр и длина сепаратора, м; d – диаметр пузырьков газа, м (не должен превышать 1..2 мм); $\rho_{эм}$ и ρ_g – плотности эмульсии и газа при рабочих условиях в сепараторе, кг/м³; $\mu_{эм}$ – динамическая вязкость эмульсии при рабочих условиях в сепараторе, Па·с; g – ускорение свободного падения, м/с².

Выбранный сепаратор обеспечивает необходимые условия первой или конечной ступеней сепарации, если его максимальная пропускная способность по жидкости превышает реальный расход жидкости на входе.

2. Подбор аппаратов предварительного и глубокого обезвоживания из номенклатурного ряда осуществляется на основании рассчитанных по выражениям (3.8), (3.9) минимального диаметра аппарата D_{min} и минимальной длины зоны отстоя L , с последующей проверкой выбранного отстойника на

максимально возможную пропускную способность V_{max} для обеспечения ламинарного режима по выражению (3.10).

$$D_{min} = \frac{4 \cdot V_{вх} \cdot \rho_{эм}}{2300 \cdot \pi \cdot \mu_{эм}} \sqrt{\frac{\pi}{f(\varepsilon)}}, \quad (3.8)$$

где $V_{вх}$ – объемный расход эмульсии на входе в отстойник, м³/с; $\rho_{эм}$ – плотность эмульсии, кг/м³; $\mu_{эм}$ – динамическая вязкость эмульсии, Па·с; $f(\varepsilon)$ – функция относительной высоты водяной подушки в зоне отстоя, пропускная способность отстойника максимальна при $f(\varepsilon)=2,596$.

$$L = \frac{h_{ос} \cdot \omega_{ср}}{\omega_{ос}}, \quad (3.9)$$

где $h_{ос}$ – высота зоны отстоя, м; $\omega_{ср}$ – средняя горизонтальная скорость движения эмульсии в аппарате, м/с; $\omega_{ос}$ – скорость стесненного осаждения капель воды, м/с.

$$V_{max} = \frac{2300 \cdot D_{экр} \cdot \pi \cdot \mu_{эм}}{4 \cdot \rho_{эм}}, \quad (3.10)$$

где $D_{экр}$ – эквивалентный диаметр поперечного сечения для прохода эмульсии, м.

3. Подбор типоразмера газосепаратора осуществляется по значению диаметра D , рассчитанному из условия обеспечения скорости газа, достаточной для выпадения из потока газа капелек жидкости, в соответствии со следующим выражением:

$$D = \sqrt{\frac{4}{\pi(1-f)} \cdot \frac{Q}{3600w} \cdot \frac{P_0TZ}{(P+0,1013)T_0}}, \quad (3.11)$$

где f – степень заполнения аппарата; Q – максимальный расход газа; w – требуемая скорость газа в аппарате, м/с; P_0 – нормальное абсолютное давление, МПа; T – рабочая температура, К; Z – коэффициент сжимаемости газа; P – рабочее избыточное давление, МПа; T_0 – нормальная температура, К.

4. Подбор подогревателя осуществляется по значению необходимой площади поверхности нагрева F поступающей эмульсии, рассчитанной по следующему выражению:

$$F = \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{ср}}, \quad (3.12)$$

где Q – количество тепла, которое необходимо передать потоку эмульсии для ее нагрева, Вт; K – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·град); $\Delta t_{ср}$ – средний температурный напор, град.

5. Резервуар подбирается, исходя из объемного расхода товарной нефти.

6. Насосное оборудование выбирается, исходя из объема перекачиваемой нефти и расчета полного напора насоса H по разности давлений на выходе $P_{\text{вых}}$ и входе $P_{\text{вх}}$ агрегата в соответствии с выражением:

$$H = \frac{P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}}{\rho \cdot g}. \quad (3.13)$$

Таким образом, найденные значения характеристик оборудования различных вариантов используются для оптимизации состава оборудования и технологического режима при проектировании установок промышленной подготовки нефти.

3.1.2. Определение оптимального состава оборудования и оптимизация технологического режима при проектировании установок промышленной подготовки нефти

Оптимизация при проектировании основных процессов подготовки нефти заключается в определении состава и типоразмеров оборудования из номенклатурного ряда при заданных проектных значениях параметров технологического режима.

Последовательность вычислений состоит из следующих этапов:

1. Начиная с последней стадии, задаваясь проектными значениями входной $\vec{X}^{(N-1)}$ и управляющей $\vec{U}^{(N)}$ переменных (где N – количество стадий) с условием получения на выходе допустимой по качеству товарной нефти и применяя по стадиям подготовки нефти уравнения расчета основных процессов сепарации (Г.17), обезвоживания (2.7) и нагрева (Г.43), при заданном в каждом процессе диапазоне изменения входных $\vec{X}^{(i-1)}$ и управляющих $\vec{U}^{(i)}$ переменных, рассчитываются выходные переменные $\vec{X}^{(i)}$ процессов стадий подготовки нефти.

2. Составляются проектные материальный и тепловой балансы установки промышленной подготовки нефти.

3. Исходя из найденных по стадиям подготовки нефти значений выходных переменных $\vec{X}^{(i)}$ и заданных при проектировании значений входных $\vec{X}^{(i-1)}$ и управляющих $\vec{U}^{(i)}$ переменных процессов, рассчитываются варианты

аппаратурно-технологического оформления процессов с различными типоразмерами оборудования и округлением его параметров до ближайшего большего в номенклатурном ряду значения [4, 12, 45, 50, 88].

4. Из решения задачи оптимизации с минимизацией критерия «показатель приведенных затрат» (3.6) определяется вариант аппаратурно-технологического оформления процессов установки и значения параметров технологического режима для выбранного варианта.

3.2. Критерий оптимальности и модель оптимизации при эксплуатации установки подготовки нефти

В качестве критерия оптимальности при эксплуатации установки используется показатель «прибыль от реализации товарной нефти» Pr , учитывающий в своем составе технологическую себестоимость (или эксплуатационные затраты) по стадиям подготовки нефти S_i , представленный следующим выражением:

$$Pr = B - C = Q_n C - \sum_{i=1}^N Q_i S_i = Q_n C - \sum_{i=1}^N r_i, \quad (3.14)$$

где B – выручка от реализации товарной нефти, C – себестоимость подготовки товарной нефти, Q_n – кол-во товарной нефти; C – цена реализации товарной нефти; S_i – себестоимость подготовки нефти по стадиям; Q_i – кол-во целевого продукта по стадиям; r_i – частные критерии оптимальности (эксплуатационные затраты) для стадий; N – кол-во стадий.

Расчет частных критериев оптимальности (эксплуатационных затрат) выполняется в зависимости от реализуемых на стадиях процессов в соответствии с выражениями (3.2)-(3.5) настоящей диссертации.

При эксплуатации решается задача минимизации эксплуатационных затрат или максимизации прибыли Pr в соответствии с задачей оптимизации:

$$\left\{ Pr = B - C = Q_n C - \sum_{i=1}^N Q_i S_i \rightarrow \max_{\vec{U}} \left(Q_n C - \sum_{i=1}^N Q_i S_i \right) \rightarrow \min_{\vec{U}} \left(\sum_{i=1}^N Q_i S_i - Q_n C \right) \rightarrow \right. \\ \left. \rightarrow \min_{\vec{U}} \left(\sum_{i=1}^N r_i \right) - Q_n C \right\} \rightarrow \vec{U}_{j\text{opt}}^{(i)}, i = \overline{1, N}; j = 1, 2, \dots \quad (3.15)$$

3.2.1. Алгоритм решения задачи оптимизации при эксплуатации установки

Решение задачи оптимизации технологического режима многостадийного процесса как по критерию «показатель приведенных затрат» при проектировании, так и по критерию «прибыль» при проектировании и эксплуатации установки осуществляется с применением принципа оптимальности Беллмана (динамического программирования), позволяющим для фиксированных значений обводненности и расхода нефти на входе установки подготовки вычислить оптимальные значения управляющих переменных для всех стадий процесса при заданном значении обводненности товарной нефти на выходе установки.

Алгоритм решения задачи оптимизации основан на принципе оптимальности Беллмана для многостадийных процессов, выражение математической формулировки для которого имеет вид:

$$f_i(\vec{X}^{(i-1)}) = \min_{\vec{U}^{(i)}} \left[r_i^*(\vec{X}^{(i-1)}, \vec{U}^{(i)}) + f_{i+1}^*(\vec{X}^{(i-1)}, \vec{U}^{(i)}) \right], \quad (i = \overline{1, N}), \quad (3.16)$$

где $r_i^*(\vec{X}^{(i-1)}, \vec{U}^{(i)})$ - значение критерия оптимальности i -й стадии процесса; $f_i(\vec{X}^{(i-1)})$

- значение суммы критериев последних $N-(i-1)$ стадий;

$$f_{i+1}^*(\vec{X}^{(i-1)}, \vec{U}^{(i)}) = f_{i+1} \left[\varphi_i(\vec{X}^{(i-1)}, \vec{U}^{(i)}) \right]. \quad (3.17)$$

Задача оптимизации многостадийного процесса решается в соответствии с алгоритмами, представленными на рис. 3.1, в два этапа. Для решения задач условной оптимизации по стадиям подготовки нефти применяется метод нелинейного программирования.

На первом этапе определяются оптимальные значения управляющих переменных для стадий как функции входных переменных стадии, начиная с последней. При этом критерий оптимальности первой стадии является критерием оптимальности всего процесса, и оптимальные значения управляющих переменных для первой стадии находятся как функции входных переменных (расхода и обводненности сырой нефти).

Для этого решается задача

$$f_N\left(\vec{X}^{(N-1)}\right) = \min_{\vec{U}^{(N)}} r_N^*\left(\vec{X}^{(N-1)}, \vec{U}^{(N)}\right) \quad (3.18)$$

и находятся зависимости:

$$\vec{U}_{opt}^{(N)} = \vec{U}_{opt}^{(N)}\left(\vec{X}^{(N-1)}\right), \quad (3.19)$$

$$f_N\left(\vec{X}^{(N-1)}\right) = r_N^*\left(\vec{X}^{(N-1)}, \vec{U}_{opt}^{(N)}\right). \quad (3.20)$$

Для второй с конца стадии соотношение Беллмана (3.16) будет следующим:

$$f_{N-1}\left(\vec{X}^{(N-2)}\right) = \min_{\vec{U}^{(N-1)}} \left[r_{N-1}^*\left(\vec{X}^{(N-2)}, \vec{U}^{(N-1)}\right) + f_N^*\left(\vec{X}^{(N-2)}, \vec{U}^{(N-1)}\right) \right]. \quad (3.21)$$

Решение (3.21) дает зависимости:

$$\vec{U}_{opt}^{(N-1)} = \vec{U}_{opt}^{(N-1)}\left(\vec{X}^{(N-2)}\right), \quad (3.22)$$

$$f_{N-1}\left(\vec{X}^{(N-2)}\right) = r_{N-1}^*\left(\vec{X}^{(N-2)}, \vec{U}_{opt}^{(N-1)}\right) + f_N^*\left(\vec{X}^{(N-2)}, \vec{U}_{opt}^{(N-1)}\right). \quad (3.23)$$

Процедура повторяется до тех пор, пока не получат зависимость $f_1\left(\vec{X}^{(0)}\right)$ для первой стадии. Если состояние входа всего процесса $\vec{X}^{(0)}$ задано, то $f_1\left(\vec{X}^{(0)}\right)$ представляет собой экстремальное значение критерия оптимальности всего многостадийного технологического процесса. Если же состояние входа всего процесса не задано, то $\vec{X}^{(0)}$ находится из условия:

$$f_1\left(\vec{X}^{(0)}\right) = \min_{\vec{X}^{(0)}, \vec{U}^{(1)}} \left[r_1^*\left(\vec{X}^{(0)}, \vec{U}^{(1)}\right) + f_2^*\left(\vec{X}^{(0)}, \vec{U}^{(1)}\right) \right]. \quad (3.24)$$

Таким образом, на первом этапе решения находятся критерий оптимальности всего процесса и зависимости:

$$\vec{U}_{opt}^{(i)} = \vec{U}_{opt}^{(i)}\left(\vec{X}^{(i-1)}\right), \quad (i = \overline{1, N}). \quad (3.25)$$

Второй этап решения представляет собой последовательный расчет оптимальных значений управляющих переменных, начиная с первой стадии, в зависимости от состояния входа этой стадии (входа всей установки), до последней, с расчетом по моделям значений выходных переменных стадий.

Вычисляется оптимальные значения управляющей переменной для первой стадии:

$$\vec{U}_{opt}^{(1)} = \vec{U}_{opt}^{(1)}(\vec{X}^{(0)}). \quad (3.26)$$

По математическому описанию стадии находится $\vec{X}^{(1)}$ при оптимальных значениях управляющей переменной:

$$\vec{X}^{(1)} = \vec{\varphi}_1(\vec{X}^{(0)}, \vec{U}_{opt}^{(1)}). \quad (3.27)$$

Далее соотношение (3.27) используется для расчета $\vec{U}_{opt}^{(2)}$:

$$\vec{U}_{opt}^{(2)} = \vec{U}_{opt}^{(2)}(\vec{X}^{(1)}) = \vec{U}_{opt}^{(2)}(\vec{\varphi}_1(\vec{X}^{(0)}, \vec{U}_{opt}^{(1)})). \quad (3.28)$$

Затем вычисляется $\vec{X}^{(2)}$ при найденном $\vec{U}_{opt}^{(2)}$ и т.д. до тех пор, пока не будут получены оптимальных значения управляющих переменных на всех стадиях [5, 15].

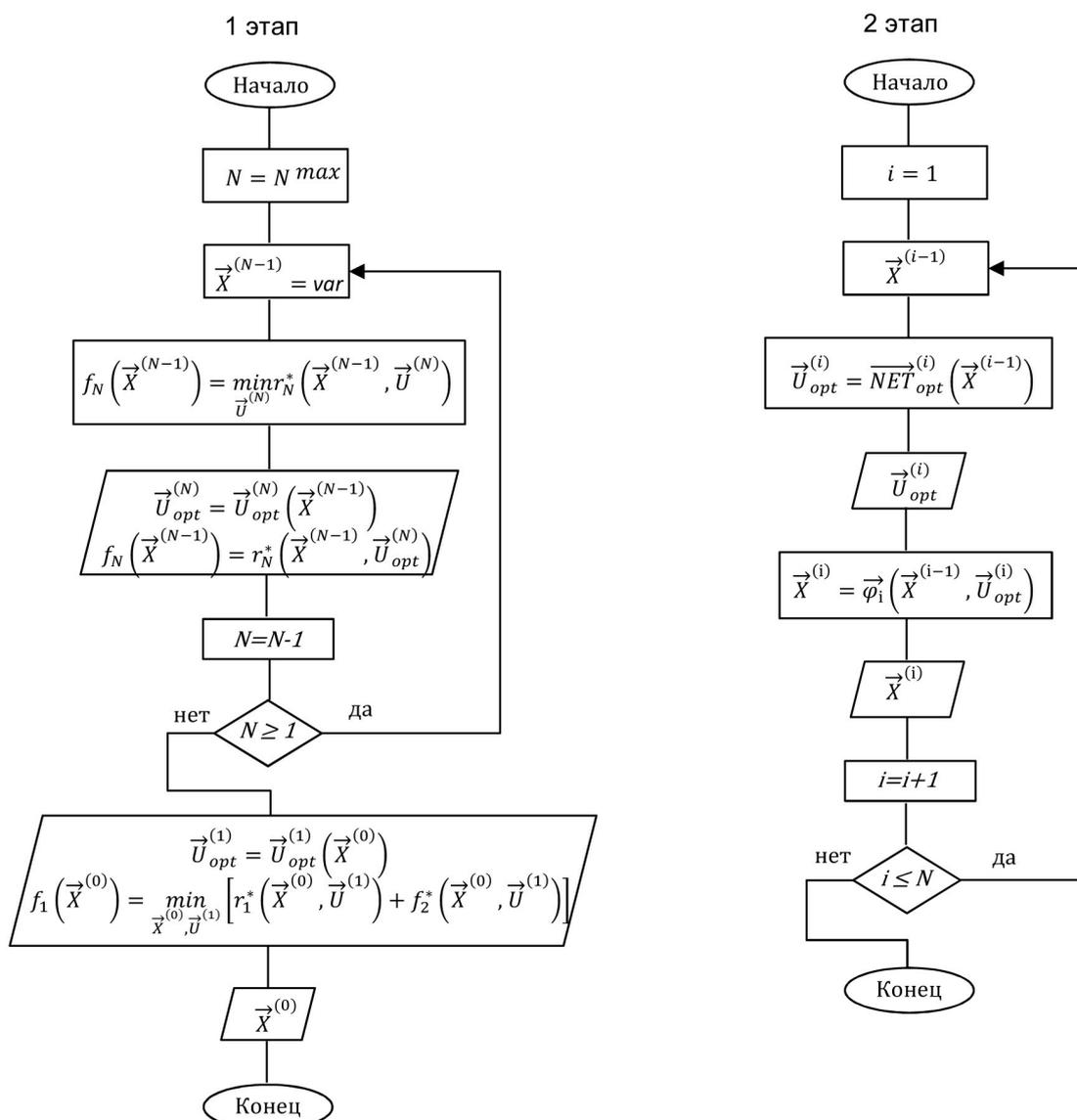


Рис. 3.1 – Алгоритм решения задачи оптимизации при эксплуатации установки

При решении задачи оптимизации по критерию «прибыль» при эксплуатации установки в соответствии с алгоритмом, представленным на рис. 3.1 (этап 1), получают для каждой стадии, начиная с последней, массив оптимальных значений управляющих переменных в зависимости от изменения значений входных переменных этой стадии. При этом на выходную переменную (обводненность) последней стадии накладывается ограничение на содержание воды в товарной нефти в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002. При оптимизации на стадии проектирования установки промысловой подготовки нефти по критерию «показатель приведенных затрат» (3.6) минимизация суммы удельных эксплуатационных затрат r_i ($i=1,2,3,\dots$) по стадиям также осуществляется в соответствии с алгоритмами, представленными на рис. 3.1.

Критерий оптимальности R в общем виде представляет собой сумму локальных критериев оптимальности r_i по стадиям технологического процесса подготовки нефти:

$$\left\{ R(\vec{X}^0, \vec{U}) = \sum_{i=1}^N r_i(\vec{X}^{i-1}, \vec{U}^i) \rightarrow \min \left| \vec{U} = \bigcup_i \vec{U}^i, i = \overline{1, N}; \vec{U} \in \vec{U}_{\text{дон}}; \vec{X} \in \vec{X}_{\text{дон}}, \vec{X} = \bigcup_i \vec{X}^i \right. \right\} \rightarrow \vec{U}_{\text{opt}}^i, i = \overline{1, N} \quad (3.29)$$

Модели оптимизации имеют ограничения на значения управляющих переменных $\vec{U} \in \vec{U}_{\text{дон}}$ и переменных состояния $\vec{X} \in \vec{X}_{\text{дон}}$ и применимы для обратных эмульсий до достижения точки инверсии фаз (в интервале 20-70% обводненности сырой нефти на входе).

3.2.2. Определение оптимальных технологических режимов работы оборудования при эксплуатации установки промысловой подготовки нефти

На полученных по стадиям подготовки нефти массивах данных проводится обучение нейронных сетей (НС). Входом НС каждой стадии являются значения входных переменных этой стадии (расход и обводненность нефти), а выходом НС – оптимальные значения управляющих параметров стадии. При этом найденные по модели технологического процесса стадии значения её выходных переменных

(расход и обводненность нефти), как функции входных и оптимальных управляющих переменных стадии, становятся входными переменными НС для вычисления оптимальных значений управляющих переменных следующей стадии подготовки нефти. Таким образом, для всех стадий процесса получены нейронные сети вида:

$$\vec{U}_{opt}^{(i)} = \overline{NET}^{(i)}\left(\vec{X}^{(i-1)}\right), (i = \overline{1, N}). \quad (3.30)$$

Массивы обучающих последовательностей для построения сетей (3.30) формируются путём варьирования в допустимых диапазонах входных переменных стадий при решении задачи оптимизации по алгоритму, приведенному на рис. 3.1 (этап 1).

Выбор топологии и параметров нейронных сетей осуществляется с применением метода сканирования путем варьирования двух переменных (объема обучающей выборки и числа нейронов в скрытом слое), при которых достигается наименьшее значение среднеквадратичной ошибки для выходных переменных обучающей выборки с последующей проверкой на тестовой выборке. Результаты построения нейронной сети описаны в п.4.3 главы 4 настоящей диссертации.

ВЫВОДЫ ПО ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ

1. Сформулированы задача оптимизации и критерий «показатель приведенных затрат» при проектировании автоматизированных установок промышленной подготовки нефти, позволяющие осуществить выбор оптимального состава технологического оборудования с оптимизацией технологического режима выбранного варианта аппаратурно-технологического оформления процесса. Разработана методика расчета основных процессов при подборе вариантов оборудования.

2. Сформулирована задача оптимизации технологического режима по критерию «прибыль от реализации товарной нефти» при эксплуатации действующей автоматизированной установки промышленной подготовки нефти, позволяющая при управлении установкой определить и затем реализовать оптимальные технологические режимы ее работы.

3. Разработан алгоритм решения задачи определения оптимальных параметров многостадийного технологического процесса как на стадии проектирования, так и при эксплуатации действующей установки, который основан на методе динамического программирования, реализующем принцип оптимальности Беллмана с аддитивным критерием оптимальности в виде суммы локальных приведенных затрат по стадиям. Это позволяет осуществить декомпозицию общей задачи оптимизации многостадийного процесса как при проектировании, так и при управлении действующей установкой промышленной подготовки нефти.

4. Представленные в виде нейросетевых моделей зависимости связывают найденные при решении задачи оптимизации значения управляющих переменных и входных переменных стадий, что позволяет повысить оперативность решения задачи оптимизации при управлении.

ГЛАВА 4 ИДЕНТИФИКАЦИЯ МОДЕЛЕЙ ПРОЦЕССОВ СТАДИЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ОПТИМИЗАЦИИ

Для корректного решения задач оптимизации как при проектировании, так и при эксплуатации установок промышленной подготовки нефти необходимы адекватные технологическим режимам математические модели. Параметрическая актуализация моделей при эксплуатации установок осуществляется по результатам измерений значений технологических переменных стадий процесса. С этой целью необходима разработка методов и алгоритмов оперативной идентификации.

4.1. Концепция и методика идентификации моделей процессов подготовки нефти и коррекции оптимальных значений управляющих переменных стадий

Для адаптации экспериментально-аналитических моделей процессов стадий к текущему режиму эксплуатации установки промышленной подготовки нефти разработаны метод и алгоритм оперативной параметрической идентификации математических моделей статики стадий установки промышленной подготовки нефти, основанные на построении нейронных сетей, выходом которых являются коэффициенты моделей $\vec{K}^{(i)}$, а входами - измеренные значения входных, выходных и управляющих переменных процессов стадий $(\vec{X}_{\text{изм}}^{(i-1)}, \vec{X}_{\text{изм}}^{(i)}, \vec{U}_{\text{изм}}^{(i)})$ [22]. Концепцию разработки и применения алгоритма идентификации экспериментально-аналитических моделей процессов стадий подготовки нефти для коррекции значений оптимальных управляющих переменных стадий иллюстрирует рис. 4.1, в соответствии с которым производится разработка алгоритма идентификации. При этом повторного решения задачи оптимизации многостадийного процесса методом динамического программирования не требуется.

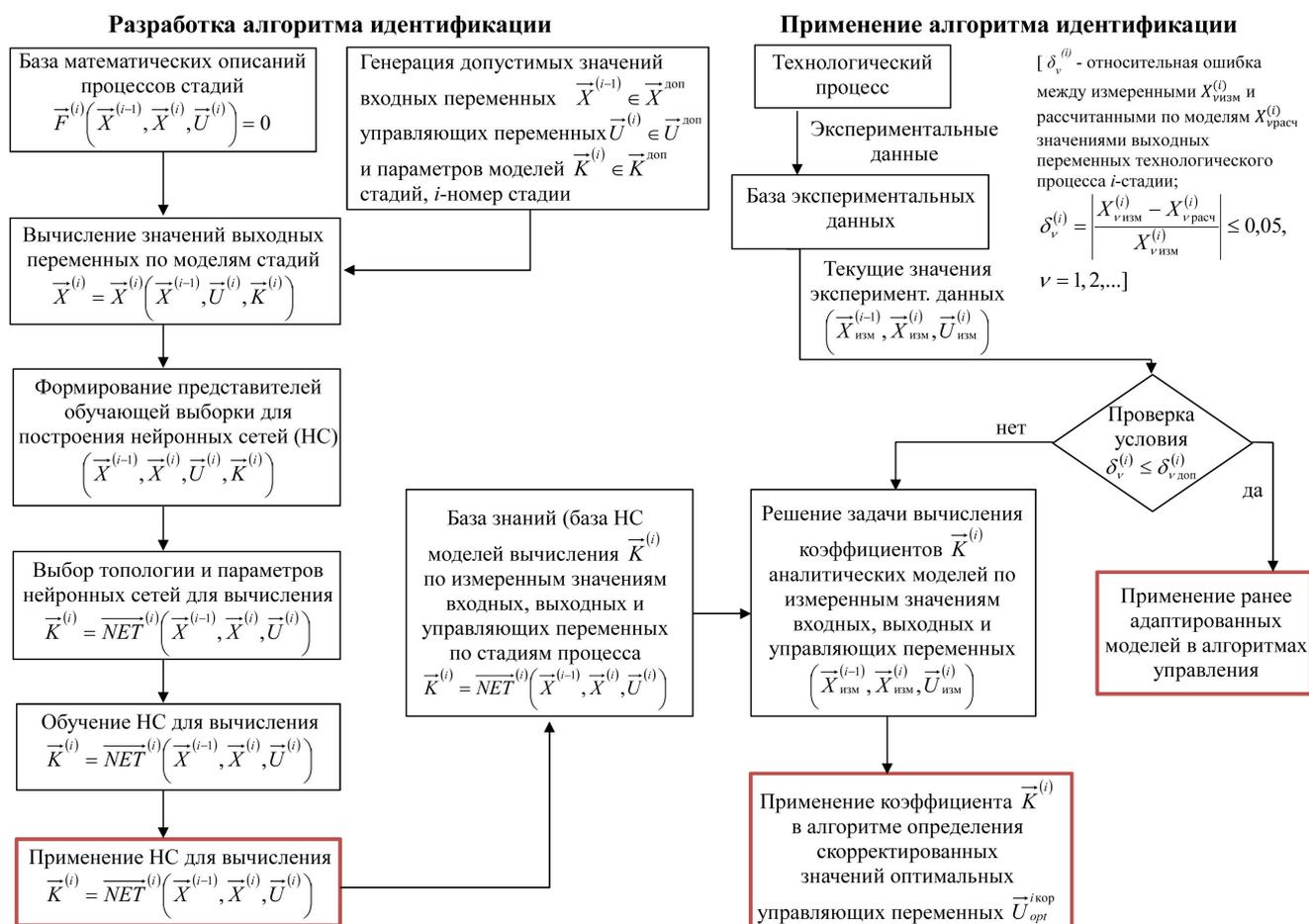


Рис. 4.1 – Концепция идентификации моделей процессов стадий подготовки нефти

Концепция разработки алгоритма идентификации моделей процессов стадий подготовки нефти включает следующие этапы:

1) Проведение вычислительного эксперимента для определения значений выходных переменных $\vec{X}^{(i)}$ на моделях стадий подготовки нефти со значениями параметров до момента адаптации путем варьирования в допустимых пределах значений входных переменных $\vec{X}^{(i-1)}$, управляющих переменных $\vec{U}^{(i)}$ и параметров экспериментально-аналитических моделей $\vec{K}^{(i)}$ стадий.

2) Формирование представителей обучающей выборки для построения нейронных сетей (НС), включающих на входе массивы входных $\vec{X}^{(i-1)}$, выходных $\vec{X}^{(i)}$, управляющих $\vec{U}^{(i)}$ переменных, а в качестве выходных переменных - параметры $\vec{K}^{(i)}$ моделей стадий.

3) Выбор топологии и параметров нейронных сетей для вычисления

$$\vec{K}^{(i)} = \overline{NET}^{(i)}\left(\vec{X}^{(i-1)}, \vec{X}^{(i)}, \vec{U}^{(i)}\right).$$

Выбор топологии и параметров нейронных сетей осуществляется с применением метода сканирования путем варьирования двух переменных (объема обучающей выборки и числа нейронов в скрытом слое), при которых достигается наименьшее значение среднеквадратичной ошибки для выходных переменных обучающей выборки с последующей проверкой на тестовой выборке.

4) Обучение нейронных сетей и формирование базы нейронных сетей стадий для определения коэффициентов экспериментально-аналитических моделей стадий $\vec{K}^{(i)}$ по измеренным значениям входных, выходных и управляющих переменных по стадиям процесса $\vec{K}^{(i)} = \overline{NET}^{(i)}\left(\vec{X}^{(i-1)}, \vec{X}^{(i)}, \vec{U}^{(i)}\right)$.

В концепции алгоритма идентификации моделей процессов стадий подготовки нефти, представленной на рис. 4.1, процедура применения алгоритма включает следующие этапы:

1) Проверка условия адекватности моделей стадий по величине отклонений измеренных выходных переменных $\vec{X}_{v \text{ изм}}^{(i)}$ от рассчитанных $\vec{X}_{v \text{ расч}}^{(i)}$ по моделям стадий.

2) При нарушении адекватности моделей осуществляется их идентификация с применением обученных нейронных сетей стадий, выходами которых являются значения коэффициентов моделей $\vec{K}^{(i)}$, а входами – измеренные значения входных, выходных и управляющих переменных стадий $\left(\vec{X}^{(i-1)}, \vec{X}^{(i)}, \vec{U}^{(i)}\right)$.

3) Последующее применение коэффициентов $\vec{K}^{(i)}$ адаптированных моделей для вычисления скорректированных оптимальных значений управляющих переменных $\vec{U}_{opt}^{i \text{ кор}}$ по стадиям процесса.

Для определения скорректированных значений управляющих переменных по адаптированной модели $U_{j \text{ opt}}^{i \text{ кор}}$ ($i = \overline{1, N}$; $j = 1, 2, \dots$) используется подход, заключающийся в коррекции оптимальных значений управляющих переменных $U_{j \text{ opt}}^i$, полученных ранее при решении задачи оптимизации на исходных моделях стадии,

скорректированных умножением последних на степенную функцию отношения коэффициентов модели после идентификации $K_{\alpha}^{i\text{кор}}$ и до идентификации K_{α}^i , согласно следующему выражению:

$$U_{j\text{opt}}^{i\text{кор}} = U_{j\text{opt}}^i \left(\frac{1}{m} \sum_{\alpha=1}^m \frac{K_{\alpha}^{i\text{кор}}}{K_{\alpha}^i} \right)^{n_i}, \quad (4.1)$$

где α - номер коэффициента модели стадии; m - количество коэффициентов модели; j - номер управляющей переменной стадии; n_i - подбирается в вычислительном эксперименте на этапе проектирования для каждой стадии конкретной установки индивидуально; $U_{j\text{opt}}^{i\text{кор}}$ и $U_{j\text{opt}}^i$ - оптимальные значения управляющих переменных при новых и исходных значениях коэффициентов модели стадии; $K_{\alpha}^{i\text{кор}}$ и K_{α}^i - новые и исходные значения коэффициентов модели стадии; i - номер стадии.

Методика определения настроечных коэффициентов n_i в выражении (4.1) вычисления скорректированных оптимальных значений управляющих переменных заключается в следующем:

1. Определение значений выходных переменных $\vec{X}^{(i)}$ в вычислительном эксперименте по моделям стадий подготовки нефти при варьировании в допустимых пределах значений входных переменных $\vec{X}^{(i-1)}$, управляющих переменных $\vec{U}^{(i)}$ и параметров моделей $\vec{K}^{(i)}$ стадий.

2. Формирование базы нейросетевых моделей с целью применения НС для вычисления $\vec{K}^{(i)}$ по измеренным значениям входных, выходных и управляющих переменных по стадиям процесса $\vec{K}^{(i)} = \overrightarrow{NET}^{(i)}(\vec{X}^{(i-1)}, \vec{X}^{(i)}, \vec{U}^{(i)})$.

3. Формирование базы оптимальных значений управляющих переменных стадий $U_{j\text{opt}}^i$ при исходных значениях коэффициентов стадий K_{α}^i и варьировании входных переменных стадий $\vec{X}^{(i-1)}$, и наработка по соотношению (4.1) соответствующих этим значениям оптимальных значений управляющих переменных стадий $U_{j\text{opt}}^{i\text{кор}}$ при коэффициентах моделей $K_{\alpha}^{i\text{кор}}$, найденных по алгоритмам идентификации.

4. Определение значений настроечных коэффициентов n_i , соответствующих выбранному варианту аппаратурного оформления i -ой стадии конкретной установки, осуществляется индивидуально в вычислительном эксперименте путем

минимизации разности значений управляющих переменных, полученных при решении задачи оптимизации с адаптированной моделью без коррекции $U_{j\,opt}^i$ и с учетом коррекции $U_{j\,opt}^{i\,кор}$ по выражению (4.1) при одинаковых значениях входных переменных стадий.

Концепция коррекции оптимальных значений управляющих переменных по стадиям процесса отражена на рис. 4.2.

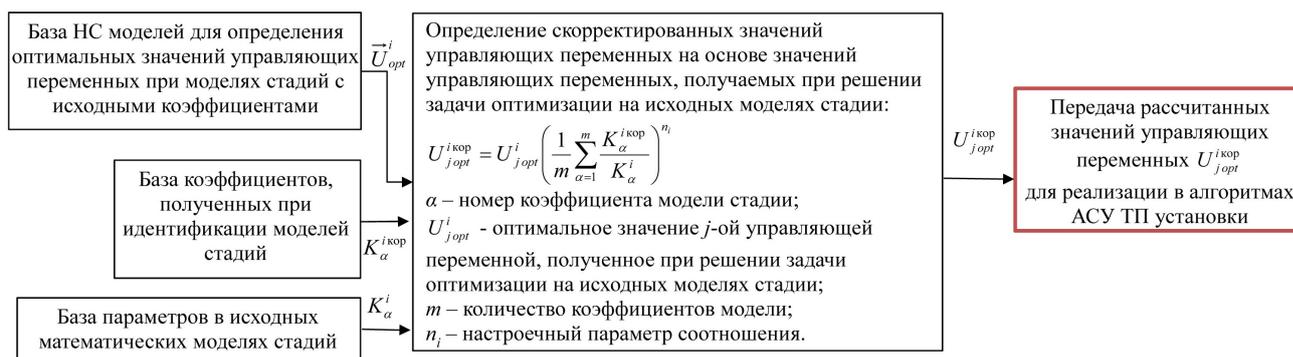


Рис. 4.2 – Концепция коррекции оптимальных значений управляющих переменных по стадиям процесса

Точность идентификации моделей оценивается по значению отклонения рассчитанных $\vec{X}_{v\,расч}^{(i)}$ и измеренных выходных переменных стадий $\vec{X}_{v\,изм}^{(i)}$, которой соответствует относительная ошибка, не превышающая 5% относительно $\vec{X}_{v\,изм}^{(i)}$.

4.2. Результаты решения задачи оптимизации при проектировании аппаратно-технологического оформления процесса подготовки нефти

Последовательность решения проектной задачи определения аппаратно-технологического оформления процессов и оптимизации технологических режимов работы оборудования включает следующие этапы:

1. По критерию «показатель приведенных затрат» $ПЗ_\mu$ при выборе варианта аппаратного оформления решается задача оптимизации в соответствии с выражением (3.6). Результатом решения этой задачи является оптимальный вариант аппаратного оформления μ_{opt} и оптимальные значения соответствующих ему управляющих переменных $\vec{U}_{opt}^{(i)}$, $i = \overline{1, N}$ для каждой стадии процесса

подготовки нефти, для которых рассчитывается проектный технологический режим работы установки.

2. После выбора варианта аппаратного оформления, на этапе проектирования установки, не рассматривая требуемые для варианта капиталовложения, по критерию «прибыль», для усредненных проектных значений нагрузки по сырой нефти и обводненности ее на входе и заданных значений показателей качества товарной нефти на выходе установки, решается задача минимизации эксплуатационных затрат или максимизации прибыли Pr в соответствии с выражением (3.15).

Решение задачи (3.15) позволяет в соответствии с выражением (4.1) определить оптимальные значения управляющих переменных при эксплуатации установки $U_{j\ opt}^{i\ кор}$.

3. Настраечный параметр n_i выражения (4.1) подбирается в вычислительном эксперименте на этапе проектирования для каждой стадии конкретной установки индивидуально путем минимизации разности значений управляющих переменных, полученных при решении задачи оптимизации с адаптированной моделью без коррекции $U_{j\ opt}^i$ и с учетом коррекции $U_{j\ opt}^{i\ кор}$ по выражению (4.1) при одинаковых значениях входных переменных стадий.

4. Далее рассчитанные на этапе проектирования значения настраечных коэффициентов n_i для выбранного варианта аппаратного оформления стадий передаются персоналу центральной инженерно-технологической службы (ЦИТС) для коррекции оптимальных значений управляющих переменных стадий при идентификации моделей процессов подготовки нефти на этапе эксплуатации.

Решение задачи оптимизации при проектировании технологического процесса подготовки нефти с целью поиска оптимального состава и режимов работы оборудования выполняется для различных вариантов аппаратно-технологического оформления, охватывающих комбинации состава оборудования в соответствии с используемым при проектировании модульным подходом к его представлению [75].

В Приложении Д приведен расчет материального и теплового балансов и

расчет основных процессов при подборе состава и типоразмера технологического оборудования в соответствии с зависимостями (3.7)-(3.13) для проектирования установки предварительного сброса пластовой воды. Расчеты для многостадийного процесса подготовки нефти выполнены, начиная с последней стадии, для усредненных проектных значений нагрузки по сырой нефти и обводненности ее на входе и заданных значений показателей качества товарной нефти на выходе установки. Результатом решения является выбранный вариант μ аппаратного оформления установки, для которого далее определяются соответствующие ему оптимальные значения управляющих переменных $\vec{U}_{opt}^{(i)}$, $i = \overline{1, N}$ технологических процессов каждой стадии подготовки нефти.

Иллюстрация методики определения настроечного коэффициента n_i выражения (4.1) в вычислительном эксперименте на этапе проектирования для примера стадии конечной ступени сепарации приведена на рис. 4.3. Для конечной ступени сепарации показатель степени (настроечный параметр) в выражении (4.1) $n_5=4$ подбирается методом последовательных приближений. Для этого задаются некоторыми произвольными допустимыми значениями параметров моделей стадий и для заданного значения входных переменных по частному критерию этой стадии решается задача ее оптимизации, т.е. определения оптимальных значений управляющих переменных на этой стадии. Затем для тех же значений входных переменных определялись оптимальные значения управляющих переменных по нейросетевой модели вида (3.30), построенной при решении задачи оптимизации с моделями стадий, коэффициенты которых были найдены при разработке математических моделей процессов на этапе проектирования установки. И, если значения этих управляющих переменных отличаются от значений управляющих переменных, найденных с заданными значениями коэффициентов моделей стадий, с недопустимо большой ошибкой, то в выражении (4.1) методом последовательных приближений подбирается значение настроечного коэффициента n таким образом, чтобы оптимальные значения управляющих переменных в левой и правой частях выражения (4.1), найденные

для различных значений входных переменных стадий, отличались с допустимой ошибкой, что для стадии конечной ступени сепарации и иллюстрирует рис. 4.3.

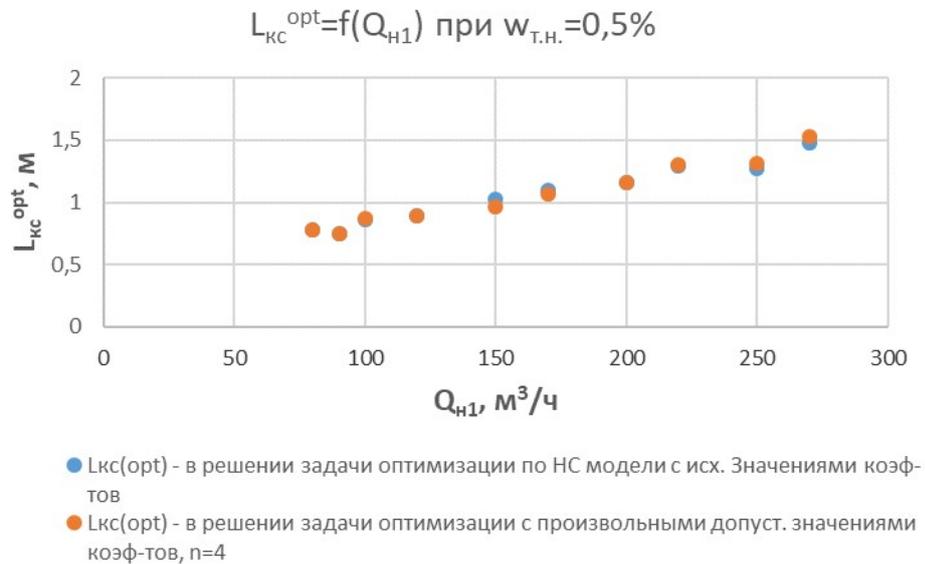


Рис. 4.3. Иллюстрация методики определения настроечного коэффициента n_i

Аналогичным образом в вычислительном эксперименте на этапе проектирования определены настроечные коэффициенты n_i для вариантов аппаратного оформления остальных стадий подготовки нефти (для стадии первой ступени сепарации $n_1=3$; для стадии предварительного и глубокого обезвоживания $n_2=2$; для стадии нагрева $n_3=5$), которые затем могут быть использованы для коррекции оптимальных значений управляющих переменных стадий при идентификации моделей процессов подготовки нефти на этапе эксплуатации. Иллюстрация методики определения настроечного коэффициента n_i для вариантов аппаратного оформления этих стадий подготовки нефти приведена в Приложении Е.

Алгоритм решения задачи в части оптимизации технологического режима установки при проектировании далее используется при эксплуатации установки в задаче оптимизации режима ее функционирования по критерию «прибыль» от реализации товарной нефти. При внесении изменений в состав оборудования варианта аппаратного оформления процесса значение настроечного коэффициента n_i на этапе эксплуатации установки проверяется в вычислительном эксперименте и, при необходимости, корректируется.

Корректность найденных значений управляющих переменных оценивается по относительной разности между расчетным и измеренным значениями каждой выходной переменной относительно измеренного значения, которая не должна превышать 5%.

Для стадии конечной ступени сепарации корректность найденных значений управляющей переменной $L_{opt}^{(5)}$ оценивается по значению отклонения рассчитанных $\bar{Q}_{т.н. расч}^{(5)}$ и измеренных значений расхода товарной нефти $\bar{Q}_{т.н. изм}^{(5)}$ при ограничении ее обводненности $W_{т.н} = 0,5\%$ на выходе с установки. В табл. 4.1 приведена оценка результатов коррекции коэффициентов моделей стадии конечной ступени сепарации и степенной функции отношения коэффициентов модели стадии после идентификации $K^{(5)кор}$ и до идентификации $K^{(5)}$ (выражение (4.1)).

Таблица 4.1

Результаты оценки коррекции управляющих переменных стадии конечной ступени сепарации по адаптированным моделям

№ п/п	Входные переменные $\bar{X}^{(4)}$		Параметры модели стадии		Управляющие переменные $\bar{U}_{opt}^{(5)}$		Выходные переменные $\bar{X}^{(5)}$		Зн-я относительных отклонений вых. перемен. $\delta^{(5)}, \%$
	$Q_{н1},$ м ³ /ч	$W_{н1},$ %	$K^{(5)}$ до идентификации для обучения	$K^{(5)кор}$ = NET $\left(\bar{X}^{(4)}, \bar{Q}_{т.н. изм}^{(5)}, L_{opt}^{(5)}\right)$	$L_{opt}^{(5)},$ м при $W_{т.н.} = 0,5\%$ на исх. моделях	$L_{opt}^{(5)кор},$ м по выр-ю (4.1) при $n_5=4$	Рассч. зн-я $Q_{т.н. расч}^{(5)}$, м ³ /ч	Изм. зн-я $Q_{т.н. изм}^{(5)}$, м ³ /ч	
1	80	0,09	0,925	0,911	0,78	0,734	72,88	74,00	1,51
2	90	0,36	0,825	0,828	0,75	0,761	81,96	81,00	1,19
3	100	0,18	0,9	0,902	0,86	0,868	90,93	90,00	1,03
4	120	0,35	0,85	0,859	0,89	0,928	104,07	105,00	0,89
5	150	0,08	0,875	0,860	1,03	0,961	123,37	123,75	0,31
6	170	0,46	0,875	0,868	1,10	1,065	156,93	157,25	0,20
7	200	0,18	0,85	0,855	1,16	1,188	180,99	180,00	0,55
8	220	0,35	0,9	0,909	1,29	1,342	201,24	192,50	4,44
9	250	0,08	0,825	0,832	1,27	1,314	209,61	206,25	1,63
10	270	0,05	0,925	0,932	1,48	1,525	249,40	249,75	0,14

В табл. 4.1 коэффициенты модели стадии конечной ступени сепарации $\bar{K}^{(5)кор}$ найдены по нейросетевой модели, связывающей значения коэффициентов модели стадии с измеренными значениями ее входных $\bar{X}^{(4)}$, выходных $\bar{Q}_{т.н. изм}^{(5)}$ пе-

ременных и найденными значениями управляющих переменных $\vec{L}_{opt}^{(5)}$, при решении задачи оптимизации на исходных моделях стадии со значениями коэффициентов до идентификации. Нейросетевая модель $\vec{K}^{(5)кор} = \overline{NET}(\vec{X}^{(4)}, \vec{X}_{т.н.изм}^{(5)}, \vec{L}_{opt}^{(5)})$ строится в соответствии с методикой, концепция которой представлена на рис. 4.1. Для генерации обучающих примеров на модели стадии конечной ступени сепарации (Г.17), приведенной в Приложении Г, осуществляется вычислительный эксперимент.

В качестве нейронной сети принят однослойный персептрон с одним скрытым слоем с 10 нейронами и сигмоидной функцией активации, обучаемый по алгоритму обратного распространения ошибки. Последовательность разработки нейросетевых моделей для всех стадий, связывающих значения коэффициентов модели стадий с их входными, выходными и управляющими переменными, приведена в Приложении Е.

На рис. 4.4, 4.5 проиллюстрированы обучающая способность и среднеквадратичная ошибка сети для стадии конечной ступени сепарации, не превышающая 10^{-2} . Для сетей остальных стадий иллюстрации обучающей способности и среднеквадратичной ошибки приведены также в Приложении Е.

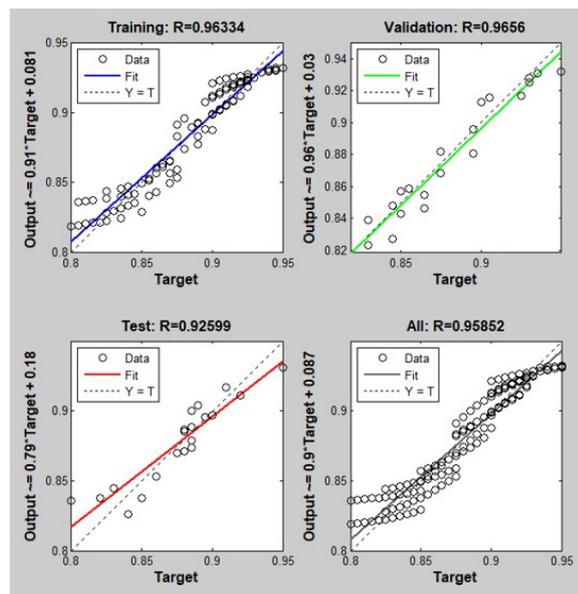


Рис. 4.4 – Обучающая способность сети для нахождения коэффициента модели стадии конечной ступени сепарации

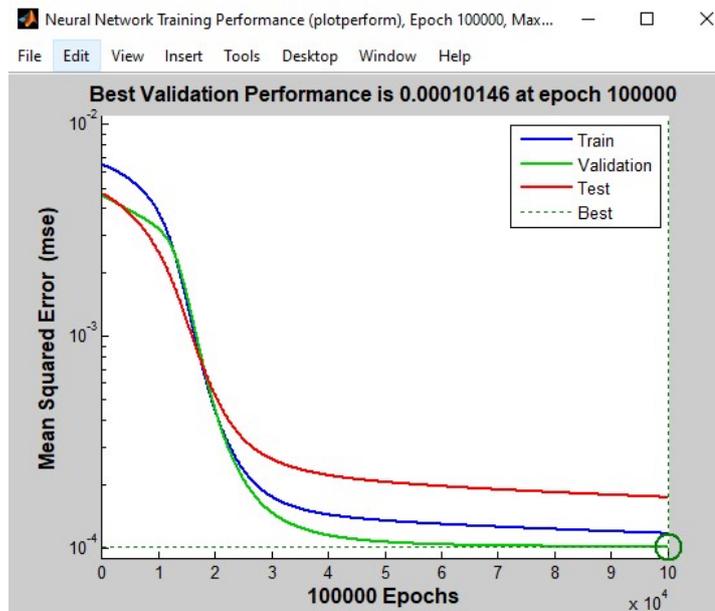


Рис. 4.5 – Среднеквадратичная ошибка сети для нахождения коэффициента модели стадии концевой ступени сепарации

Найденные по нейросетевой модели значения коэффициентов модели после идентификации $\vec{K}^{(5)kop}$ используются для нахождения скорректированных оптимальных значений управляющих переменных $\vec{L}_{opt}^{(5)kop}$ по выражению (4.1) при полученном с использованием поискового метода значении настроечного параметра $n_5=4$ для стадии концевой ступени сепарации. Корректность определения значений управляющей переменной $\vec{L}_{opt}^{(5)}$ иллюстрирует рис. 4.3. Далее рассчитываются значения выходных переменных стадии $\vec{Q}_{т.н. расч}^{(5)}$, определяются значения отклонений рассчитанных выходных переменных относительно измеренных $\delta^{(5)}$, по которым оценивается корректность найденных значений управляющих переменных $L_{opt}^{(5)kop}$ (см. табл. 4.1).

Аналогичная процедура оценки корректности коэффициентов моделей стадий и степенных функций отношения коэффициентов моделей стадий после идентификации и до идентификации выполнена для остальных стадий подготовки нефти, результаты оценки приведены в Приложении Е. Относительное значение разности между расчетными и измеренными значениями выходных переменных для всех стадий относительно измеренных в рассмотренных примерах обучающей (тестовой) выборки составило 0,02%...4,44%. С увеличением объема обучающей

выборки значение погрешности снижается.

Последовательность определения оптимального состава оборудования и оптимизации технологического режима при проектировании установок промышленной подготовки нефти представлена на рис. 4.6.

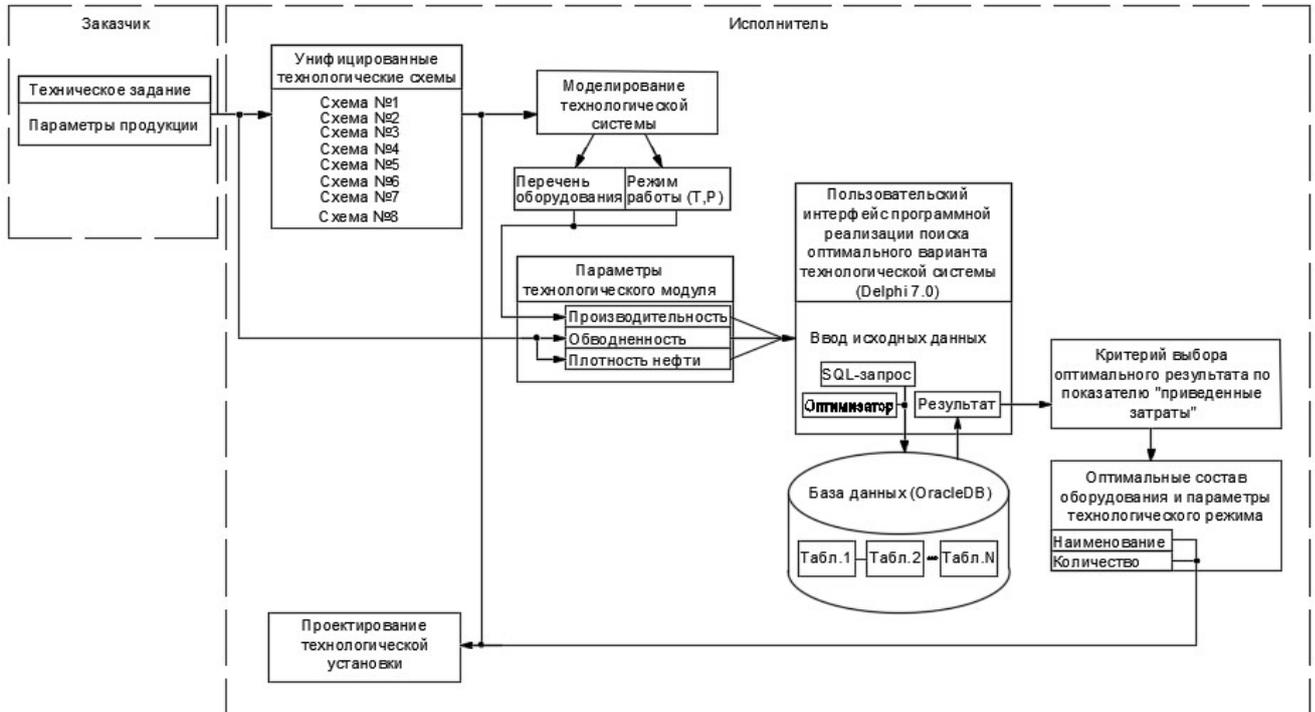


Рис. 4.6 – Структурная схема определения оптимального состава оборудования и оптимизации технологического режима при проектировании установок промышленной подготовки нефти

Заказчик выдает Исполнителю техническое задание на проектирование технологической установки под определенные параметры продукции. Исполнитель подбирает соответствующую параметрам продукции унифицированную технологическую схему, моделирует технологическую систему с целью определения состава и производительности вариантов оборудования. Далее по критерию «показатель приведенных затрат» определяются оптимальные состав оборудования и параметры технологического режима, необходимые для проектирования технологической установки.

Полученные оптимальные вариант аппаратного оформления и значения параметров проектного технологического режима включаются в проектно-сметную документацию и технологический регламент установки промышленной

подготовки нефти.

Процедуры, относящиеся к моделированию технологической системы, т.ч. математические модели процессов стадий подготовки нефти, могут использоваться при разработке компьютерного тренажерного комплекса.

4.3. Результаты решения задачи оптимизации технологического процесса при эксплуатации установки промышленной подготовки нефти

В процессе эксплуатации установки для получения оптимального режима технологического процесса подготовки нефти ведется непрерывный контроль расходов и обводненности и с учетом изменения значений этих переменных производится в соответствии с алгоритмом оптимизации по критерию «прибыль» перерасчет и реализация управляющих воздействий.

Исходной информацией для алгоритма оптимизации являются массивы значений технологических параметров установки подготовки нефти в режиме ее нормальной эксплуатации, а также данные периодического лабораторного контроля показателей качества и значения действующих экономических показателей для нефтедобывающей отрасли.

Алгоритм решения задачи определения оптимальных параметров работы оборудования по стадиям при эксплуатации или для одного варианта аппаратного оформления при проектировании технологического процесса реализован на конкретном примере по критерию «прибыль» в программном комплексе Octave [2] в соответствии с выражением (3.15), где прибыль Pr определяется как разница между выручкой B и суммарными затратами Z :

$$Pr = B - Z = Q \cdot (C - S),$$

где Q – производительность установки; C – цена реализации товарной нефти; S – себестоимость подготовки товарной нефти.

Затраты на первую ступень сепарации нефти S_c представляют собой затраты на электроэнергию при перекачке нефтяной эмульсии. Управляющими неизвестными параметрами в (4.2) являются уровень жидкости в сепараторе L_c , время сепарации τ_c и давление сепарации P_c .

$$S_c = C_{эл} \cdot \left(0,0061642 Q_в + 0,0221 Q_н + 0,0018511 \tau_c - \frac{P_o}{P_o + P_c} \right) =$$

$$= C_{эл} \cdot \left(0,0061642 \cdot Q_{эм} \cdot \omega_{эм} + 0,0221 \cdot \left[Q_{эм} \cdot (1 - \omega_{эм}) + \frac{L_c \cdot V_{ап}}{D_{ап} \cdot \tau_c} \right] + 0,0018511 \tau_c - \frac{0,1}{0,1 + P_c} \right), \quad (4.2)$$

где $C_{эл}$ – цена за 1 кВт электроэнергии, руб./кВт; $Q_в$, $Q_н$, $Q_{эм}$ ($Q_{н1}$) – количество перекачиваемой воды, нефти и эмульсии (товарной нефти) соответственно, т/месяц; τ_c – время пребывания жидкости в аппарате, ч/месяц; $\omega_{эм}$ ($\omega_{н1}$) – обводненность поступающей в аппарат эмульсии (товарной нефти), масс. доля; L_c – уровень жидкости в сепараторе, м; $V_{ап}$ – объем сепаратора; $D_{ап}$ – диаметр сепаратора; $P_o=0,1$ МПа – атмосферное давление; $a_1 = 0,0061642$, $b_1 = 0,0221$, $c_1 = 0,0018511$ – коэффициенты аппроксимации функции затрат на электроэнергию.

Затраты на стадию предварительного обезвоживания $S_{но}$ складываются из затрат на электроэнергию при перекачке эмульсии и затрат на деэмульгатор (4.3). Управляющие неизвестные параметры в (4.3) – время пребывания в аппарате предварительного обезвоживания $\tau_{но}$ и давление в аппарате $P_{но}$.

$$S_{но} = C_{эл} \cdot \left(0,0061642 Q_ж \cdot \omega_{ж} + 0,0221 Q_ж \cdot (1 - \omega_{ж}) + 0,0018511 \tau_{но} - \frac{0,1}{0,1 + P_{но}} \right) +$$

$$+ C_{дэ} \cdot g_{дэ} \quad (4.3)$$

где $C_{дэ}$ – цена за 1 т деэмульгатора, руб.; $g_{дэ}$ – расход деэмульгатора, т; $Q_{ж}$ – расход нефтегазожидкостной смеси, т/месяц.

Аналогично (4.3) описывается функция затрат на стадию глубокого обезвоживания и обессоливания $S_{зо}$, которая представляет собой сумму затрат на электроэнергию при перекачке предварительно обезвоженной нефти и затрат на пресную воду:

$$S_{зо} = C_{эл} \cdot \left(0,0061642 Q_н \cdot \omega_н + 0,0221 Q_н \cdot (1 - \omega_н) + 0,0018511 \tau_{зо} - \frac{0,1}{0,1 + P_{зо}} \right) +$$

$$+ C_{пр.в} \cdot g_{пр.в} \quad (4.4)$$

где $Q_н$ и $\omega_н$ – расход и обводненность предварительно обезвоженной нефти; $\tau_{зо}$ и $P_{зо}$ – время пребывания и давление в аппарате глубокого обезвоживания и обессоливания; $C_{пр.в}$ – цена за 1 т пресной воды, руб.; $g_{пр.в}$ – расход пресной воды, т.

Затраты на топливо для стадии нагрева S_m имеет следующий вид:

$$S_m = C_m \cdot \left(\frac{0,00382 Q_н}{1 - \omega_н} + 30,58 t_{ан} + 0,59113 t_{ан}^2 \right), \quad (4.5)$$

где C_m – цена за 1000 м³ топлива (газа), руб./1000 м³; $t_{ан}$ – температура в аппарате, °С; $a_2 = 0,00382$, $b_2 = 30,58$, $c_2 = 0,59113$ – коэффициенты аппроксимации функции затрат на топливо, зависящие от площади поверхности теплообмена F_m .

Затраты на конечную ступень сепарации нефти S_{kc} рассчитываются аналогично затратам на первую ступень сепарации нефти и представляют собой затраты на электроэнергию при перекачке товарной нефти. Управляющими неизвестными параметрами в (4.6) являются уровень жидкости в сепараторе конечной ступени L_{kc} , время конечной ступени сепарации τ_{kc} и давление конечной ступени сепарации P_{kc} .

$$S_{kc} = C_{эл} \cdot \left(\begin{array}{l} 0,0061642 \cdot Q_{н1} \cdot \omega_{н1} + 0,0221 \cdot \left[Q_{н1} \cdot (1 - \omega_{н1}) + \frac{L_{kc} \cdot V_{ан1}}{D_{ан1} \cdot \tau_{kc}} \right] + \\ + 0,0018511 \tau_{kc} - \frac{0,1}{0,1 + P_{kc}} \end{array} \right), \quad (4.6)$$

где $C_{эл}$ – цена за 1 кВт электроэнергии, руб./кВт; $Q_{н1}$ – количество перекачиваемой товарной нефти, т/месяц; τ_{kc} – время пребывания жидкости в аппарате, ч/месяц; $\omega_{н1}$ – обводненность поступающей в аппарат товарной нефти, масс. доля; L_{kc} – уровень жидкости в сепараторе конечной ступени, м; $V_{ан1}$ – объем сепаратора; $D_{ан1}$ – диаметр сепаратора; $P_o=0,1$ МПа – атмосферное давление; $a_1 = 0,0061642$, $b_1 = 0,0221$, $c_1 = 0,0018511$ – коэффициенты аппроксимации функции затрат на электроэнергию.

При решении задачи оптимизации в качестве постадийных критериев приняты четыре частных критерия, имеющие вид (4.2)-(4.6): первый критерий (4.6) включает затраты на конечную ступень сепарации, второй (4.4) – затраты на стадию глубокого обезвоживания и обессоливания, третий объединяет затраты на стадию предварительного обезвоживания (4.3) и нагрева (4.5), четвертый (4.2) – затраты на сепарацию первой ступени.

Задаваясь произвольно, начиная с последней стадии, значениями входных параметров (расхода и обводненности) при ограничении обводненности товарной нефти на выходе всего процесса, находятся оптимальные значения режимных параметров. При разных значениях входных переменных и найденных значениях оптимальных управляющих параметров по модели соответствующего технологического процесса определяются выходные переменные (расход и обводненность). Например, входные переменные 5-й стадии (конечной ступени сепарации) – расход и обводненность перекачиваемой товарной нефти ($Q_{н1}$ и $\omega_{н1}$), оптимальные управляющие параметры 5-й стадии – давление P_{kc}^{opt} , уровень жидкости L_{kc}^{opt} и время пребывания жидкости τ_{kc}^{opt} в аппарате. Выходные переменные 5-й стадии – рас-

ход и обводненность товарной нефти после конечной ступени сепарации ($Q_{т.н}$ и $\omega_{т.н}$).

Диапазоны изменения входных и управляющих переменных стадий, являющиеся ограничениями задачи оптимизации, представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Диапазон изменения и представления параметров

Стадии процесса подготовки нефти	Входные технологические параметры		Выходные технологические параметры		Определяемые по уравнениям (4.2)-(4.6) и (3.15) оптимальные управляющие переменные		Функция (модель), связывающая переменные
	\vec{X}^{i-1}	диапазон	\vec{X}^i	диапазон	\vec{U}^{opt}_i	диапазон	
Концевая ступень сепарации	$Q_{н1}$, м ³ /ч	60-290	$Q_{т.н}$, м ³ /ч	50-280	$P_{кc}^{opt}$, МПа	0,001- 0,005	$102,25L_{кc}^2 + 3,76L_{кc} + 3,1754 = Q_H$; $L_{кc} = 3,8313\tau_{кc} + 0,2422$
	$\omega_{н1}$, %об.	0,1-0,5	$\omega_{т.н}$, %об.	0,1-0,5	$L_{кc}^{opt}$, м	$0,3D_{ан} - 0,7D_{ан}$	
					$\tau_{кc}^{opt}$, ч	0,083- 0,583	
Стадия глубокого обезвоживания и обессоливания	Q_H , м ³ /ч	70-350	$Q_{н1}$, м ³ /ч	60-290	$P_{го}^{opt}$, МПа	0,1-0,5	$\omega_H = -0,005t^2 + 0,24t + 9,0157$; $\tau_{zo} = 8 \cdot 10^{-5}t^2 - 0,0197t + 1,1025$; $g_{пр.в} = 0,0056t^2 - 0,6487t + 21,96$
	ω_H , %об.	5-20	$\omega_{н1}$, %об.	0,1-0,5	$\tau_{го}^{opt}$, ч	0,25-2	
					$g_{пр.в}^{opt}$, %об.	1-10	
Стадия предварительного обезвоживания и нагрева	$Q_{жс}$, м ³ /ч	80-1050	Q_H , м ³ /ч	70-350	$P_{по}^{opt}$, МПа	0,2-1,0	$\tau_{но} = 8 \cdot 10^{-5}t^2 - 0,0197t + 1,1025$; $g_{до} = 0,0193t^2 - 1,796t + 47,314$
	$\omega_{жс}$, %об.	20-70	ω_H , %об.	5-20	$\tau_{по}^{opt}$, ч	0,25-2	
					$g_{дэ}^{opt}$, г/г	5-100	
					t^{opt} , °C	5-70	
Сепарация первой ступени	$Q_{эм}$, м ³ /ч	90-1200	$Q_{жс}$, м ³ /ч	80-1050	P_c^{opt} , МПа	0,3-1,0	$102,25L_c^2 + 3,76L_c + 3,1754 = Q_{эм}$; $L_c = 3,8313\tau_c + 0,2422$
	$\omega_{эм}$, %об.	15-65	$\omega_{жс}$, %об.	20-70	L_c^{opt} , м	$0,3D_{ан} - 0,7D_{ан}$	
					τ_c^{opt} , ч	0,083- 0,583	

Условные обозначения, принятые в табл. 4.2, следующие:

Q – расход; ω – обводненность; t – температура; P – давление; τ – время пребывания; L – уровень.

Индексы переменных: $эм$ – нефтяная эмульсия; $жс$ – нефтегазожидкостная смесь; $н$ – предварительно обезвоженная нефть; $н1$ – товарная нефть; $т.н$ – товарная нефть после конечной ступени сепарации; $дэ$ – деэмульгатор; $пр.в$ – пресная вода.

Индексы стадий подготовки: $с$ – сепарация первой ступени; $по$ – предварительное обезвоживание; $го$ – глубокое обезвоживание и обессоливание; $кс$ – конечная ступень сепарации.

В табл. 4.2 функции, связывающие переменные, позволяют исключить некоторые управляющие параметры из решений по стадиям, т.е. уменьшить число оптимизируемых управляющих переменных. Уравнения зависимости одного управляющего параметра от другого найдены на основании анализа отраслевых руководящих документов и экспериментальных исторических данных, полученных с реальных технологических установок.

Для нахождения оптимальных значений управляющих переменных применяется поисковый метод оптимизации с линейными ограничениями в виде неравенств и нелинейной целевой функцией (в MATLAB функция `fmincon`).

В результате получен массив данных оптимальных значений режимных параметров по стадиям всего технологического процесса подготовки нефти в зависимости от расхода и обводненности жидкости на входе и требований к качеству товарной нефти на выходе [37, 54, 91]. На полученных по стадиям подготовки нефти массивах данных проводится обучение нейронных сетей, выполняемое в программном комплексе Octave (MATLAB) [2, 31]. Входом НС каждой стадии являются значения входных переменных этой стадии (расход и обводненность нефти), а выходом НС - оптимальные значения управляющих параметров стадии. При этом найденные по модели технологического процесса стадии значения ее выходных переменных становятся входными переменными НС для вычисления оптимальных значений управляющих переменных следующей стадии подготовки нефти.

Таким образом, в таблице 4.2 представлены входные и выходные переменные подобранных нейронных сетей вида (3.30) по всем стадиям технологического

процесса, при этом ввиду неизменного расхода и обводненности продукции на входе и выходе стадии нагрева она объединяется со стадией предварительного обезвоживания нефти.

Для всех стадий в качестве нейронной сети принят однослойный персептрон с одним скрытым слоем с 10 нейронами и сигмоидной функцией активации. При обучении нейронной сети использовался метод градиентного спуска [46, 99].

Выбор топологии и параметров нейронных сетей осуществляется с применением метода сканирования путем варьирования двух переменных (объема обучающей выборки и числа нейронов в скрытом слое), при которых достигается наименьшее значение среднеквадратичной ошибки для выходных переменных обучающей выборки с последующей проверкой на тестовой выборке.

В Приложении Ж представлена последовательность разработки нейросетевых моделей, связывающих оптимальные значения управляющих переменных стадий с их входными переменными. Для обучения взята выборка из 70% представителей, для тестирования – 30% представителей.

Нейросетевые модели для стадий, описывающие процесс подготовки нефти, на выходе дают значения среднеквадратичных ошибок для обучающих выборок по всем стадиям, не превышающие 10^{-2} , что с учётом размерности выходного параметра (доли отделившейся воды) соответствуют ошибкам, не превышающим 1%. Ошибка при тестировании и валидации составляет до 10%.

На рис. 4.7, 4.8 проиллюстрированы обучающая способность и среднеквадратичная ошибка сети для стадии первой ступени сепарации. Для сетей остальных стадий иллюстрации обучающей способности и ошибки приведены в Приложении Ж.

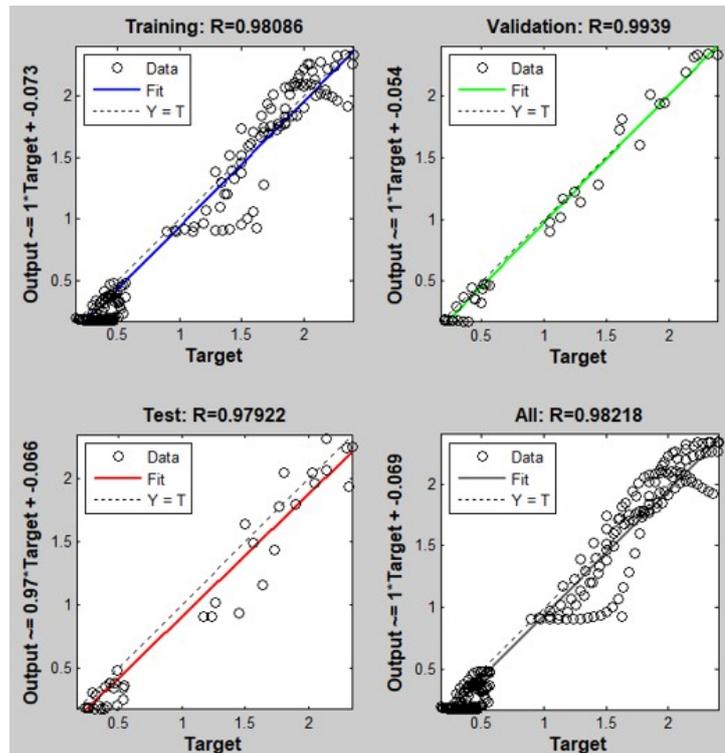


Рис. 4.7 - Обучающая способность сети для стадии первой ступени сепарации

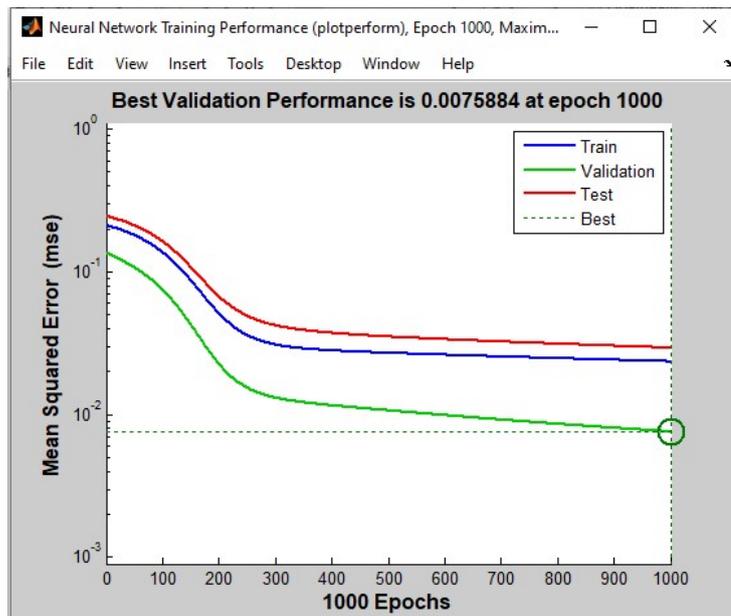


Рис. 4.8 – Среднеквадратичная ошибка сети для стадии первой ступени сепарации

На рис. 4.9 представлен пример вида поверхностей, построенных по выходам нейросетевых моделей зависимостей оптимальных управляющих переменных от входных переменных стадий (расхода и обводненности).

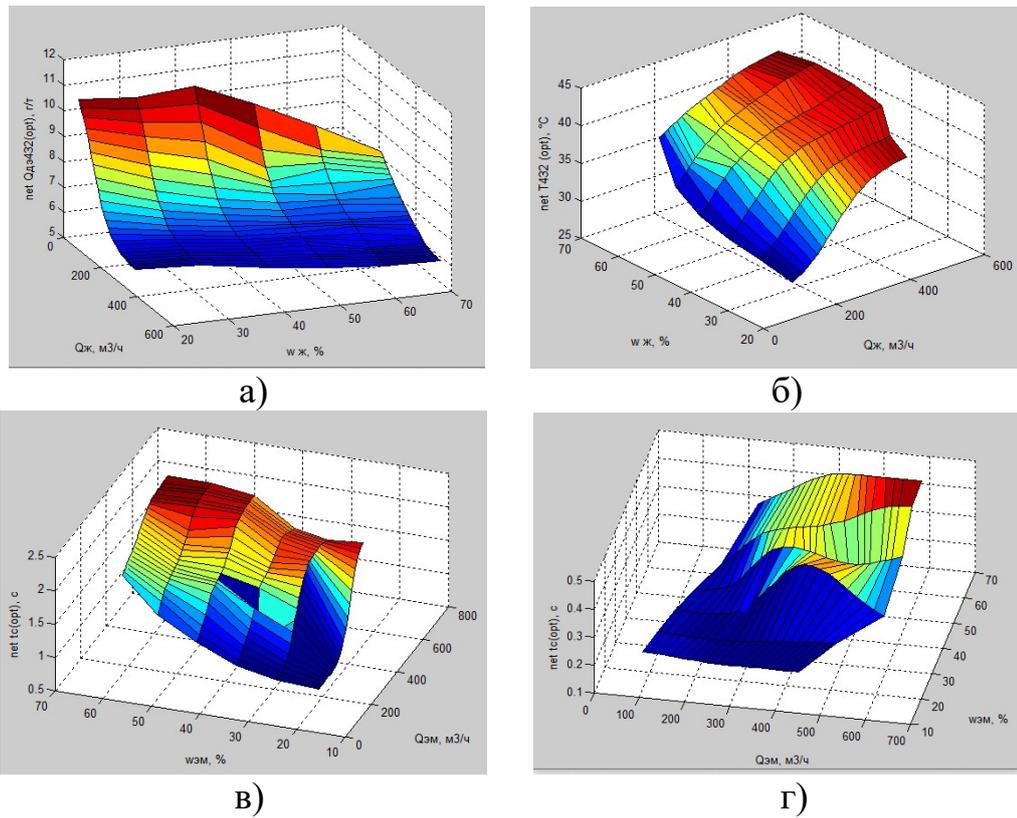


Рис. 4.9 – Результаты определения оптимальных управляющих переменных по нейросетевой модели:

$$\begin{aligned} \text{а) } Q_{дэ}^{opt} &= NET_{opt}(Q_{ж}, w_{ж}); & \text{б) } T^{opt} &= NET_{opt}(Q_{ж}, w_{ж}); \\ \text{в) } L_c^{opt} &= NET_{opt}(Q_{эм}, w_{эм}); & \text{г) } \tau_c^{opt} &= NET_{opt}(Q_{эм}, w_{эм}) \end{aligned}$$

Вид графиков сечений одной из поверхностей при фиксированных значениях параметров, кроме одного варьируемого, представлен на рис. 4.10. Графики сечений остальных поверхностей приведены в Приложении И.

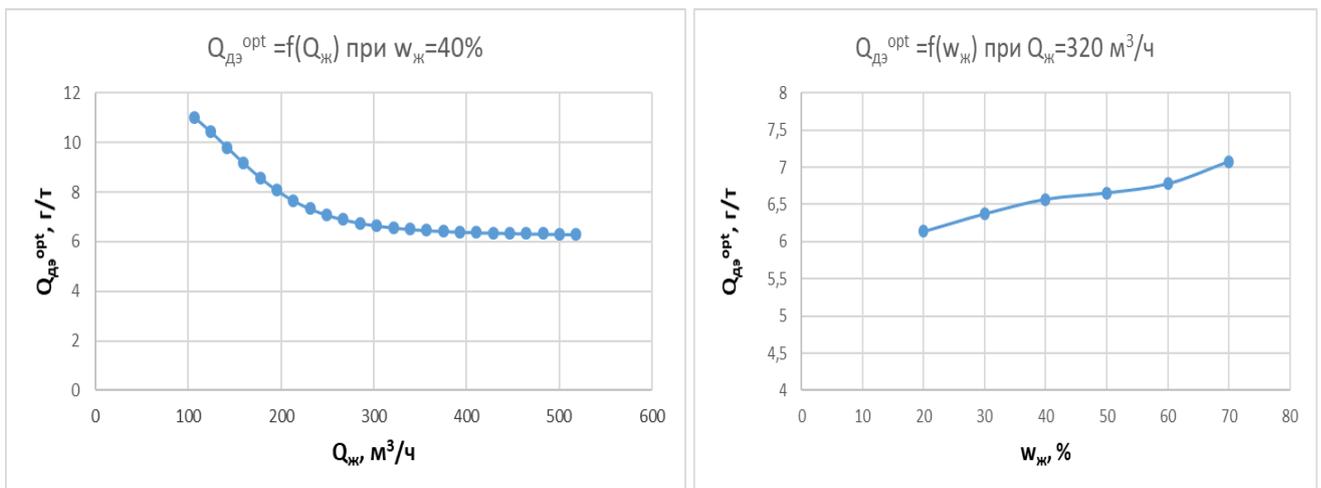


Рис. 4.10 – Вид графиков сечений поверхности, изображенной на рис. 4.9, а

Предложенная модель оптимизации по критерию «приведенные затраты» предназначена для использования при проектировании технологического процесса подготовки нефти с целью поиска оптимального состава и режимов работы оборудования, а модель оптимизации по критерию «прибыль» – при управлении действующей установкой промышленной подготовки нефти [94].

4.4. Методика оптимизации технологического режима стадий действующей установки подготовки нефти

Методика определения оптимальных параметров технологического режима при эксплуатации автоматизированных установок промышленной подготовки нефти включает следующие этапы:

1. Оценка ограничений на выходе (требований к товарной нефти) и решение задачи оптимизации с применением принципа оптимальности Беллмана для многостадийных процессов по моделям стадий со значениями параметров (коэффициентов) моделей $\vec{K}^{(i)}$ и настроечных параметров n_i для вариантов аппаратурно-технологического оформления стадий конкретной установки, переданных проектной организацией вместе с технологическим регламентом.

2. Проверка адекватности моделей стадий измеренным значениям выходных переменных $\vec{X}_{vизм}^{(i)}$.

3. При нарушении адекватности моделей осуществляется их идентификация с применением обученных нейронных сетей стадий, выходами которых являются значения коэффициентов моделей $\vec{K}^{(i)}$, а входами – измеренные значения входных, выходных и управляющих переменных стадий $(\vec{X}^{(i-1)}, \vec{X}^{(i)}, \vec{U}^{(i)})$ (см. раздел 4.1).

4. Формирование базы оптимальных значений управляющих переменных стадий U_{jopt}^i при исходных значениях коэффициентов стадий K_α^i и варьировании входных переменных стадий $\vec{X}^{(i-1)}$, и наработка по соотношению (4.1) соответствующих этим значениям оптимальных значений управляющих переменных ста-

дий $U_{j\text{opt}}^{i\text{кор}}$ при коэффициентах моделей $K_{\alpha}^{i\text{кор}}$, найденных по алгоритмам идентификации с настроечными коэффициентами n_i аппаратурного оформления стадий установки (см. раздел 4.1).

5. Реализация ЦИТС вычисленных по соотношению (4.1) оптимальных значений управляющих переменных, размещенных в PLM-системе Pilot-ICE [74], в АСУ ТП действующей установки подготовки нефти с передачей по каналам Ethernet на АРМ оператора / технолога.

Структурная модель автоматизированной системы оптимизации и управления технологическими процессами установки приведена в разделе 5 настоящей диссертации.

ВЫВОДЫ ПО ЧЕТВЕРТОЙ ГЛАВЕ

1. Разработаны метод и алгоритм оперативной параметрической идентификации (коррекции) математических моделей процессов стадий к текущему режиму эксплуатации установки, основанные на построении нейросетевых моделей связи коэффициентов моделей с измеренными входными, выходными и управляющими переменными процессов стадий.

2. Разработана методика для определения настроечных коэффициентов в выражении для определения скорректированных значений оптимальных управлений на стадиях (при различных вариантах аппаратурно-технологического оформления процесса). По этой методике на этапе проектирования установки определяются оптимальные значения управляющих переменных для конкретного варианта аппаратурного оформления, включаемого в проектную документацию и технологический регламент установки, передаваемые Службам эксплуатации. При этом найденные значения настроечных коэффициентов используются как в задаче оптимизации при проектировании по критерию «показатель приведенных затрат», так и в задаче оптимизации при эксплуатации по критерию «прибыль».

3. На примере решения задачи оптимизации для выбранного варианта аппаратурного оформления установки осуществлен расчет оптимального технологического режима. Таким же образом, как в рассмотренном примере,

решается задача и для других рассматриваемых при проектировании вариантов аппаратного оформления.

4. Рассмотренные выше операции (процедуры) определения оптимального технологического режима для выбранного варианта аппаратного оформления представлены в виде методики оптимизации технологического режима установки при ее эксплуатации.

ГЛАВА 5 ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ МОДЕЛЕЙ, МЕТОДОВ И АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Пятая глава посвящена реализации и внедрению разработок диссертации, связанных с моделированием, оптимизацией и управлением при проектировании и эксплуатации автоматизированных установок промышленной подготовки нефти.

5.1. Проверка корректности метода и алгоритма оптимизации на примере технологического режима действующей установки

Разработанные модели, методы и алгоритмы применены для оптимизации процесса подготовки нефти на примере одной из действующих установок предварительного сброса пластовой воды ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

В рассматриваемом примере применительно к процессу обезвоживания конкретной действующей установки предварительного сброса пластовой воды управляющими переменными в задаче оптимизации технологического режима установки являются температура в аппарате t_{an} , расход деэмульгатора $d_{g_{\partial}}$, время пребывания в аппарате τ_{np} , которые связаны с расходом топлива, деэмульгатора и электроэнергии, включенные, как и сами оптимизирующие управляющие переменные, в таблицы ТЭП паспортов инвестиционных проектов месторождений. В качестве стоимостного показателя, используемого для оперативного управления процессом обезвоживания, выступает прибыль от реализации 1 тонны подготовленной нефти с допустимой обводненностью. Расход жидкости и ее обводненность не относятся к варьируемым параметрам, так как являются объективно заданными в зависимости от конкретных условий промысла.

Прибыль Pr определяется по формуле (3.14) как разница между выручкой от реализации обезвоженной нефти B и суммарными затратами Z на ее подготовку.

Затраты на подготовку нефти складываются из постоянных затрат и переменных. К постоянным затратам при оперативном управлении технологическим

процессом относятся зарплата рабочих, амортизация, общецеховые расходы, расходы на содержание аппарата управления. К переменным затратам относятся: расход деэмульгатора и вспомогательных материалов, расход электроэнергии, расход топлива. Затраты на ремонт относятся к условно-переменным, поскольку от интенсивности использования технологического оборудования зависит межремонтный пробег оборудования.

По данным операционных затрат по технологической подготовке нефти на конкретно рассматриваемой установке, полученным из таблиц ТЭП паспортов инвестиционных проектов месторождений, найдены постоянные затраты и коэффициенты функций затрат на топливо и электроэнергию (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Калькуляция себестоимости подготовленной нефти за 1 месяц

№ п/п	Наименование статей затрат	Норма на ед. произведенной продукции	Количество	Цена за единицу	Сумма, руб.
1	Постоянные затраты:				
1.1	Амортизация	-	-	-	947 172,00
1.2	Заработная плата	-	-	-	814 812,00
1.3	Начисления на заработную плату	-	-	-	285 184,20
2	Произведено продукции:				
2.1	Нефть, т	-	94 355,00	-	-
2.2	Вода, т	-	65 732,20	-	-
3	Переменные затраты				
3.1	Деэмульгатор, т	0,000030	2,83	122 000,00	345 339,3
3.2	Электричество на нефть, кВт	500,00	1966	368,00	723 488
3.3	Электричество на воду, кВт	200,00	548	368,00	201 664
3.4	Топливо (газ), 1000 м ³	-	493,00	508,47	250 675,71
	Итого затрат	-	-	-	3 568 335,21
	Итого затрат на 1 т подготовленной нефти	-	-	-	37,82

Постоянные затраты приняты равными:

$$Z_{пост} = 947\,172,00 + 814\,812,00 + 285\,184,20 = 2\,047\,168,2 \text{ руб.} \quad (5.1)$$

При аппроксимации функции затрат на топливо (3.4) получены коэффициенты $K_{12} = 0,00382$; $K_{13} = -30,58$; $K_{14} = 0,59113$.

Функция затрат на топливо имеет следующий вид:

$$Z_m = 508,47 \cdot (0,00382 Q_{жс} + 30,58 t_{ан} + 0,59113 t_{ан}^2). \quad (5.2)$$

При аппроксимации функции затрат на электроэнергию (3.5) получены коэффициенты $K_{15} = 0,0061642$; $K_{16} = 0,0221$; $K_{17} = 0,0018511$.

Функция затрат на электроэнергию имеет следующий вид:

$$Z_{эл} = 368,00 \cdot (0,0061642 Q_в + 0,0221 Q_н + 0,0018511 \tau_{нр}). \quad (5.3)$$

Расходы нефти и воды на выходе с установки определяются по формулам (5.4), (5.5) при известных $Q_{жс}$, $\eta_{жс}$ и определенных $\eta_н$, $t_{ан}$.

Расход нефти на выходе с установки $Q_н$ рассчитывается по соотношению:

$$Q_н = Q_{жс} \frac{100 - \eta_{жс}}{100 - \eta_н} (1 - t_{ан} \cdot 10^{-3}), \quad (5.4)$$

где $\eta_{жс}$, $\eta_н$ – обводненности поступающей на установку жидкости и подготовленной нефти на выходе с установки, %.

В формуле (5.4) последний множитель учитывает потери нефти при нагреве. Исходя из кривой ИТК, принято, что при увеличении температуры нефти на 100 °С потери нефти в виде летучих фракций составляют примерно 10%.

Выход воды с установки $Q_в$ определяется по формуле:

$$Q_в = Q_{жс} \eta_{жс} - Q_н \eta_н. \quad (5.5)$$

Используя приведенные соотношения, получены зависимости суммарных затрат от температуры, времени пребывания жидкости в аппарате УПСВ и нормы расхода деэмульгатора.

По рис. 5.1 видно, что зависимость суммарных затрат от температуры в аппарате при разных расходах деэмульгатора не является монотонной, и для достижения обводненности нефти на выходе менее 5% масс. минимум суммарных затрат $Z_{сум.} = 3\,692\,668$ руб./мес. обеспечивается при $T=40$ °С и норме расхода деэмульгатора $g_{дэ} = 20$ г/т нефти. При более низких температурах данный расход деэмульгатора не обеспечивает достижение обводненности нефти на выходе менее 5% масс., в связи с чем при большем расходе деэмульгатора суммарные затраты увеличиваются. При более высоких температурах возрастают затраты на топливо.

На рис. 5.2 представлена зависимость суммарных затрат от норм расхода деэмульгатора при температурах 30 °С и 40 °С, где также видно, что для достижения

обводненности нефти на выходе менее 5% масс. минимум суммарных затрат $Z_{\text{сум.}} = 3\,692\,668$ руб./мес. обеспечивается при норме деэмульгатора $g_{\text{дэ}} = 20$ г/т нефти и $T=40$ °С.

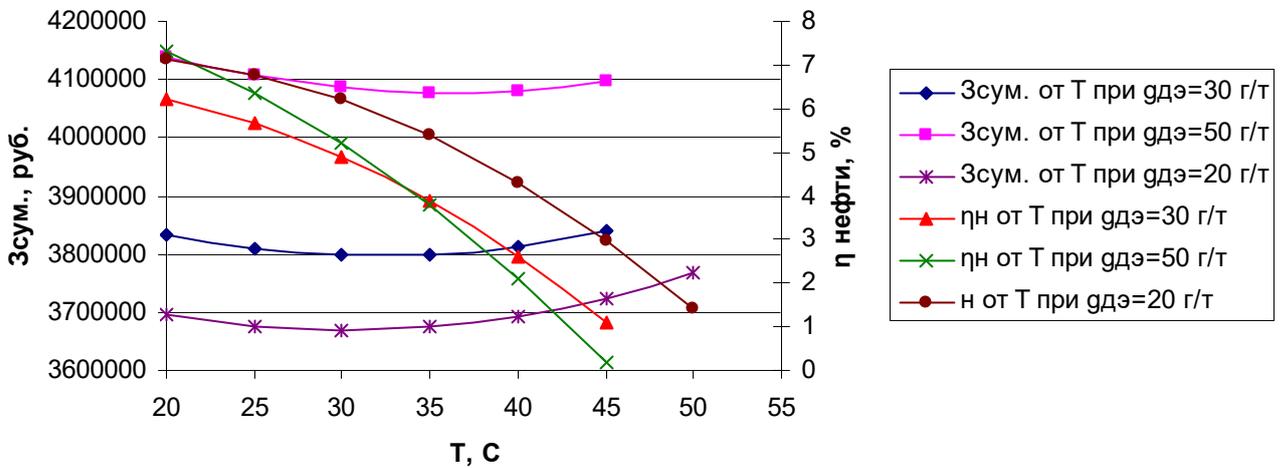


Рис. 5.1 - Зависимость суммарных затрат от температуры в аппарате при разных расходах деэмульгатора

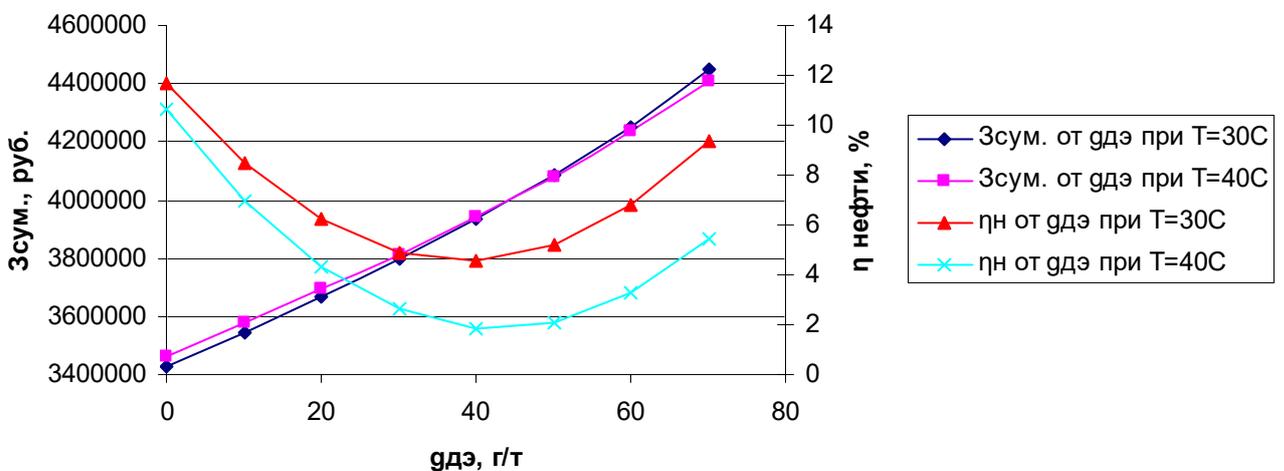


Рис. 5.2 - Зависимость суммарных затрат от норм расхода деэмульгатора при температурах 30 °С и 40 °С

На промысле в настоящее время в исследуемых аппаратах УПСВ для достижения обводненности менее 5% масс. поддерживаются значения технологических параметров: $t_{\text{ан}} = 40$ °С, $g_{\text{дэ}} = 30$ г/т и $\tau_{\text{пр}} = 30$ мин, при которых суммарные затраты на подготовку нефти составляют $Z_{\text{сум.}} = 3\,812\,876$ руб./мес.

Оптимизация технологического процесса подготовки нефти по критерию «прибыль» («себестоимость подготовленной нефти») достигается при поддержании значений технологических параметров: $t_{an} = 40$ °С, $g_{до} = 20$ г/т и $\tau_{np} = 30$ мин, при которых экономия затрат на подготовку нефти составляет $\Delta Z_{сум.} = 120\ 208$ руб./мес. или 1 442 496 руб./год.

Корректность разработанных моделей и алгоритма оптимизации применительно к действующим процессам подтверждена и для других существующих установок подготовки нефти, оптимизация технологических режимов которых позволит повысить эффективность их работы и сэкономить до 15% суммарных затрат на подготовку нефти.

5.2. Концепция интеграции полученных разработок в АСУ ТП установки подготовки нефти

Задача разработки программной оперативно-управляющей системы оптимизации технологических объектов промышленной подготовки нефти является актуальной научной задачей, решение которой позволяет оперативно управлять проектированием при создании технологических объектов нефтедобывающих предприятий с требуемыми технико-эксплуатационными и другими качественными показателями с минимизацией общих затрат по созданию и эксплуатации. Кроме того, система позволяет учесть динамику изменения показателей работы действующих установок с целью оперативного управления.

Необходимость разработки автоматизированной оперативно-управляющей системы заключается в автоматизации решения оптимизационной задачи многовариантного выбора при проектировании технологического объекта промышленной подготовки нефти и оптимизации его работы при эксплуатации.

Ожидаемые результаты от внедрения программной оперативно-управляющей системы оптимизации технологических объектов промышленной подготовки нефти – улучшение экономических показателей при проектировании и строительстве технологических объектов и минимизация затрат при их эксплуатации.

Концептуальная модель структуры автоматизированной оперативно-управляющей системы оптимизации технологических режимов работы оборудования представлена на рис. 5.3. Ниже приведено описание условных обозначений.

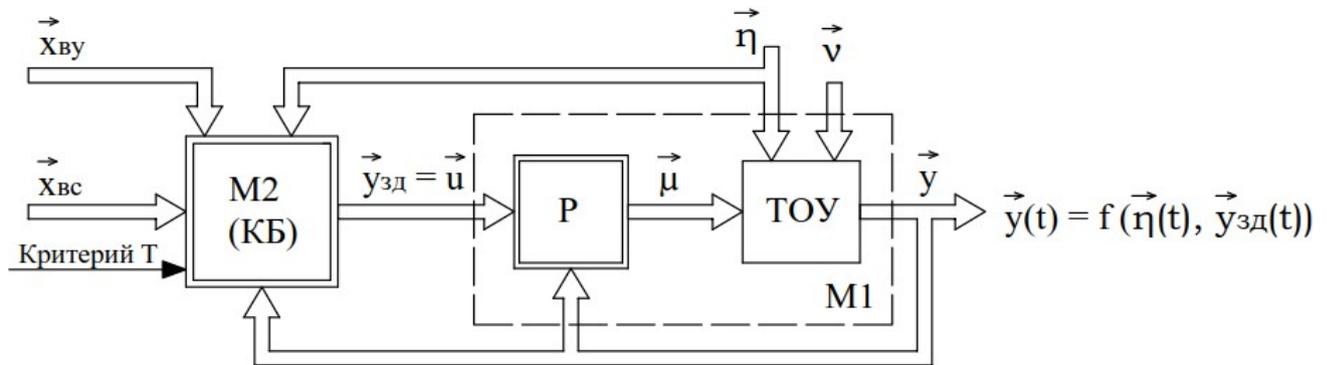


Рис. 5.3 - Концептуальная модель структуры автоматизированной оперативно-управляющей системы оптимизации технологических режимов работы оборудования

Условные обозначения:

Блок М1 - система управления, предназначенная для регулирования параметров технологического процесса;

Блок М2 - система управления, представляющая собой командный блок, который решает задачи вычислений, оптимизации и формирования заданий регуляторам и операторам технологического процесса;

Р – автоматические регуляторы и операторы технологического процесса;

ТОУ – технологический объект управления;

$\vec{x}_{вс}$ - вектор значений технологических параметров x (обводненность, расход жидкости, температура, время проведения процесса, расход деэмульгатора), определяемых вышестоящей системой управления;

$\vec{x}_{вy}$ - вектор заданных значений технологических параметров;

$\vec{y}_{зд}$ - вектор заданных значений технологических параметров, т.е. вектор управляющих переменных u в задаче оптимизации;

\vec{y} - вектор выходных значений регулируемых технологических параметров (случайная величина); $\vec{\mu}$ - вектор выходных величин регуляторов, передаваемых

на исполнительные устройства систем регулирования; $\vec{\eta}$ - вектор контролируемых возмущений; \vec{v} - вектор неконтролируемых возмущений; Критерий Т – критерий оптимальности.

На рис. 5.4 приведена структурная модель автоматизированной системы оптимизации и управления технологическими процессами установки.

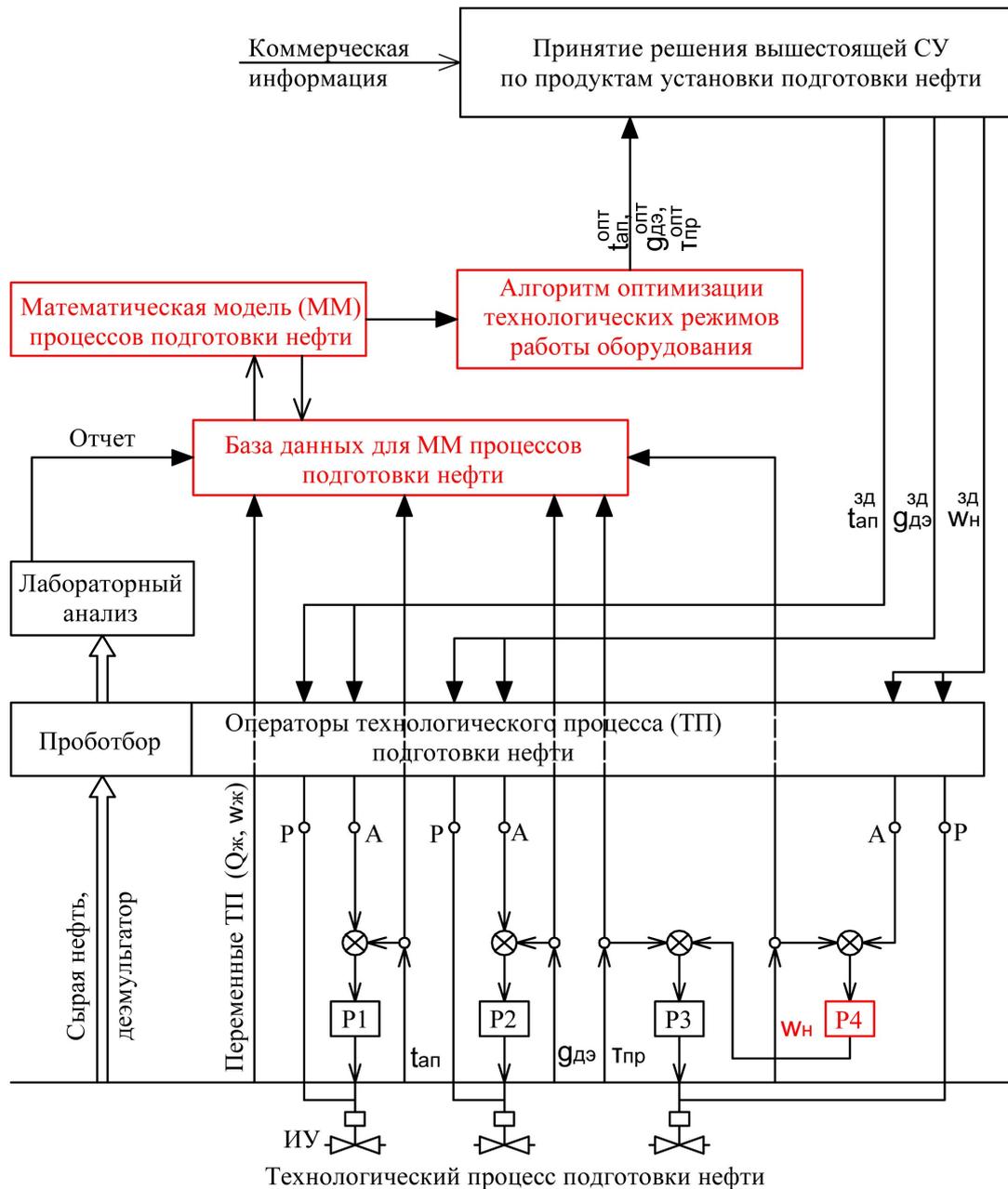


Рис. 5.4 – Структурная модель автоматизированной системы оптимизации и оперативного управления технологическим режимом работы оборудования

Условные обозначения на рис. 5.4 следующие:

$t_{ап}^{зд}$, $g_{дэ}^{зд}$, $w_{н}^{зд}$ - заданные значения температуры в аппарате, расхода деэмульгатора и

обводненности нефти;

t_{an} , $g_{дэ}$, w_n , τ_{np} - фактические значения температуры в аппарате, расхода деэмульгатора, обводненности нефти и времени пребывания жидкости в аппарате;

t_{an}^{opt} , $g_{дэ}^{opt}$, τ_{np}^{opt} - оптимальные значения температуры в аппарате, расхода деэмульгатора и времени пребывания жидкости в аппарате;

P1, P2, P3, P4 – регуляторы температуры, расхода деэмульгатора, расхода жидкости (времени пребывания в аппарате) и обводненности нефти соответственно;

P – ручное управление;

A – автоматическое управление.

В соответствии со схемой, приведенной на рис. 5.4, регулирование параметров технологического режима (температуры в аппарате, расхода деэмульгатора, расхода сырой нефти) осуществляется дистанционно в ручном режиме оператором технологического процесса (ТП) или типовыми системами регулирования в автоматическом режиме путем изменения заданий регуляторам по следующему алгоритму:

1) значения параметров технологического процесса поступают в базу данных (БД) для построения математических моделей (ММ). В БД хранятся тренды технологических параметров, и в БД поступают данные лабораторного анализа подготовленной нефти;

2) строятся (адаптируются) математические модели стадий подготовки нефти, при этом коэффициенты моделей хранятся в БД математических моделей процессов;

3) адаптированные математические модели используются затем в алгоритме оптимизации многостадийного процесса с применением принципа оптимальности Беллмана. Рассчитываются оптимальные значения управляющих переменных процессами подготовки нефти, размещаются в PLM-системе Pilot-ICE, передаются в ЦИТС и далее реализуются автоматически или оператором технологического процесса (ТП) путем изменения заданий регуляторам или дистанционно.

На рис. 5.5 изображена структурная схема существующей АСУ ТП УПН.

Возможны следующие варианты интеграции рассчитанных оптимальных

значений управляющих переменных по стадиям, как заданий регуляторам, в систему АСУ ТП действующей установки. Задания регуляторам рассчитываются на отдельной условной инженерной станции (УИС), технолог из ЦИТС анализирует значения и далее передает их по Ethernet-каналу на сервер соответствующего блока установки подготовки нефти.

На схеме рис. 5.5 цветом выделены перенастраиваемые, с целью внедрения разработанных алгоритмов, элементы АСУ ТП.

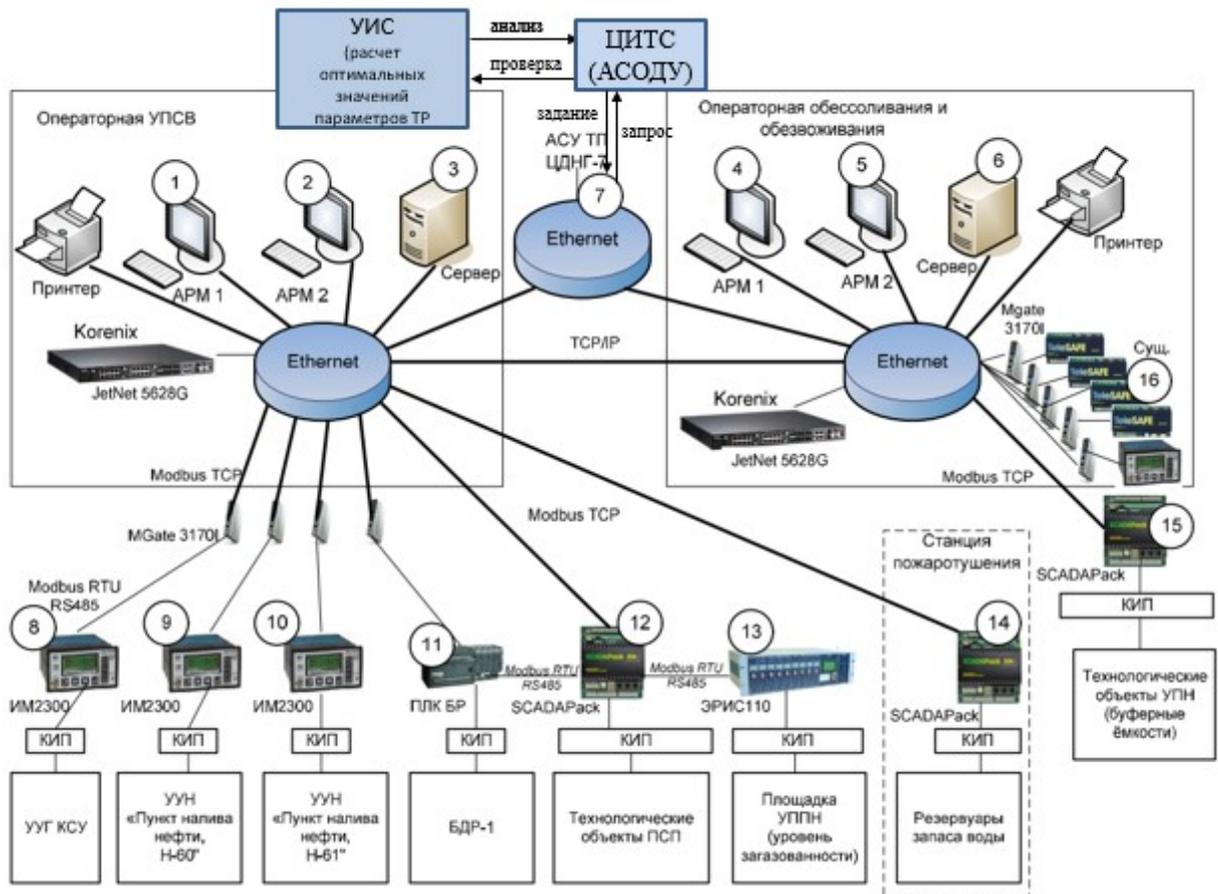


Рис. 5.5 – Структурная схема существующей АСУ ТП УПН

АСУ ТП УППН выполнена как двухуровневая распределенная система (РСУ), состоящая из двух смежных систем:

- АСУ ТП УПСВ в составе:

а) верхний уровень УПСВ – АРМы (основной (1), резервный (2) площадки УПСВ), и сервер АСУ ТП УПСВ (ПСР) (3);

б) нижний уровень – программно-логические контроллеры (ПЛК) УПСВ ((8),..., (14)).

- АСУ ТП блока обезвоживания и обессоливания (ООУ) УПН:

а) верхний уровень УПН – АРМы (основной (4), резервный (5) площадки УПН), и сервер АСУ ТП УПН (6);

б) нижний уровень – программно-логические контроллеры (ПЛК) УПН ((15) и (16)).

Значения основных технологических параметров УППН (температура, давление, расход жидкостей и газа, показания интегральных счетчиков, состояния оборудования, концентрация газов) сохраняются на серверах АСУ ТП УППН в операторной УПСВ и операторной обезвоживания и обессоливания на площадке УПН.

Для обеспечения сохранения агрегированных данных по работе УПН (уровни, давления и температуры в резервуарах, параметры насосных агрегатов, текущий и интегральный учет расходов и т.д.) используется база агрегированных данных «reports». Данные с Historian-серверов УПН и УПСВ по запросу оператора записываются в базу каждые 2 часа или чаще стандартными средствами SQL. По запросу оператора формируются также ежесуточные технологические карты, пример формы приведен в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Пример ежесуточной технологической карты АСУ ТП УПН

Время	ПТО-17, 18, 19 (БРТ)							
	Вход				Выход			
	Нефть обводненная		Нефть обессоленная		Нефть обводненная		Нефть обессоленная	
	Р, кг/см ²	t, °C						
04:00:00	0,67	14,66	0,17	63,44	0,54	27,94	0,14	44,80
06:00:00	0,68	14,56	0,18	63,32	0,55	27,80	0,15	44,74
08:00:00	0,68	14,48	0,17	63,20	0,55	26,00	0,14	46,63
10:00:00	0,65	14,11	0,17	63,17	0,53	26,01	0,15	46,63
12:00:00	0,69	14,36	0,18	63,26	0,56	26,24	0,16	46,69
14:00:00	0,69	14,52	0,16	63,08	0,56	25,97	0,14	46,51
16:00:00	0,68	14,51	0,17	62,86	0,56	26,27	0,14	46,51
18:00:00	0,69	14,49	0,17	62,62	0,55	25,08	0,15	46,96
20:00:00	0,67	14,45	0,17	62,53	0,54	25,53	0,14	47,06
22:00:00	0,66	14,34	0,17	62,44	0,54	25,48	0,14	46,99
00:00:00	0,67	14,17	0,17	62,62	0,55	25,39	0,14	47,06
02:00:00	0,67	14,22	0,17	62,68	0,54	25,40	0,15	47,09

По требованию оператора система может распечатать любые видеокарты, в том числе исторических трендов (см. рис. 5.6) и журнала алармов и событий.

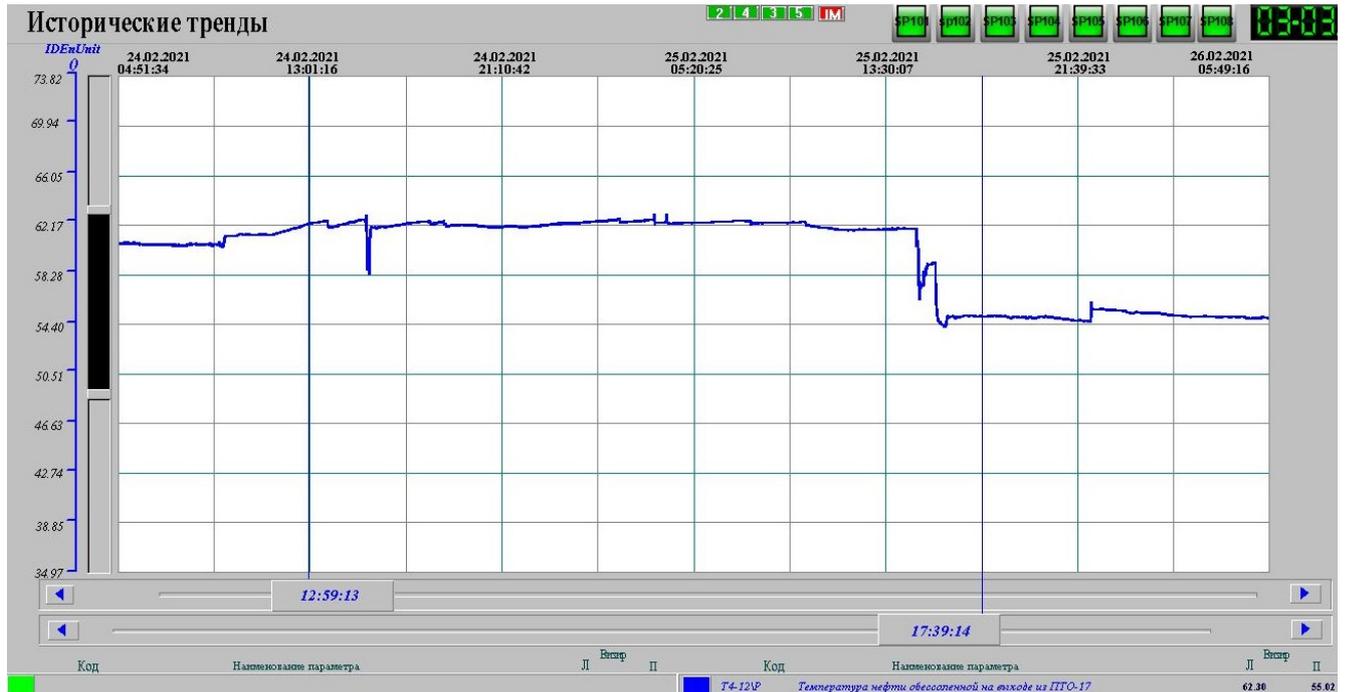


Рис. 5.6 – Исторический тренд переменной «Температура обессоленной нефти на выходе из ПТО-17»

Размер производственных баз данных ограничен объемом жесткого диска ПК и сервера УППН. Рекомендуемая периодичность резервного копирования баз данных, производимых системным администратором, - 1 раз в месяц. Срок хранения архивов на сервере УППН (исторические тренды, базы данных алармов и агрегированных данных) по умолчанию – 1 год.

Регистрация измерений технологических параметров по стадиям процесса подготовки нефти в памяти и занесение в ежесуточные технологические карты составляет 2 часа.

Для идентификации моделей процессов стадий подготовки нефти используется измерительная информация с применением итеративного подхода к вычислению средних значений по трендам технологических переменных, измеряемых с требуемой дискретностью, на интервалах текущего времени длиной, определяемой при наладке алгоритмов оптимизации, идентификации моделей и управления, по следующему выражению:

$$\bar{X}_n = \frac{1}{n} \sum_{v=1}^n X_v \quad (5.6)$$

где n – число измеренных в выборке значений X_v (определяется длиной интервала времени и дискретностью).

Для применения итеративного метода выражение (5.6) приводится к виду:

$$\bar{X}_n = \frac{n-1}{n(n-1)} \sum_{v=1}^{n-1} X_v + \frac{1}{n} X_n = \frac{1}{n-1} \sum_{v=1}^{n-1} X_v + \frac{1}{n} \left(X_n - \frac{1}{n-1} \sum_{v=1}^{n-1} X_v \right). \quad (5.7)$$

Откуда

$$\bar{X}_n = \bar{X}_{n-1} + \frac{1}{n} (X_n - \bar{X}_{n-1}), \quad (5.8)$$

где \bar{X}_n и \bar{X}_{n-1} – оценки величины X после $n-1$ и n -го (последнего) измерений случайной величины.

Таким образом, при итеративном подходе оценка искомой величины получается уже после первого измерения, а затем она последовательно корректируется после каждого нового измерения. Полученная оценка используется в алгоритмах идентификации моделей и оптимизации.

В настоящее время в текущей версии автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления (АСОДУ) осуществляется мониторинг данных с объектов управления технологами без изменения заданий регуляторам в автоматическом режиме. Технологи ЦИТС анализируют данные о технологических переменных процесса подготовки нефти. В зависимости от значений входных технологических переменных стадий, руководствуясь нормативно-техническими документами (технологический регламент установки, карта уставок), выдают задание оператору ТП на поддержание или изменение параметров технологического режима оборудования стадий подготовки нефти. Внедрение предложенных разработок в алгоритмическое обеспечение автоматизированной системы управления и оптимизации технологических режимов работы оборудования установки подготовки нефти, путем расчета оптимальных значений параметров технологического режима на условной инженерной станции, с последующим их анализом технологами из ЦИТС и передачей на сервер соответствующего блока установки подготовки нефти, приведет к сокращению времени, затрачиваемого на определение

параметров ведения технологического процесса оценочно на 35-40%. Дальнейшее развитие функций АСОДУ позволит осуществить автоматический режим изменения заданий регуляторам.

5.3. Программная реализация расчетов основных процессов при подборе вариантов оборудования для проектирования установки подготовки нефти

С целью автоматизации технологических расчетов разработана «Программа выбора состава технологического оборудования по заданным параметрам (Choice Equipment)». На разработанную программу получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2021618882 от 01.06.2021 [75].

Программа написана в среде объектно-ориентированного программирования Borland Delphi v7.0. Данные по оборудованию (насосное оборудование, емкостное оборудование, теплообменное оборудование) занесены в тематические таблицы. Таблицы данных созданы в PL/SQL Developer version 10.0.3.1701. Таблицы данных оборудования хранятся на сервере Oracle DB v11g. После компиляции программа представляет собой один исполняемый файл «Choice_equipment.exe».

Программа состоит из следующих модулей:

1. Основной исполняемый модуль («Choice_equipment.dpr»).
2. Модуль интерфейса («Vibor_oborud.pas»).
3. Файлы таблиц баз данных оборудования («Tables.dmp»).

Общая структура взаимосвязи программных модулей представлена на рис.

5.7.

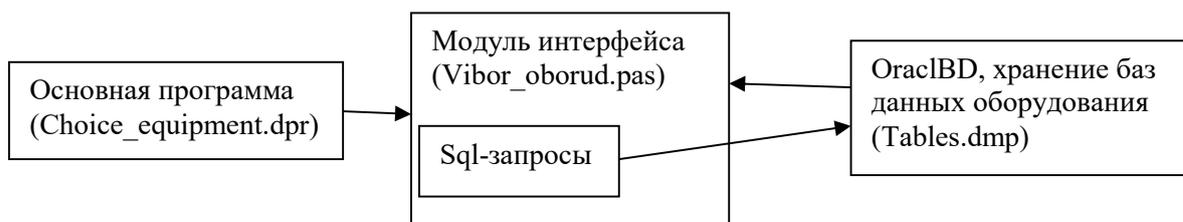


Рис. 5.7 - Структура взаимодействия модулей программы

Интерфейс программы выполнен в виде окна, где Пользователь задает параметры для поиска необходимого оборудования. Выборка данных реализована по 3 параметрам:

1. TYPE OF MEDIUM (Тип среды),
2. TYPE OF CAPACITY (Тип емкостного оборудования),
3. OBOZNACHENIE (Обозначение емкостного оборудования).

Выборка возможна сразу по трем параметрам, по любым двум параметрам, а также по каждому отдельно.

Базы данных оборудования представлены в таблицах, хранятся в отдельном файле «Tables.dmp». На рис. 5.8 представлена таблица данных с емкостным оборудованием.

	OBOZNACHENIE	V_MMS	DIAME	P	T	SIZE_MM	MASSA	TYPE_C	PLACE	ID_	EM	EMI	TYPE_OF_CAPACITY	PRISE_EMKOST
1	EP-8	8	2000	0,07	80	2880x3680	2125	D	DNS-0105	1	7	1	Underground	350000
2	EP-12,5	12,5	2000	0,07	80	4280x3680	2680	D	MFNU-1029	2	1	1	Underground	485000
3	EP-16	16	2000	0,07	80	5280x3680	3080	N	MFNU-0118	3	2	1	Underground	610000
4	RGS-75	50	2760	0,07	-60 to +90	9090x3526	7440	B	UPSV-0413	5	4	3	Underground	748000
5	RGS-75	75	3240	0,07	-60 to +90	9090x4006	11360	N	NGSP-1212	6	3	2	Rezervuar stal	968000
6	RGS-100	100	3240	0,07	-60 to +90	12070x4006	15000	TN	UPPN-1105	7	5	1	Rezervuar stal	1320000
7	NGS-1,6-2000	20	2000	1,6	-60	4826x3680	3270	E	DNS-0105	8	7	1	Rezervuar stal	549000
8	NGS-1,0-2400	25	2400	1,0	-60	5826x3680	3870	E	DNS-1027	9	6	1	Separator neftegaz	549000
9	GS-6,4	6,4	1250	1,6	-40 to +45	5540x1800	1130	G	DNS-0105	10	7	1	Separator neftegaz	150000
10	GS-10,0	10,0	1250	1,6	-40 to +45	8570x1800	1530	G	DNS-1027	11	6	1	Gazoseparator setch	250000
11	PS-100	100	3400	1,0	-60 to +20C	12070x4006	15000	N	UPSV-0413	12	4	3	Gazoseparator setch	350000
12	PS-150	150	4000	1,6	-60 to +20C	12070x4486	18640	N	NGSP-1212	13	3	2	Sosud cilindrich goriz	350000
13	PS-200	200	4600	2,0	-60 to +20C	15050x4486	22280	N	UPPN-1105	14	5	1	Sosud cilindrich goriz	400000
14	EP-25	25	2400	0,07	80	5826x3680	3870	N	NGSP-1212	4	3	2	Sosud cilindrich goriz	776000

Рис. 5.8 – Таблица данных с емкостным оборудованием

На рис. 5.9 изображена таблица данных с насосным оборудованием.

	PUMP_TYPE	MARK_ASSEMBLY	PUMP	P_N	ROTA	POWER	KPD	MASS	SIZE_NASOSA	TYPE_OI	PLACE	ID_	PRIS
1	NASOSI 2x-vint multifaz	A5 2BB 16/25-10/20	16	25	1450	37	50	880	1890x740	E	MFNU-1029	1	9650
2	NASOSI 2x-vint multifaz	A5 2BB 25/25-16/20	25	25	1450	45	50	910	1930x740	E	MFNU-0118	2	10000
3	NASOSI CENTROBEJ 2x-star vkhoda	8NDv-Nm-E	500	38	960	78	78	780	2455x1160	N	NGSP-1212	3	60000
4	NASOSI CENTROBEJ 2x-star vkhoda	12NDs-Nm-E	1050	48	1450	190	78	1200	2464x1242	V	UPSV-0413	4	64500
5	NASOSI CENTROBEJ 2x-star vkhoda	14NDs-N-E	1000	40	960	154	85	1580	2625x1345	TN	UPPN-1105	5	69000
6	NASOSI CENTROBEJ monoblochnie	KM80-50-200E	50	50	2935	15	75	200	1220x630	N	DNS-1027	6	128112
7	NASOSI CENTROBEJ monoblochnie	KM100-80-160E	100	33	2935	15	75	190	1180x630	N	DNS-0105	7	146126

Рис. 5.9 – Таблица данных с насосным оборудованием

На рис. 5.10 представлена таблица данных с теплообменным оборудованием.

ID	TYPE_OF_EQUIPMENT	OBOZNACHENIE	DIAMETR	USLOVNR	RAB_T	DLINA	MASS	TYF	PLACE	PRISE
1	TEPLOOBMENNIIK TRUBA V TRUBE	TTOP-18,0-159/219-6,3/4,0-U	159/219	6,3/4,0	-30 to +400	6000	2500	N	UPPN-1105	20000
2	TEPLOOBMENNIIK KOZHUHOTRUBCHAT	600TNG-1,6-25G-6-2-U	25/600	1,6/1,6	-20 to +100	6000	2500	N	NGSP-1212	223000
3	TEPLOOBMENNIIK S PLAV GOLOVK	1000TPG-1,0-1,6-25G-6-2-U	25-1000	1,0/1,6	-20 to +100	6000	2500	N	UPSV-0413	223000

Рис. 5.10 – Таблица данных с теплообменным оборудованием

Пользовательский интерфейс программы представлен на рис. 5.11.

Рис. 5.11 – Общий вид интерфейса программы

Подробное описание, инструкция по использованию программы «Программа выбора состава технологического оборудования по заданным параметрам (Choice Equipment)» представлены в Приложении К.

Пример использования программы представлен на рис. 5.12.

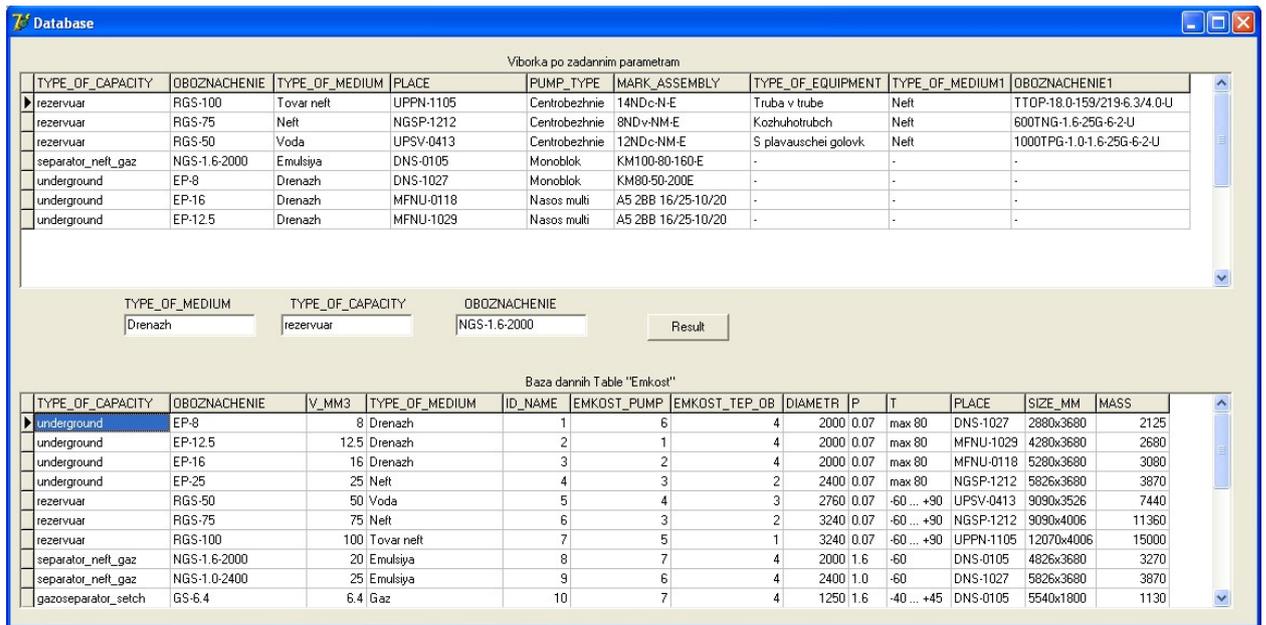


Рис. 5.12 - Пример использования программы

При имеющейся в базе данных стоимости оборудования и строительномонтажных работ возможен поиск альтернативных вариантов аппаратурно-технологического оформления установки. Пользователь задает значения производительности проектируемой установки, обводненности и плотности нефти. Через sql-запрос введенные значения сообщаются с базой данных технологического оборудования, и программа выдает удовлетворяющие запросу данные. Далее по критерию «показатель приведенных затрат» определяется оптимальный вариант аппаратурно-технологического оформления установки. Пользовательский интерфейс программы с результатом выбора технологического оборудования установки представлен на рис. 5.13.

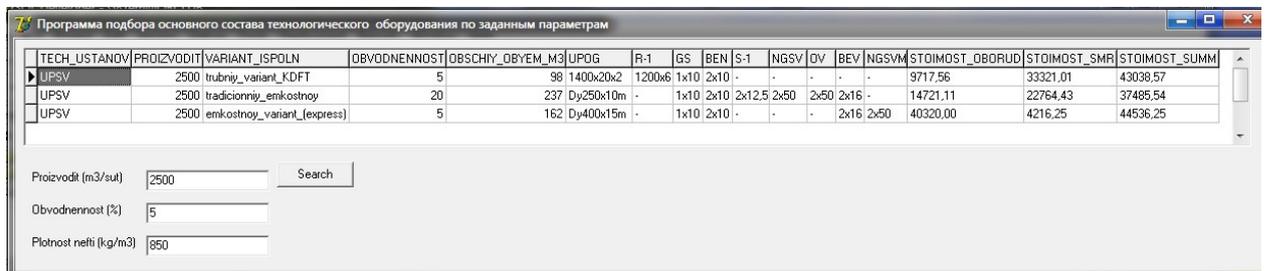


Рис. 5.13 – Пользовательский интерфейс программы с результатом выбора технологического оборудования в среде Delphi 7.0

В соответствии с выполненным анализом фотографии рабочего дня главного специалиста отдела технологического проектирования, внедрение программы вы-

бора оптимального состава технологического оборудования «Choice equipment» в проектную практику сокращает время, затрачиваемое на поиск информации по характеристикам оборудования, снижает затраты времени на выбор технологического оборудования на 42%.

Анализ и сравнение стоимостей оборудования и строительно-монтажных работ в базе данных программы «Choice equipment», используемой при выполнении проектных расчетов, с данными компьютерной информационной системы базы данных строительства (КИС БДС), содержащей информацию по характеристикам и стоимостям фактически построенных объектов сбора, подготовки и транспорта нефти, показали удовлетворительное совпадение значений стоимостей оборудования и строительно-монтажных работ. Точность в оценке стоимости оборудования и строительно-монтажных работ в технико-экономическом обосновании строительства объекта по отношению к технико-экономическому показателю проекта после его реализации в среднем увеличивается в 3 раза.

5.4. Подбор типовых систем и средств автоматизации при проектировании

На примере процесса обезвоживания проведена оценка при проектировании объектов промысловой подготовки нефти качества регулирования обводненности типовыми автоматическими системами. Для этого выполнено моделирование переходных процессов в системе регулирования обводненности с экспериментальной и аналитической передаточными функциями отстойника обезвоживания и показана возможность конфигурирования системы управления подготовкой нефти аналитическим методом на базе принятых на этапе проектирования типовых систем автоматизации.

Переходная характеристика непрерывного процесса обезвоживания (кривая разгона) по каналу обводненность нефти – расход эмульсии на входе, построенная на основе тренда экспериментальных данных действующей технологической установки предварительного сброса пластовой воды, представлена на рис. 5.14.

По экспериментальной кривой разгона $y(t)$ (обводненность B , масс. %) и входному воздействию $x(t)$ (объемный расход эмульсии $Q_{эм}$, м³/с) определены коэффициент передачи объекта $K_{об} = 1.0019$, время чистого запаздывания $\tau_{зап} = 25$ с, рассчитана и построена безразмерная переходная характеристика $h(t)$, по которой в Simulink пакета компьютерной математики MATLAB определена размерная аппроксимирующая передаточная функция объекта в виде последовательного соединения аperiодического звена третьего порядка и звена чистого запаздывания [7, 67]:

$$W_{тоу}^э(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{1.0019 \cdot e^{-25s}}{(31.12s + 1)^3} \quad (5.9)$$

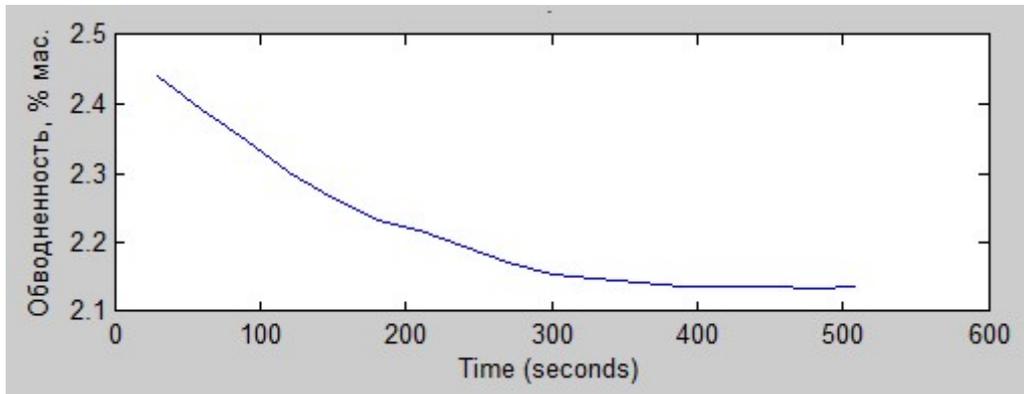


Рис. 5.14 - Экспериментальная переходная характеристика отстойника

Принимая максимальный диаметр капель воды $d_{\max} = 0,037$ см при значениях обводненности исходной эмульсии $B_0 = 43,6$ %, динамической вязкости нефти $\mu_n^{40} = 7,48$ мПа·с при 40 °С, плотности воды $\rho_e^{40} = 1005$ кг/м³ и нефти $\rho_n^{40} = 855$ кг/м³ при 40 °С, соответственно, и геометрические параметры аппарата обезвоживания ($D_{вн.} = 3,4$ м, $L = 22$ м), по уравнению 1 соотношения (2.7) рассчитывается обводненность нефтесодержащей смеси по высоте отстойника с учетом скорости осаждения капель воды (табл. 5.3). Считается, что в рабочем режиме работы уровень жидкости не превышает половины диаметра аппарата при соответствующем требовании к качеству нефти на выходе из аппарата (содержание воды не более 5% масс. после ступени предварительного обезвоживания).

Статическая характеристика изменения обводненности эмульсии по высоте аппарата обезвоживания

Высота водяной подушки, H , м	Площадь поперечного сечения емкости, занятой эмульсией, S , м	Объемный расход эмульсии, $Q_{эм}$, м ³ /с	Обводненность, W , % масс.	Высота водяной подушки, H , м	Площадь поперечного сечения емкости, занятой эмульсией, S , м	Объемный расход эмульсии, $Q_{эм}$, м ³ /с	Обводненность, B , % масс.
0	0	0	43,60	0,9	1,924	0,024918	11,11
0,1	0,077	0,000756	38,84	1,0	2,229	0,030073	8,95
0,2	0,216	0,002186	34,36	1,1	2,543	0,035803	7,07
0,3	0,393	0,004107	30,17	1,2	2,864	0,042166	5,48
0,4	0,600	0,006472	26,27	1,3	3,192	0,049229	4,18
0,5	0,830	0,009267	22,66	1,4	3,525	0,057077	3,17
0,6	1,080	0,012492	19,34	1,5	3,861	0,065812	2,45
0,7	1,347	0,016161	16,31	1,6	4,200	0,075561	2,02
0,8	1,629	0,020293	13,57	1,7	4,540	0,086479	1,87

Согласно табл. 5.3 аппроксимированная зависимость обводненности эмульсии W по высоте аппарата обезвоживания H выражается полиномом второй степени:

$$W = 0,1444H^2 - 0,4909H + 0,436. \quad (5.10)$$

Динамическая характеристика показывает зависимость объема (уровня) воды в отстойнике обезвоживания от параметров расхода и обводненности поступающей в него эмульсии.

Изменение объема $dV_v(t)$ (уровня $dH(t)$) воды внутри отстойника обезвоживания за промежуток времени dt определяется в дифференциальном виде по уравнению (2.8)

Используя параметры режима работы и конструкции аппарата обезвоживания спроектированной в Филиале ООО «Лукойл-Инжиниринг» «ПермНИ-ПИНЕФТЬ» в г. Перми установки предварительного сброса пластовой воды $D = 3,4$ м, $S = 4,54$ м², $Q_{эм} = 75$ кг/с, $\rho_{эм} = 975$ кг/м³ с условием поддержания межфазного уровня в рабочем диапазоне 1,2-1,6 м на отметке $H = 1,3$ м и выразив обводненность W выражением (5.10), дифференциальное уравнение (2.8) для отстойника обезвоживания в натуральных (физических) единицах запишется следующим образом:

$$\frac{dH(t)}{dt} = 0,017 \cdot (0,1444(H(t))^2 - 0,4909H(t) + 0,436). \quad (5.11)$$

После проведения вычислительного эксперимента на аналитической модели (5.11) с учетом выражения (5.10) получена динамическая зависимость обводненности при ступенчатом изменении расхода эмульсии на входе в виде кривой разгона, обработанной в Simulink пакета MATLAB и аппроксимированной передаточной функцией первого порядка. Аналитически полученная передаточная функция объекта при использовании в качестве передаточной функции исполнительного механизма инерционного звена первого порядка и времени чистого запаздывания $\tau_{зан} = 30\text{ с}$ представлена в виде:

$$W_{\text{ТОВ}}^A(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{1}{101.2s + 1} \cdot \frac{1}{1.98s + 1} e^{-30s}.$$

Сравнительный анализ безразмерных экспериментальной и для аналитической модели переходных характеристик представлен на рис. 5.15.

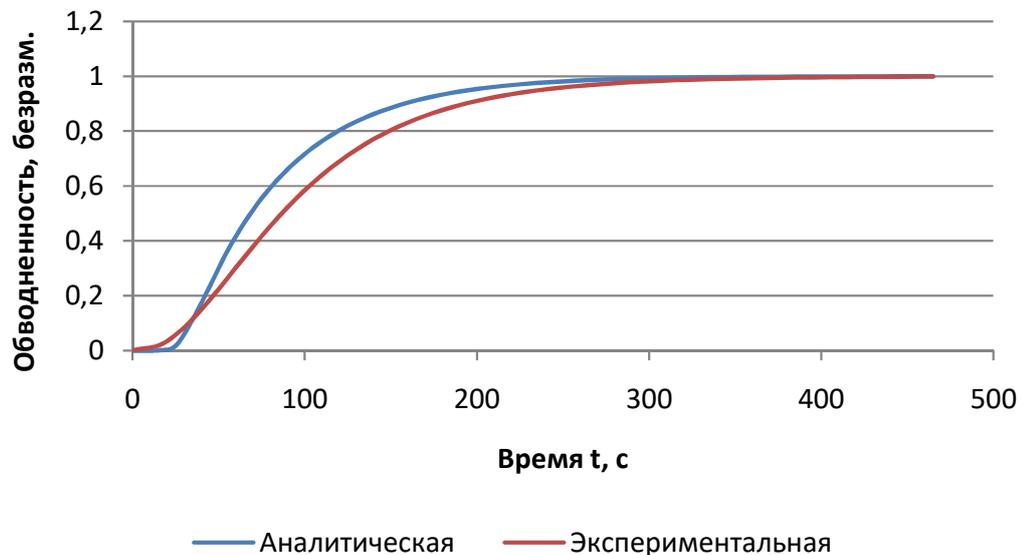


Рис. 5.15 - Сравнительный анализ безразмерных экспериментальной и аналитической переходных характеристик

По экспериментальной передаточной функции объекта средствами блока Check Step Response Characteristics программы Simulink пакета MATLAB произведен расчет оптимальных значений настроечных параметров ПИ-регулятора обводненности: $K_i=0.0095$ и $K_p=0.7665$.

Исходя из рассчитанных экспериментальных значений настроек каналов ПИ-регулятора, получена в Simulink переходная характеристика системы с аналитической передаточной функцией объекта [78]. Сравнительный результат моделирования переходных процессов в системе регулирования обводненности с экспериментальной и аналитической передаточными функциями объекта представлен на рис. 5.16.

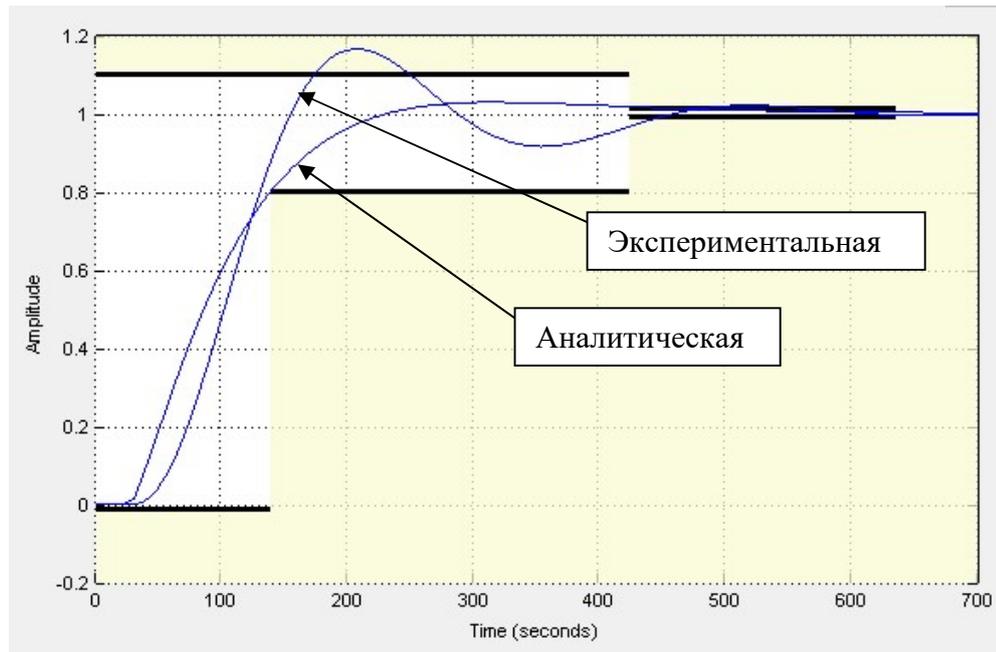


Рис. 5.16 - Переходные процессы при моделировании системы регулирования обводненности с экспериментальной и аналитической передаточными функциями объекта

Таким образом, несмотря на некоторые отличия в форме переходных процессов, представленных на рис. 5.16, можно сделать вывод о том, что конфигурирование системы регулирования можно производить на стадии проектирования аналитическим методом. В рассмотренном примере разница в переходных процессах составляет в среднем 10-15%. В этом случае расчет настроек регуляторов, а также обработка экспериментальных характеристик объекта может производиться удаленно от промысла и передаваться в систему управления в цифровом виде для поддержания оптимального режима его работы. Конфигурирование системы управления при этом осуществляется на базе принятых в проекте типовых средств автоматизации.

ВЫВОДЫ ПО ПЯТОЙ ГЛАВЕ

Представленные в диссертационной работе научно-технические результаты по разработке методов, моделей, алгоритмов оптимизации и управления, с целью сокращения сроков проектирования и внедрения автоматизированных установок промышленной подготовки нефти, повышения эффективности технологических процессов в условиях эксплуатации установок, внедрены в деятельность Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «ПермНИПИнефть» в г. Перми в виде методики определения состава оборудования и параметров технологического режима при оптимизации и управлении в задачах проектирования и эксплуатации автоматизированных установок промышленной подготовки нефти, включающей:

- математические модели процессов стадий подготовки нефти, представленные экспериментально-аналитическими выражениями зависимостей для переменных;

- программу для автоматизации расчетов при проектировании аппаратурно-технологического оформления процессов стадий подготовки нефти, на которую получено свидетельство о регистрации программы для ЭВМ;

- методы, модели и алгоритмы оптимизации аппаратурно-технологического оформления стадий подготовки нефти по критерию «показатель приведенных затрат на производство» с определением оптимальных состава оборудования и значений входных и управляющих переменных стадий в базовом проекте строительства установки;

- методы, модели и алгоритмы оптимизации по критерию «прибыль» (затраты на производство) и алгоритмы коррекции моделей с целью определения оптимальных значений параметров технологического режима при эксплуатации действующих установок промышленной подготовки нефти;

- разработанную структурную модель автоматизированной системы оптимизации и оперативного управления технологическим режимом установки промышленной подготовки нефти.

Содержание методики приведено в Приложении М.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основе анализа технологических процессов промышленной подготовки нефти разработана методика, реализующая модульный подход к выбору состава технологического оборудования по значениям технологических параметров процессов.

2. Разработана математическая модель многостадийного технологического процесса подготовки нефти как объекта управления и модели стадий.

3. Разработаны метод и алгоритм идентификации математических моделей процессов стадий к текущему режиму эксплуатации установки промышленной подготовки нефти, основанный на построении нейронной сети связи параметров математических моделей и измеренных значений переменных стадий.

4. Разработан алгоритм оптимизации многостадийного технологического процесса и критерии оптимальности с целью подбора оборудования при проектировании объекта подготовки нефти и определения режима работы при управлении действующей установкой.

5. Разработан алгоритм оперативной коррекции оптимальных значений управляющих переменных с учетом текущей параметрической идентификации математических моделей стадий.

6. Разработана структурная модель автоматизированной системы оптимизации и оперативного управления технологическим режимом работы оборудования, предназначенной для реализации в АСУ ТП установки подготовки нефти.

7. Предложенная методика параллельного проектирования технологии и системы управления установкой направлена на то, что алгоритмы оптимизации и управления технологическими режимами конкретных установок разрабатываются на этапе проектирования и передаются на эксплуатацию вместе с проектами строительства установок промышленной подготовки нефти.

8. Апробированы и внедрены разработанные методы, модели, алгоритмы оптимизации и управления при проектировании автоматизированной установки промышленной подготовки нефти в производственной деятельности Филиала ООО

«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «ПермНИПИнефть» в г. Перми, позволившие повысить оперативность поиска информации по оборудованию для выполнения проектов строительства объектов на 42%, повысить точность прогнозирования расчетов в технико-экономическом обосновании по отношению к технико-экономическому показателю реализованного объекта в среднем в 3 раза. Применение методов, моделей и алгоритмов оптимизации в системе управления действующей установки подготовки нефти позволило сократить на 15% суммарные затраты на подготовку нефти, сократить время, затрачиваемое на определение параметров технологического режима работы оборудования установки, на 35-40%.

Библиографический список

1. Айвзян С.А. Статистическое исследование зависимостей. Москва, 1968. – 315 с.
2. Алексеев Е.Р., Чеснокова О.В. Введение в Octave для инженеров и математиков. – М.: ALT Linux, 2012. — 368 с.: ил.
3. Ахназарова С.Л., Кафаров В.В. Методы оптимизации эксперимента в химической технологии: учеб. пособие для химико-технологических специальностей вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Высшая школа, 1985. – 327 с.: ил.
4. Балакирев В.С., Володин В.М., Цирлин А.М. Оптимальное управление процессами химической технологии (Экстремальные задачи в АСУ). – М.: Химия, 1978. – 383 с.
5. Беллман Р., Калаба Р. Динамическое программирование и современная теория управления. – М.: Наука, 1969. – 120 с.
6. Беляков В.Л. Автоматизация промышленной подготовки нефти и воды. – М.: Недра, 1988. – 232 с.
7. Беспалов А.В. Системы управления химико-технологическими процессами: учебник для вузов / А.В. Беспалов, Н.И. Харитонов. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2005. – 307 с.
8. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М.: Недра, 1990. – 437 с.
9. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1976. – 375 с.
10. Бормотова Т.Н. (Караневская Т.Н.) Определение лимитирующих факторов при расчете пропускной способности нефтепроводов и газопроводов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т. 12. - №8. – С. 78-85.
11. Бормотова Т.Н. (Караневская Т.Н.) Результаты применения комплексного трехмерного проектирования в проектах обустройства месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2012. - №11. – С. 136-137.

12. Бормотова Т.Н. (Караневская Т.Н.) Создание алгоритма расчета разделения продукции скважин и обоснование показателей промышленного оборудования с использованием современного программного обеспечения (на примере установки предварительного сброса пластовой воды «Чашкино») // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. - №3. – С. 62-72.

13. Бормотова Т.Н. (Караневская Т.Н.), Балышев А. Опыт применения комплексного трехмерного проектирования в проектах обустройства месторождений // САПР и графика. – 2013. - №3 (197). – С. 12-14.

14. Бормотова Т.Н. (Караневская Т.Н.), Сокольчик П.Ю. Анализ и представление данных о модульных технологических системах сбора, подготовки и транспорта нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология. 2015. №3. С. 7-20.

15. Бояринов А.И., Кафаров В.В. Методы оптимизации в химической технологии. Учеб. пособие. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1975. – 576 с.

16. Вахтин А.Н., Усова Ю.П. Планирование на предприятии // Актуальные направления научных исследований XXI века: теория и практика. – 2015. – Т. 3. - №3. – С. 48-53.

17. Вегер Л.Л. Экономика научных исследований. М.: Наука, 1981.

18. Вентцель Е.С. Исследование операций. М.: Дрофа, 2006. – 208 с.

19. Веревкин А.П., Ельцов И.Д., Зозуля Ю.И., Кирюшин О.В. Оперативное управление технологическими процессами подготовки нефти по технико-экономическим показателям. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, №3, 2006. – ОАО «ВНИИОЭНГ». – С. 48-53.

20. Веревкин А.П., Кирюшин О.В., Соловьев В.Я. Моделирование и оптимизация процессов добычи нефти в динамике. // Вопросы управления и проектирования в информационных и кибернетических системах. Уфа.: Изд-во УГАТУ, 2003. – с. 175-180.

21. Верников Г. Основные методологии обследования организаций. Стандарт IDEF0 // Корпоративный менеджмент. – 2000.

22. Власов С.А., Шумихин А.Г. Автоматизация настройки в компьютерных тренажерах математических моделей технологических объектов с применением технологии искусственных нейронных сетей // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология. – 2020. - №2. – С. 102-111.

23. Воронов А.А. Введение в динамику сложных управляемых систем. – М.: Наука, 1985. – 352 с.

24. Гартман Т.Н. Моделирование химико-технологических процессов. Принципы применения пакетов компьютерной математики: учебное пособие / Т.Н. Гартман, Д.В. Клушин. – Санкт-Петербург: Лань, 2020. – 404 с.:ил.

25. Гартман Т.Н. Основы компьютерного моделирования химико-технологических процессов: учебное пособие для вузов / Т.Н. Гартман, Д.В. Клушин. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2006. – 416 с.:ил.

26. Гебель Е.С. Теория автоматизации технологических процессов опасных производств: учеб. пособие / Е.С. Гебель, Е.И. Пастухова. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2017. – 94 с.

27. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – ОАО «ВНИИНП», 2002.

28. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2014.

29. ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений на суше. Технологическое проектирование. – АО «Гипрвостокнефть», 2019.

30. Голованов О.В. Системы оперативного управления автоматическими производствами. – М.: Химия, 1978. – 200 с.

31. Дворецкий Д.С., Ермаков А.А., Пешкова Е.В. Расчет и оптимизация процессов и аппаратов химических и пищевых производств в среде MatLab: Учеб.

пособие / Под ред. С.И. Дворецкого. Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2005. – 80 с.

32. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. Множественная регрессия. 3-е изд. М., 2007. – 912 с.

33. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для ВУЗов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 365 с.

34. Заде Л.А. Основы нового подхода к анализу сложных систем и процессов принятия решений. // Математика сегодня. – М.: Знание, 1974. – С. 5-48.

35. Заенцев И.В. Нейронные сети: основные модели: учебное пособие. Воронеж: ВГУ, 1999. – 77с.

36. Инновационный менеджмент: учебник для вузов // А.Е. Абрамешин [и др.]; под ред. О.П. Молчановой. – М.: Вита-Пресс, 2001 – 272 с.

37. Ишмурзин А.А., Храмов Р.А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды. – Уфа: УГНТУ, 2003. – 145 с.

38. Караневская Т.Н. Задача комплексной оптимизации технологических систем промышленного обустройства // Химия. Экология. Урбанистика. – Пермь, 2018. – Т. 1. – С. 684-688.

39. Караневская Т.Н. Применение метода динамического программирования в задачах оптимизации параметров нефтепромысловых систем // В сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. – Нижневартовск, 2017. – С. 258-263.

40. Караневская Т.Н. Реализация программы выбора основного состава технологического оборудования по заданным параметрам // В сборнике: Автоматизированные системы управления и информационные технологии. – Пермь, 2017. – С. 129-133.

41. Караневская Т.Н. Реализация программы выбора основного состава технологического оборудования по заданным параметрам // В сборнике: Актуальные проблемы науки и техники – 2017: материалы международной научно-практической конференции молодых ученых. – Уфа, 2017. – С. 225-227.

42. Караневская Т.Н., Попова А.В. Автоматизированный выбор технологических систем сбора и промысловой подготовки нефти на основе модульного подхода к их представлению // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – №5. – С. 20-23.

43. Каспарьянц К.С. Проектирование обустройства нефтяных месторождений. – Самара, 1994. – 415 с.

44. Кафаров В.В., Макаров В.В. Гибкие автоматизированные производственные системы в химической промышленности: учебник для вузов. М: Химия, 1990. – 320 с.: ил.

45. Кафаров В.В., Мешалкин В.П. Анализ и синтез химико-технологических систем. Учебник для вузов. – М.: Химия, 1991. – 432 с.: ил.

46. Круглов В.В., Борисов В.В. Искусственные нейронные сети. Теория и практика. 2-е изд., стереотип. М.: Горячая линия – Телеком, 2002. – 382 с.

47. Круглов В.В., Дли М.И., Голунов Р.Ю. Нечеткая логика и искусственные нейронные сети. М.: Физматлит, 2001. – 224 с.

48. Кузнецова С.Т. и др. Опыт разработки и внедрения АСУ ТП установок первичной переработки нефти. / Обзор. – М.: ЦНИИТНефтехим, 1986. – 41 с.

49. Лapidус А.С. Экономическая оптимизация химических производств. – М.: Химия, 1986. – 208 с., ил.

50. Леоненков А.В. Объектно-ориентированный анализ и проектирование с использованием UML и IBM Rational Rose: учебное пособие. – М.: Интернет-университет информационных технологий; БИНОМ. Лаборатория знаний, 2006. – 320 с.: ил.

51. Леонтьев С.А., Галикеев Р.М., Тарасов М.Ю. Технологический расчет и подбор стандартного оборудования для установок системы сбора и подготовки скважинной продукции: учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 124 с.

52. Липатов Л.Н. Типовые процессы химической технологии как объекты управления. М.: Химия, 1973. – 320 с.

53. Логинов В.И., Лапина Е.Я., Дунюшкин И.И. Расчет процесса обезвоживания нефтей // Нефтяное хозяйство. – 1991. - №7. – С. 30-32.

54. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учеб. для вузов. – М: Альянс, 2005. – 319 с.
55. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. – М.: Недра, 1985. – 135 с.
56. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 516 с.
57. Лысенко В.Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1991.
58. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. – М.: Недра, 1987. – 144 с.
59. Методы классической и современной теории автоматического управления в 3-х томах. / Под ред. Н.Д. Егупова. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2000.
60. Мирошник И.В. Теория автоматического управления. Линейные системы. СПб.: Питер, 2005. – 336 с.: ил.
61. Монтгомери Д.К. Планирование эксперимента и анализ данных: пер. с англ. Л.: Судостроение, 1980. – 384 с.: ил.
62. Назаров А.В., Лоскутов А.И. Нейросетевые алгоритмы прогнозирования и оптимизации систем. СПб.: Наука и техника, 2003. – 384 с.
63. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. Е.И. Бухаленко. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
64. Никифоров А.Д., Управление качеством: учеб. пособие для вузов. М.: Дрофа, 2006. – 719 с.
65. Оптимизация использования существующего (проектного) оборудования объектов подготовки нефти и газа: Журнал: «Экспозиция Нефть Газ» / О.А. Калименова, Э.М. Мухаметова, Г.В. Кириллова, Г.Ф. Мурзакаева. – 2012. – С. 65-68.
66. Пергушев Л.П., Деникаев Р.Т. Расчет скорости транспортирования высокообводненной эмульсии по трубопроводу без ее расслоения // Нефтепромысловое дело. – 2001. - №12. – С. 25-28.

67. Плохотников К.Э. Вычислительные методы. Теория и практика в среде MATLAB: курс лекций / К.Э. Плохотников. – М.: Горячая Линия – Телеком, 2009. – 496 с.
68. Поспелов Д.А. Ситуационное управление: теория и практика. – М.: Наука, 1986. – 284 с.
69. Поспелов Д.А. Логико-лингвистические модели в системах управления. – М.: Энергоиздат, 1981. – 232 с.
70. РД 39-0148311-605-86. Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов. – Куйбышев: Миннефтепром, Гипровостокнефть, 1986.
71. Репин В.В., Елиферов В.Г. Процессный подход к управлению. Моделирование бизнес-процессов. М.: Манн, Иванов и Фербер, 2013. – 544 с.
72. Ротач В.Я. Теория автоматического управления: учебник для вузов. 5-е изд., перераб. и доп. М.: Изд. дом МЭИ, 2008. – 396 с.: ил.
73. Рузинов Л.П. Статистические методы оптимизации химических процессов. М.: Химия, 1972. – 200 с.
74. Руководство пользователя Pilot-ICE Enterprise. – 399 с. URL: https://pilotems.com/source/info_materials/user-manuals/2021-10-Pilot_ICE_Enterprise_UserGuide.pdf.
75. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ. №2021618882 «Программа выбора состава технологического оборудования по заданным параметрам (Choice Equipment)» / Караневская Т.Н. Дата регистрации 01.06.2021.
76. Системный анализ химико-технологических процессов: учебное пособие / А.В. Кравцов, Э.Д. Иванчина, Е.Н. Ивашкина, Е.С. Шарова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 96 с.
77. Слышенков В.А., Деговцов А.В. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа: учебно-методич. пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 54 с.
78. Смирнов Н.И. О корректности настройки ПИД-регулятора при аппроксимации переходной характеристики объекта регулирования апериодическим зве-

ном с транспортным запаздыванием / Н.И. Смирнов, В.Р. Сабанин, А.И. Репин // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2007. – №1. – С. 35-39.

79. Соловьев Д.В. Нейросетевой метод оптимизации математических моделей сложных технологических процессов // Научно-технический вестник СПбГУ ИТМО, 2008. - №51. – С. 33-39.

80. Сорокин А.С., Бондарев В.Ю., Кротова Е.Л. Создание и обучение искусственной нейронной сети для статистического оценивания данных // Вестник УрФО. Безопасность в информационной сфере, 2016. - №2 (20). – С. 29-32.

81. Спиридонов А.А. Планирование эксперимента при исследовании технологических процессов. М.: Машиностроение, 1981. – 184 с.: ил.

82. Спиридонов А.А., Васильев Н.Г. Планирование эксперимента при исследовании и оптимизации технологических процессов: учебное пособие. Свердловск: Изд-во УПИМ им. С.М. Кирова, 1975. – 140 с.

83. Справочник современных АСУ ТП // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1987. - №3. – С. 87-125.

84. Танатаров М.А., Ахметшина М.Н., Фасхутдинов Р.А. и др. Технологические расчеты установок переработки нефти. – М.: Химия, 1987. – 352 с.

85. Тарасов М.Ю. Основные технологические решения, используемые при проектировании объектов подготовки нефти на месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2002. - №7. – С. 26-30.

86. Тарасов М.Ю., Зырянов А.Б., Зобнин А.А., Ташбулатов И.А. Промысловые исследования обезвоживания нефти в нефтегазоводоразделителях с подогревом продукции // Нефтяное хозяйство. – 2012. - №5. – С. 96-98.

87. Тарасов М.Ю., Панов В.Е., Зырянов А.Б., Бакланов А.А., Магомедшерифов Н.И. Промысловые исследования глубокого обезвоживания нефти в трехфазных аппаратах // Нефтяное хозяйство. – 2006. - №11. – С. 96-98.

88. Тарасов М.Ю., Уржумова О.М., Зырянов А.Б. Основные принципы разработки и принятия технико-технологических решений при проектировании объектов промышленной подготовки нефти // Нефтяное хозяйство. – 2014. - №2. – С. 22-24.

89. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа: Учеб. пособие / С.А. Ахметов, М.Х. Ишмияров, А.П. Веревкин, Е.С. Докучаев, Ю.М. Малышев; Под ред. С.А. Ахметова. – М.: Химия, 2005. – 736 с.

90. Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа: учебное пособие / А.В. Кравцов, Н.В. Ушева, Е.В. Бешагина, О.Е. Мойзес, Е.А. Кузьменко, А.А. Гавриков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 128 с.

91. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 415 с.

92. Управление жизненным циклом продукции / А.Ф. Колчин [и др.]. М.: Анахарсис, 2002. – 304 с.

93. Фельдбаум А.А., Бутковский А.Г. Методы теории автоматического управления. М.: Наука, 1971. – 743 с.

94. Хачатрян С.С., Арунянц Г.Г. Автоматизация проектирования химических производств. М.: Химия, 1984. – 208 с.

95. Черемных С.В., Семенов И.О., Ручкин В.С. Структурный анализ систем: IDEF-технологии. М.: Финансы и статистика, 2003. – 208 с.

96. Черемных С.В., Семенов И.О., Ручкин В.С. Моделирование и анализ систем: IDEF-технологии: практикум. М.: Финансы и статистика, 2005. – 192 с.

97. Шилов В.И., Клочков А.А., Ярышев Г.М. Расчет констант фазового равновесия компонентов природных нефтегазовых смесей // Нефтяное хозяйство. – 1987. - №1. – С. 50-55.

98. Шилов В.И., Крикунов В.В. Прогнозирование фазового состояния природных нефтегазовых систем // Нефтяное хозяйство. – 2002. - №8. – С. 102-103.

99. Шумихин А.Г., Бояршинова А.С. Алгоритм выбора структурных параметров искусственной нейронной сети и объема обучающей выборки при аппроксимации поведения динамического объекта // Компьютерные исследования и моделирование. - 2015. - Т. 7, № 2. - С. 243-251.

100. Щетинин В.Г., Костюнин А.В. Принятие решений на нейронных сетях оптимальной сложности // Автоматизация и современные технологии, 1998. - №4. – С. 38-43.

101. Advanced Data Analysis and Modelling in Chemical Engineering / Constales D. [et al.]. Elsevier, 2003. 414 p.

102. Brusset H., Depeyre D. Can J. Chem. Eng. 1971, v. 49, N 6.

103. Ferris M.C. Linear programming with MATLAB. USA: Society for Industrial Mathematics, 2008. 280 p.

104. Freund R., Wilson W., Sa Ping. Regression Analysis. Academic Press, 2006. 480 p.

105. Grzymala-Busse, J. W. Definability in Mining Incomplete Data / J. W. Grzymala-Busse, T. Mroczek // Procedia Computer Science. – 2016. – Vol. 96 – P. 179–186.

106. Jonson A., Losoda A. Can J. Chem. 1975, v. 53, N 3, p. 340-346.

107. Kurabunda A. – Chem. End. News. 1980, v. 24, N 11, p. 821.

108. Meerschaert M. Mathematical Modeling. Academic Press, 2013. 384 p.

109. Mehta B. R., Jaganmohan Reddy Y. Industrial Process Automation Systems. Butterworth-Heinemann, 2014. 668 p.

110. Modeling of technological processes for algorithmization of problem of management of oil field treatment facilities / T. N. Karanevskaya, A. G. Shumikhin // Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii, Seriya Khimiya i Khimicheskaya Tekhnologiya [Electronic resource]. - 2020. - Vol. 63, Iss. 2- P. 84-90. - Mode of access: <https://www.scopus.com>. - Title from screen. - DOI 10.6060/ivkkt.20206302.6100., Web of Science.

111. Powers C., Lapp S. – Chem. Eng. Prog. 1976, v. 72, N 4, p. 89.

112. Rao D., Ramachandaran P. Chem. Age India, 1970, v. 21, N 4, p. 420.

113. Sharma K. L.S. Overview of Industrial Process Automation. Elsevier, 2011. 320 p.

Приложение А

Информационные модели технологических процессов сбора и промышленной подготовки нефти, выполненные с помощью методологии функционального моделирования IDEFO

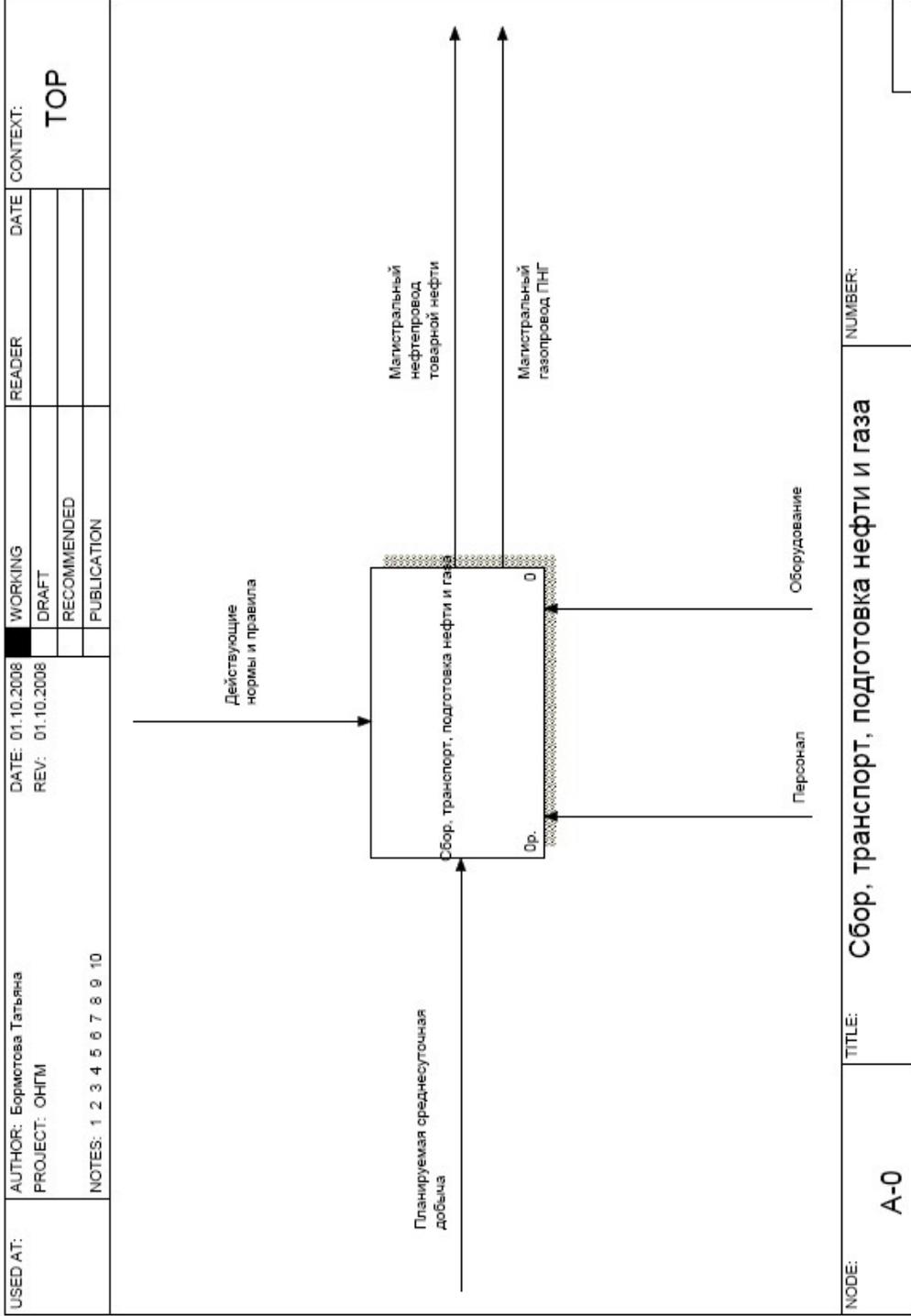


Рис.А.1 - Контекстная диаграмма «Сбор, транспорт, подготовка нефти и газа»

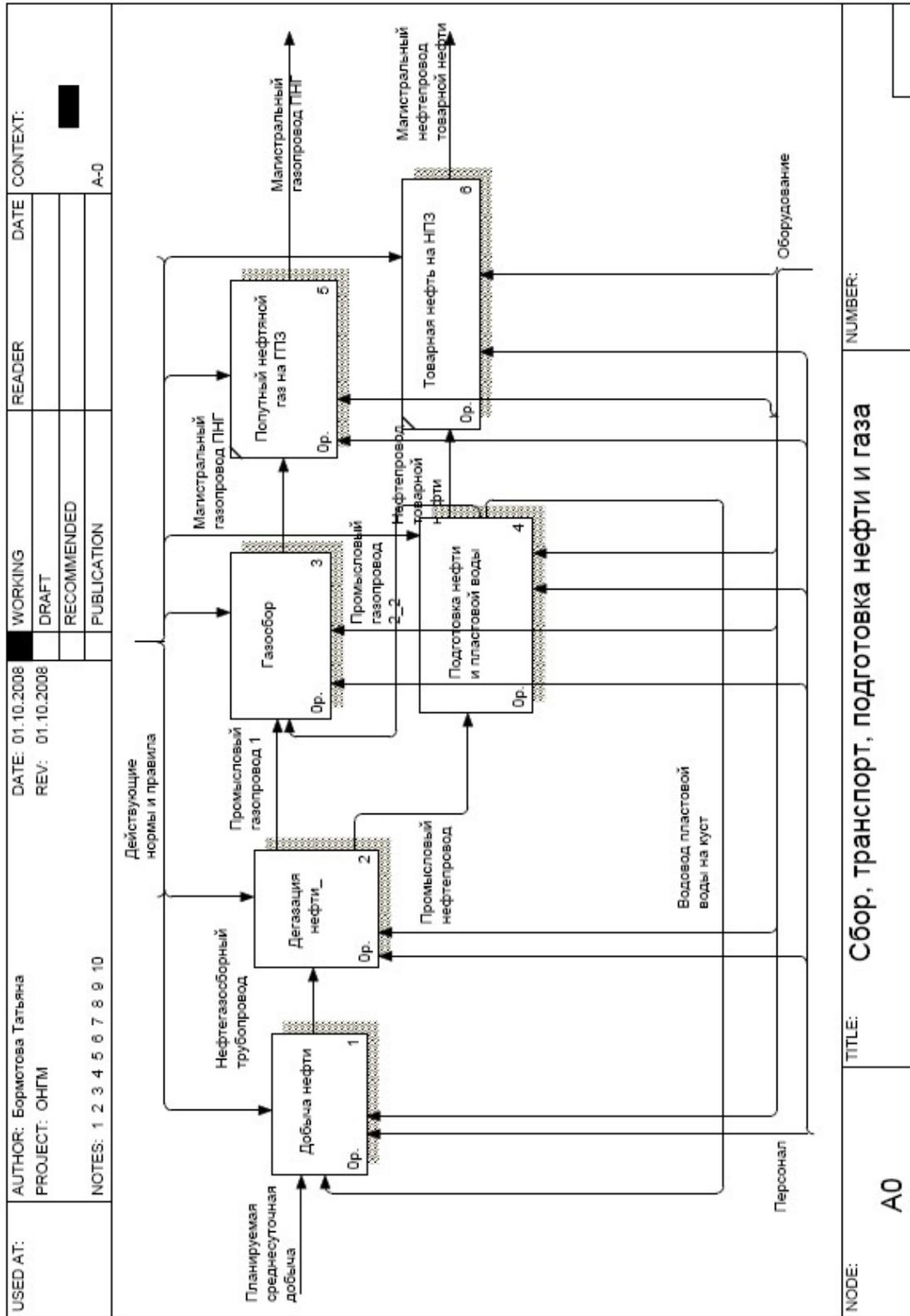


Рис. А.2 - Декомпозиция системы «Сбор, транспорт, подготовка нефти и газа»

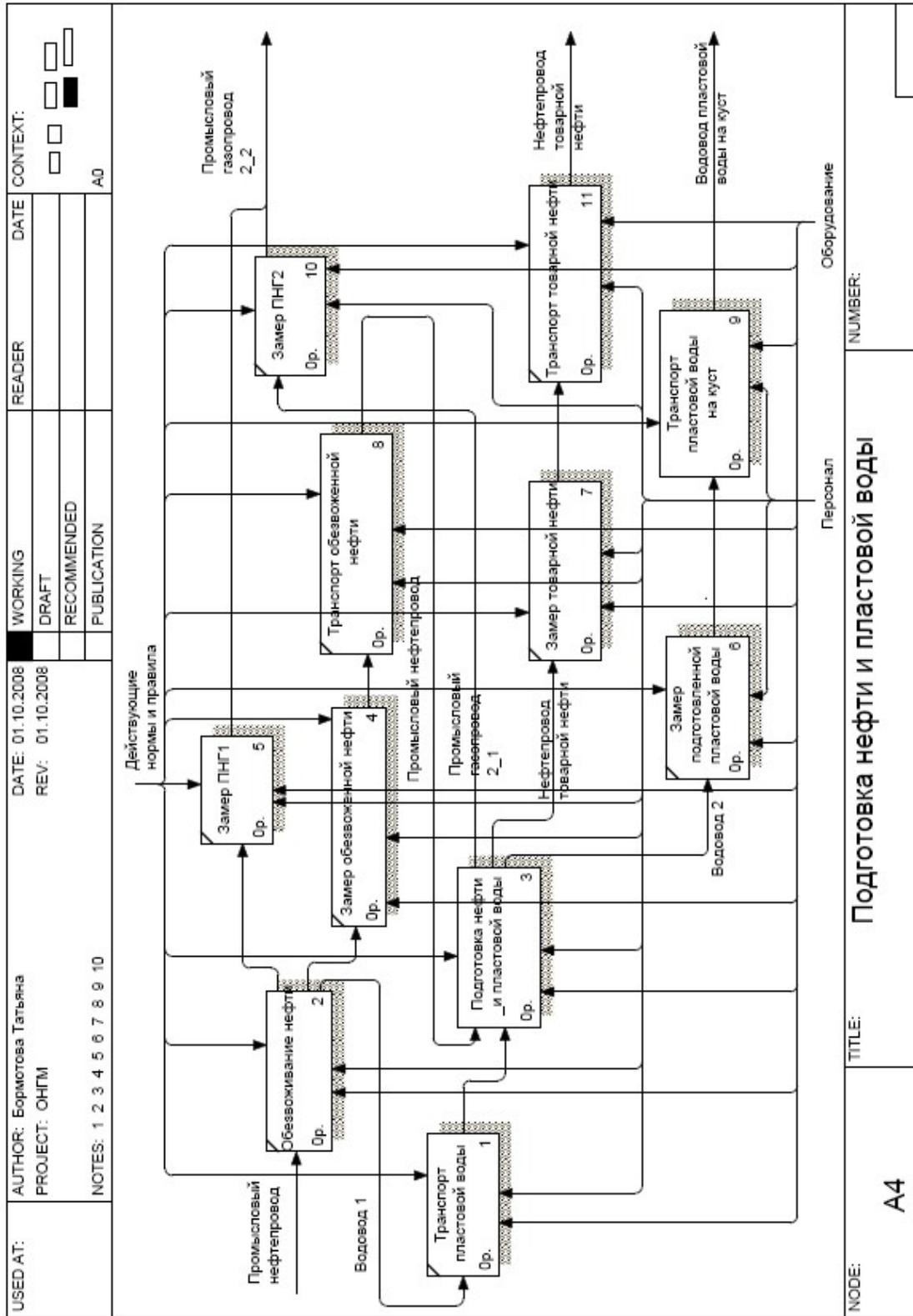


Рис. А.3 - Декомпозиция стадии «Подготовка нефти и пластовой воды»

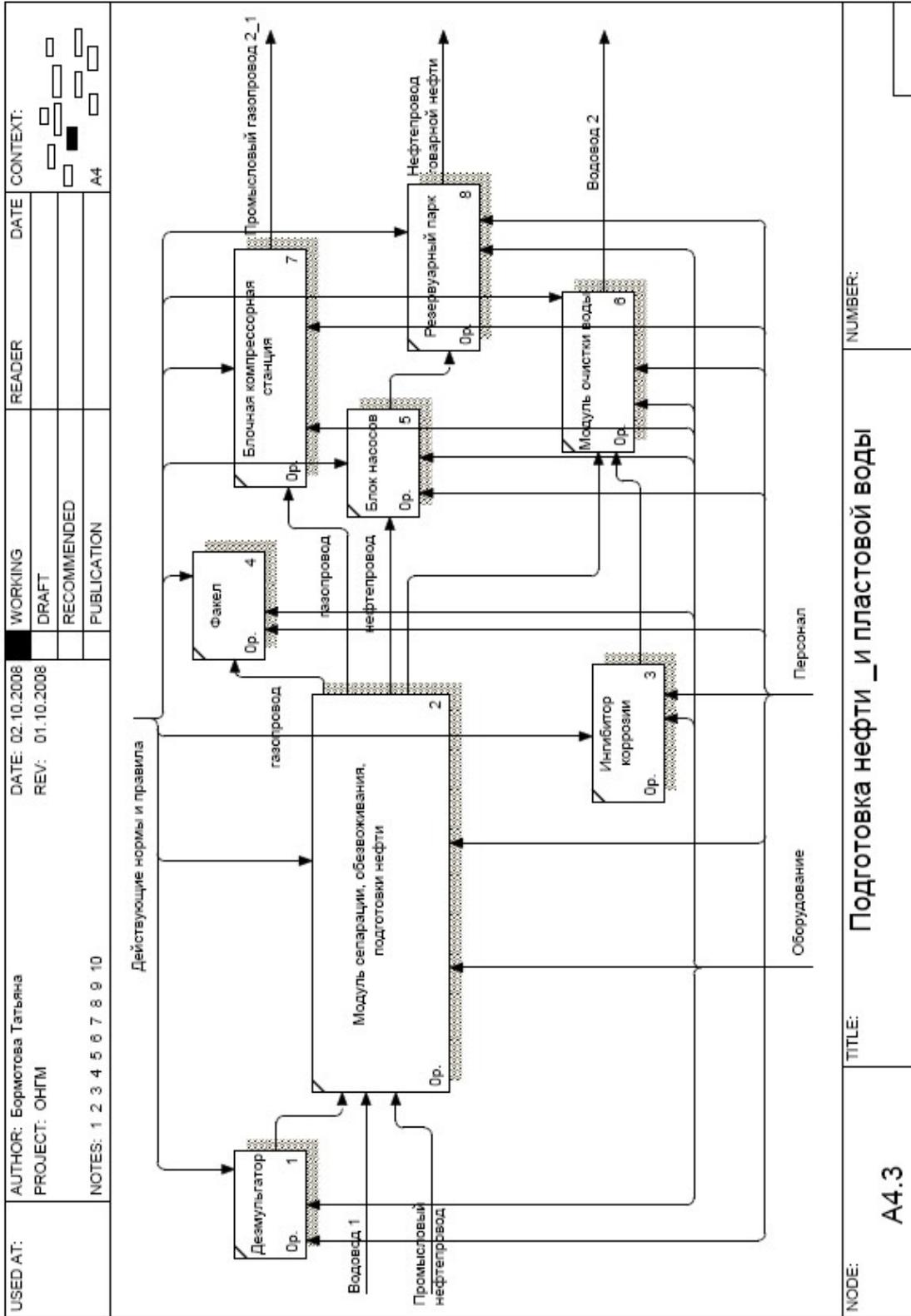


Рис. А.4 - Декомпозиция процесса «Подготовка нефти и пластовой воды»

Описание входов, выходов, управляющих процедур, механизмов – ресурсов и функциональных блоков в диаграммах декомпозиции

Функциональные блоки	Вход	Выход	Управляющие процедуры	Механизмы – ресурсы
Диаграмма системы «Сбор, транспорт, подготовка нефти и газа»				
Добыча нефти	Информация о планируемой среднесуточной добыче нефти, информация о пластовой воде в водоводе пластовой воды на куст скважин	Информация о материальном потоке в нефтегазосборном трубопроводе	Перечень нормативно-регламентирующих документов по добыче нефти со скважин	Перечень функциональных служб персонала, модулей/блоков оборудования, систем трубопроводов, задействованных в процессе добычи нефти со скважин
Дегазация нефти	Информация о материальном потоке в нефтегазосборном трубопроводе	Информация о материальных потоках в промысловом нефтепроводе, в промысловом газопроводе 1	Перечень нормативно-регламентирующих документов по дегазации нефти на промысле	Перечень функциональных служб персонала, модулей/блоков оборудования, систем трубопроводов, задействованных в процессе дегазации нефти на промысле
Газосбор	Информация о материальных потоках в промысловом газопроводе 1, в промысловом газопроводе 2_2	Информация о материальном потоке в магистральном газопроводе попутного нефтяного газа	Перечень нормативно-регламентирующих документов по сбору и подготовке к транспорту попутного нефтяного газа	Перечень функциональных служб персонала, модулей/блоков оборудования, систем трубопроводов, задействованных в процессах сбора и подготовки к транспорту попутного нефтяного газа
Подготовка нефти и пластовой воды	Информация о материальном потоке в промысловом нефтепроводе	Информация о материальных потоках в нефтепроводе товарной нефти, в промысловом газопроводе 2_2, информация о пластовой воде в водоводе пластовой воды на куст скважин	Перечень нормативно-регламентирующих документов по промышленной подготовке нефти и пластовой воды	Перечень функциональных служб персонала, модулей/блоков оборудования, систем трубопроводов, задействованных в процессах промышленной подготовки нефти и пластовой воды

Диаграмма стадии «Подготовка нефти и пластовой воды»				
Обезвоживание нефти	Информация о материальном потоке в промышленном нефтепроводе на входе пункта обезвоживания нефти	Информация о материальных потоках в промышленном нефтепроводе, в промышленном газопроводе, в водоводе 1 после обезвоживания нефти	Перечень нормативно-регламентирующих документов по промышленной подготовке нефти и пластовой воды	Перечень функциональных служб персонала, модулей/блоков оборудования, систем трубопроводов, задействованных в процессах промышленной подготовки нефти и пластовой воды
Замер обезвоженной нефти	Информация о материальном потоке в промышленном нефтепроводе после обезвоживания	Информация о количестве обезвоженной нефти в промышленном нефтепроводе после замера		
Замер попутного нефтяного газа 1	Информация о материальном потоке в промышленном газопроводе после обезвоживания	Информация о количестве попутного нефтяного газа в промышленном газопроводе после замера 1		
Транспорт обезвоженной нефти	Информация о материальном потоке в промышленном нефтепроводе на пункте обезвоживания	Информация о материальном потоке в промышленном нефтепроводе на входе в пункт подготовки нефти и пластовой воды		
Транспорт пластовой воды	Информация о пластовой воде в водоводе 1 на пункте обезвоживания	Информация о пластовой воде в водоводе 1 на входе в пункт подготовки нефти и пластовой воды		
Подготовка нефти и пластовой воды	Информация о материальных потоках в промышленном нефтепроводе, в водоводе 1 на входе в пункт подготовки нефти и пластовой воды	Информация о материальных потоках в нефтепроводе товарной нефти, в промышленном газопроводе 2_1, в водоводе 2 после подготовки нефти и пластовой воды		

Замер попутного нефтяного газа 2	Информация о материальном потоке в промышленном газопроводе после подготовки нефти и пластовой воды	Информация о количестве попутного нефтяного газа в промышленном газопроводе после замера 2		
Замер товарной нефти	Информация о материальном потоке в нефтепроводе товарной нефти после подготовки	Информация о количестве товарной нефти в нефтепроводе товарной нефти после замера		
Транспорт товарной нефти	Информация о товарной нефти на выходе с пункта подготовки нефти	Информация о товарной нефти на входе в пункт учета и сдачи товарной нефти		
Замер подготовленной пластовой воды	Информация о пластовой воде в водоводе 2 после подготовки пластовой воды	Информация о количестве пластовой воды в водоводе 2 после замера		
Транспорт пластовой воды на куст	Информация о пластовой воде на выходе с пункта подготовки пластовой воды	Информация о пластовой воде в водоводе пластовой воды на куст скважин		
Диаграмма процесса «Подготовка нефти и пластовой воды 1»				
Блок подачи деэмульгатора	-	Информация о деэмульгаторе в трубопроводе подачи деэмульгатора в модуль сепарации, обезвоживания, подготовки нефти	Перечень нормативно-регламентирующих документов по по промышленной подготовке нефти и пластовой воды	Перечень функциональных служб персонала, модулей/блоков оборудования, систем трубопроводов, задействованных в процессах промышленной подготовки нефти и пластовой воды
Модуль сепарации, обезвоживания, подготовки нефти	Информация о материальных потоках в промышленном нефтепроводе, в водоводе 1, в трубопроводе подачи деэмульгатора на входе в модуль сепарации, обезвоживания нефти	Информация о материальных потоках в газопроводах на факел, на блочную компрессорную станцию, в нефтепроводе, в водоводе		

Факельное хозяйство	Информация о материальном потоке в газопроводе на факел			
Блочная компрессорная станция	Информация о материальном потоке в газопроводе на блочную компрессорную станцию	Информация о материальном потоке в промышленном газопроводе 2_1 на выходе с блочной компрессорной станции		
Блок насосов	Информация о материальном потоке в нефтепроводе от модуля сепарации, обезвоживания, подготовки нефти	Информация о материальном потоке в нефтепроводе на выходе с блока насосов		
Резервуарный парк	Информация о материальном потоке в нефтепроводе от блока насосов	Информация о материальном потоке в нефтепроводе товарной нефти на выходе с резервуарного парка		
Блок подачи ингибитора коррозии	-	Информация об ингибиторе коррозии в трубопроводе подачи ингибитора коррозии в модуль очистки воды		
Модуль очистки воды	Информация о пластовой воде в водоводе пластовой воды от модуля сепарации, обезвоживания, подготовки нефти	Информация о пластовой воде в водоводе 2 на выходе с модуля очистки пластовой воды		

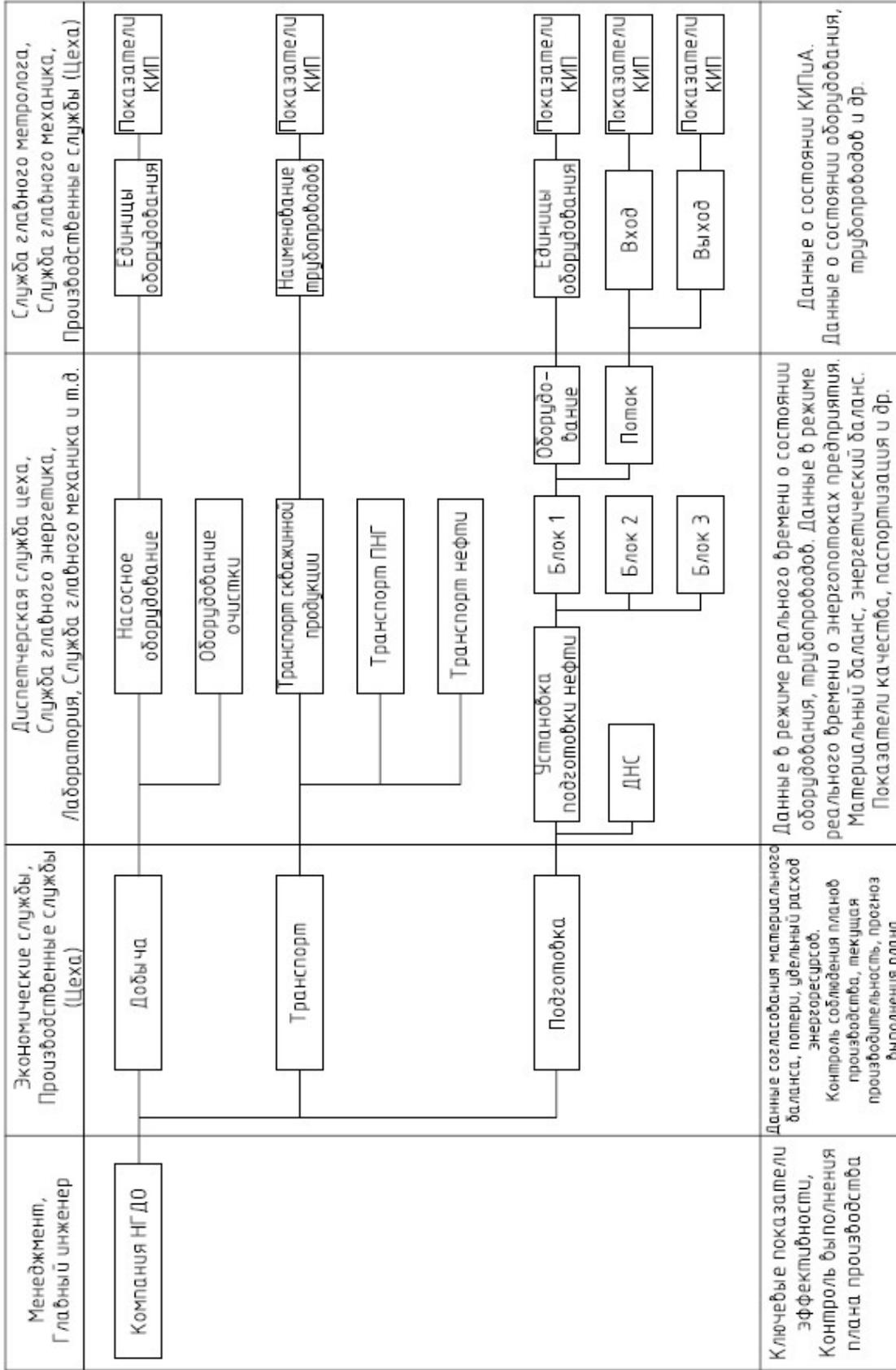


Рис. А.5 - Многокомпонентная модель системы сбора, транспорта, подготовки нефти и газа

Приложение Б

Определение коэффициентов функции обводненности решением системы уравнений в программном комплексе Mathcad

$$\begin{array}{l}
 k_0 := 0 \quad k_1 := 0 \quad k_2 := 0 \quad k_3 := 0 \quad k_4 := 0 \\
 k_5 := 0 \quad k_6 := 0 \quad k_7 := 0 \quad k_8 := 0 \quad k_9 := 0 \quad k_{10} := 0 \quad k_{11} := 0
 \end{array}$$

$$M := \begin{pmatrix}
 1 & 0.344 & 20 & 400 & 50 & 2500 & 1000 & 15 & 225 & 300 & 750 & 120292 \\
 1 & 0.344 & 30 & 900 & 0 & 0 & 0 & 15 & 225 & 450 & 0 & 120292 \\
 1 & 0.344 & 40 & 1600 & 0 & 0 & 0 & 15 & 225 & 600 & 0 & 120292 \\
 1 & 0.344 & 30 & 900 & 50 & 2500 & 1500 & 30 & 900 & 900 & 1500 & 120292 \\
 1 & 0.436 & 20 & 400 & 0 & 0 & 0 & 15 & 225 & 300 & 0 & 201676 \\
 1 & 0.436 & 20 & 400 & 0 & 0 & 0 & 30 & 900 & 600 & 0 & 201676 \\
 1 & 0.436 & 30 & 900 & 50 & 2500 & 1500 & 30 & 900 & 900 & 1500 & 201676 \\
 1 & 0.436 & 40 & 1600 & 50 & 2500 & 2000 & 30 & 900 & 1200 & 1500 & 201676 \\
 1 & 0.344 & 20 & 400 & 30 & 900 & 600 & 30 & 900 & 600 & 900 & 120292 \\
 1 & 0.344 & 40 & 1600 & 30 & 900 & 1200 & 30 & 900 & 1200 & 900 & 120292 \\
 1 & 0.436 & 30 & 900 & 30 & 900 & 900 & 30 & 900 & 900 & 900 & 201676 \\
 1 & 0.436 & 40 & 1600 & 30 & 900 & 1200 & 30 & 900 & 1200 & 900 & 201676
 \end{pmatrix}$$

$$b := \begin{pmatrix}
 8 \\
 12 \\
 9 \\
 6.2 \\
 9 \\
 12 \\
 5.5 \\
 2.5 \\
 6.4 \\
 3 \\
 5.2 \\
 3
 \end{pmatrix}$$

Given

$$k_0 + 34.4k_1 + 20k_2 + 400k_3 + 50k_4 + 2500k_5 + 1000k_6 + 15k_7 + 225k_8 + 300k_9 + 750k_{10} + 120292k_{11} = 8$$

$$k_0 + 34.4k_1 + 30k_2 + 900k_3 + 15k_7 + 225k_8 + 450k_9 + 120292k_{11} = 12$$

$$k_0 + 34.4k_1 + 40k_2 + 1600k_3 + 15k_7 + 225k_8 + 600k_9 + 120292k_{11} = 9$$

$$k_0 + 34.4k_1 + 30k_2 + 900k_3 + 50k_4 + 2500k_5 + 1500k_6 + 30k_7 + 900k_8 + 900k_9 + 1500k_{10} + 120292k_{11} = 6.2$$

$$k_0 + 43.6k_1 + 20k_2 + 400k_3 + 15k_7 + 225k_8 + 300k_9 + 201676k_{11} = 9$$

$$k_0 + 43.6k_1 + 20k_2 + 400k_3 + 30k_7 + 900k_8 + 600k_9 + 201676k_{11} = 12$$

$$k_0 + 43.6k_1 + 30k_2 + 900k_3 + 50k_4 + 2500k_5 + 1500k_6 + 30k_7 + 900k_8 + 900k_9 + 1500k_{10} + 201676k_{11} = 5.5$$

$$k_0 + 43.6k_1 + 40k_2 + 1600k_3 + 50k_4 + 2500k_5 + 2000k_6 + 30k_7 + 900k_8 + 1200k_9 + 1500k_{10} + 201676k_{11} = 2.5$$

$$k_0 + 34.4k_1 + 20k_2 + 400k_3 + 30k_4 + 900k_5 + 600k_6 + 30k_7 + 900k_8 + 600k_9 + 900k_{10} + 120292k_{11} = 6.4$$

$$k_0 + 34.4k_1 + 40k_2 + 1600k_3 + 30k_4 + 900k_5 + 1200k_6 + 30k_7 + 900k_8 + 1200k_9 + 900k_{10} + 120292k_{11} = 3$$

$$k_0 + 43.6k_1 + 30k_2 + 900k_3 + 30k_4 + 900k_5 + 900k_6 + 30k_7 + 900k_8 + 900k_9 + 900k_{10} + 201676k_{11} = 5.2$$

$$k_0 + 43.6k_1 + 40k_2 + 1600k_3 + 30k_4 + 900k_5 + 1200k_6 + 30k_7 + 900k_8 + 1200k_9 + 900k_{10} + 201676k_{11} = 3$$

Рис. Б.1. Фрагмент решения системы уравнений

	0
0	-6.187
1	1.115
2	-0.15
3	-5·10 ⁻³
4	-0.312
5	4.833·10 ⁻³
6	-4·10 ⁻³
7	0
8	-8.889·10 ⁻³
9	0.013
10	2·10 ⁻³
11	-1.26·10 ⁻⁴

Minerr(k0,k1,k2,k3,k4,k5,k6,k7,k8,k9,k10,k11) =

$\underline{k0} := 14.406$ $\underline{k1} := 12.468$
 $\underline{k2} := -0.15$ $\underline{k3} := -0.005$ $\underline{k4} := -0.312$
 $\underline{k5} := 0.004833$ $\underline{k7} := 0$ $\underline{k8} := -0.008889$
 $\underline{k6} := -0.004$ $\underline{k9} := 0.013$ $\underline{k10} := 0.002$ $\underline{k11} := -0.00001409$

$k0 + 0.344k1 + 20k2 + 400k3 + 50k4 + 2500k5 + 1000k6 + 15k7 + 225k8 + 300k9 + 750k10 + 120292k11 = 7.883$
 $k0 + 0.344k1 + 30k2 + 900k3 + 15k7 + 225k8 + 450k9 + 120292k11 = 11.85$
 $k0 + 0.344k1 + 40k2 + 1600k3 + 15k7 + 225k8 + 600k9 + 120292k11 = 8.8$
 $k0 + 0.344k1 + 30k2 + 900k3 + 50k4 + 2500k5 + 1500k6 + 30k7 + 900k8 + 900k9 + 1500k10 + 120292k11 = 5.182$
 $k0 + 0.436k1 + 20k2 + 400k3 + 15k7 + 225k8 + 300k9 + 201676k11 = 13.9$
 $k0 + 0.436k1 + 20k2 + 400k3 + 30k7 + 900k8 + 600k9 + 201676k11 = 11.8$
 $k0 + 0.436k1 + 30k2 + 900k3 + 50k4 + 2500k5 + 1500k6 + 30k7 + 900k8 + 900k9 + 1500k10 + 201676k11 = 5.183$
 $k0 + 0.436k1 + 40k2 + 1600k3 + 50k4 + 2500k5 + 2000k6 + 30k7 + 900k8 + 1200k9 + 1500k10 + 201676k11 = 2.083$
 $k0 + 0.344k1 + 20k2 + 400k3 + 30k4 + 900k5 + 600k6 + 30k7 + 900k8 + 600k9 + 900k10 + 120292k11 = 6.19$
 $k0 + 0.344k1 + 40k2 + 1600k3 + 30k4 + 900k5 + 1200k6 + 30k7 + 900k8 + 1200k9 + 900k10 + 120292k11 = 2.59$
 $k0 + 0.436k1 + 30k2 + 900k3 + 30k4 + 900k5 + 900k6 + 30k7 + 900k8 + 900k9 + 900k10 + 201676k11 = 4.89$
 $k0 + 0.436k1 + 40k2 + 1600k3 + 30k4 + 900k5 + 1200k6 + 30k7 + 900k8 + 1200k9 + 900k10 + 201676k11 = 2.59$

Рис. Б.1. Фрагмент результатов определения коэффициентов функции обводненности

Приложение В

Последовательность получения расширенной обучающей выборки и обучения искусственной нейронной сети

Вариант 1. Фиксирование температуры и времени отстаивания. Получение массивов значений зависимости доли отделившейся воды от расхода деэмульгатора.

Таблица В.1

Фиксирование температуры и времени отстаивания

Фиксирование температуры и времени отстаивания	Расход деэмульгатора, g	Доля отделившейся воды, E
	X	Y
Температура T=20°C, Время отстаивания t=5 мин	0	0,368
	30	0,36
	50	0,786

```
X g=[0;30;50];
Y E=[0.368;0.36;0.786];
g205=0:0.1:50;
gE205=pchip(g,E,g205);
plot(g,E,'o',g205,gE205,'-')
```

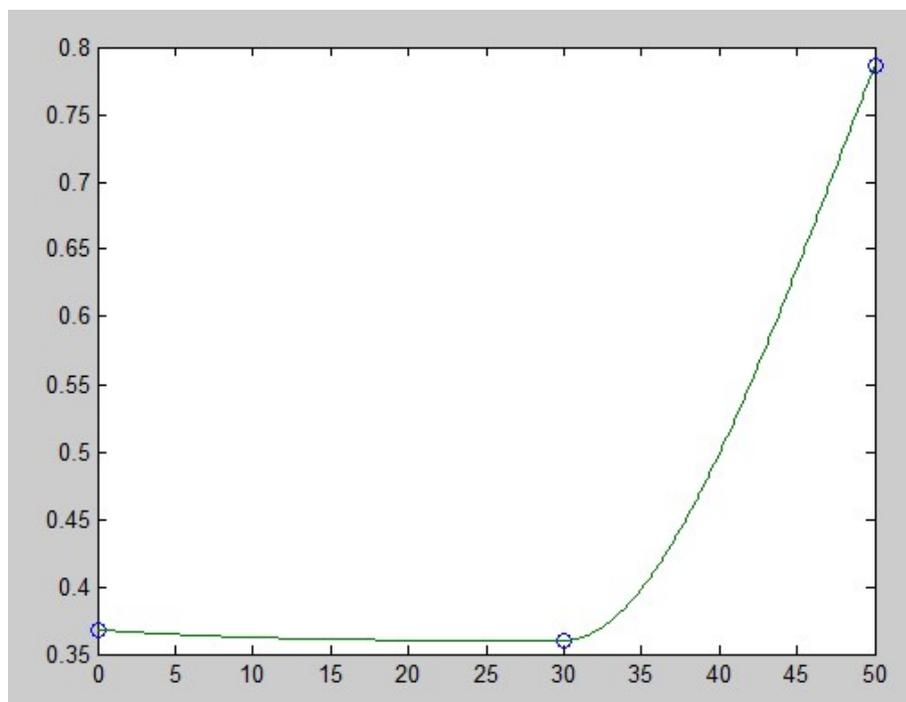


Рис. В.1 – График зависимости доли отделившейся воды от температуры

Далее находим интерполяцией все остальные недостающие значения.

Так как значения g_{205} не изменяются, то используем и дальше данную переменную, изменяя/задавая новые значения только для E при изменении температуры и времени.

```
>> E=[0.426;0.424;0.796];
>> gE2010=pchip(g,E,g205); - 20 градусов и 10 минут
>> E=[0.475;0.491;0.796];
>> gE2015=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.487;0.584;0.796];
>> gE2020=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.49;0.71;0.796];
>> gE2025=pchip(g,E,g205);
>> x=[g205 g205 g205]; - объединение трех массивов значений X в один для нейронной сети
>> x2025=[x g205 g205]; - добавление еще двух вариантов массивов данных X
>> y2025=[gE205 gE2010 gE2015 gE2020 gE2025]; - объединение трех массивов значений функции Y для нейронной сети
И так далее
>> E=[0.49;0.78;0.814];
>> gE2030=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.37;0.605;0.824];
>> gE305=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.418;0.713;0.843];
>> gE3010=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.452;0.795;0.843];
>> gE3015=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.476;0.824;0.843];
>> gE3020=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.482;0.835;0.847];
>> gE3025=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.495;0.842;0.852];
>> gE3030=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.654;0.756;0.828];
>> gE405=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.687;0.792;0.856];
>> gE4010=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.693;0.816;0.821];
>> gE4015=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.705;0.833;0.856];
>> gE4020=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.711;0.848;0.873];
>> gE4025=pchip(g,E,g205);
>> E=[0.723;0.861;0.891];
>> gE4030=pchip(g,E,g205);
>> x4030=[x2025 g205 g205]; - объединение всех значений X из варианта «Фиксирование температуры и времени оттаивания»
>> y4030=[y2025 gE2030 gE305 gE3010 gE3015 gE3020 gE3025 gE3030 gE405 gE4010 gE4015 gE4020 gE4025 gE4030]; - объединение всех значений Y из варианта «Фиксирование температуры и времени оттаивания»
n=501;
for i = 1 : n, T205(i) = 5; end ,
T205=rot90(T205);
for i = 1 : n, t205(i) = 20; end ,
```

```

>> for i = 1 : n, T3010(i) = 10; end ,
>> for i = 1 : n, t3010(i) = 30; end ,
>> E=[0.452;0.795;0.843];
>> gE3015=pchip(g,E,g205);
>> for i = 1 : n, T3015(i) = 15; end ,
>> for i = 1 : n, t3015(i) = 30; end ,
>> E=[0.476;0.824;0.843];
>> gE3020=pchip(g,E,g205);
>> for i = 1 : n, T3020(i) = 20; end ,
>> for i = 1 : n, t3020(i) = 30; end ,
>> E=[0.482;0.835;0.847];
>> gE3025=pchip(g,E,g205);
>> for i = 1 : n, T3025(i) = 25; end ,
>> for i = 1 : n, t3025(i) = 30; end ,
>> E=[0.495;0.842;0.852];
>> gE3030=pchip(g,E,g205);
>> for i = 1 : n, T3030(i) = 30; end ,
>> for i = 1 : n, t3030(i) = 30; end ,
>> E=[0.654;0.756;0.828];
>> gE405=pchip(g,E,g205);
>> for i = 1 : n, T4005(i) = 5; end ,
>> for i = 1 : n, t4005(i) = 40; end ,
>> E=[0.687;0.792;0.856];
>> gE4010=pchip(g,E,g205);
>> for i = 1 : n, T4010(i) = 10; end ,
>> for i = 1 : n, t4010(i) = 40; end ,
>> E=[0.693;0.816;0.821];
>> gE4015=pchip(g,E,g205);
>> for i = 1 : n, T4015(i) = 15; end ,
>> for i = 1 : n, t4015(i) = 40; end ,
>> E=[0.705;0.833;0.856];
>> gE4020=pchip(g,E,g205);
>> for i = 1 : n, T4020(i) = 20; end ,
>> for i = 1 : n, t4020(i) = 40; end ,
>> E=[0.711;0.848;0.873];
>> gE4025=pchip(g,E,g205);
>> for i = 1 : n, T4025(i) = 25; end ,
>> for i = 1 : n, t4025(i) = 40; end ,
>> E=[0.723;0.861;0.891];
>> gE4030=pchip(g,E,g205);
    for i = 1 : n, T4030(i) = 30; end ,
    for i = 1 : n, t4030i) = 40; end ,
    for i = 1 : n, t4030i) = 40; end ,
    for i = 1 : n, t4030(i) = 40; end ,
>> xq=[g205 g205 g205
g205];
>> xt=[t205 t2010 t2015 t2020 t2025 t2030 t3005 t3010 t3015 t3020 t3025 t3030 t4005 t4010 t4015
t4020 t4025 t4030];
>> xT=[T205 T2010 T2015 T2020 T2025 T2030 T3005 T3010 T3015 T3020 T3025 T3030 T4005
T4010 T4015 T4020 T4025 T4030];
>> y=[gE205 gE2010 gE2015 gE2020 gE2025 gE2030 gE3005 gE3010 gE3015 gE3020 gE3025
gE3030 gE405 gE4010 gE4015 gE4020 gE4025 gE4030];

```

1x9018

x=[xq;xt;xT]; - 3x9018

Вариант 2. Фиксирование расхода деэмульгатора и времени отстаивания. Получение массивов значений зависимости доли отделившейся воды от температуры.

Таблица В.2

Фиксирование расхода деэмульгатора и времени отстаивания

Фиксирование расхода деэмульгатора и времени отстаивания	Температура, Т	Доля отделившейся воды, Е
	Х	У
Расход деэмульгатора $g=0$ г/т, Время отстаивания $t=5$ мин	20	0,368
	30	0,37
	40	0,654

```
X T=[20;30;40];
```

```
Y E=[0.368;0.37;0.654];
```

```
T05=0:0.1:40;
```

```
TE05=pchip(T,E,T05);
```

```
plot(T,E,'o',T05,TE05,'-')
```

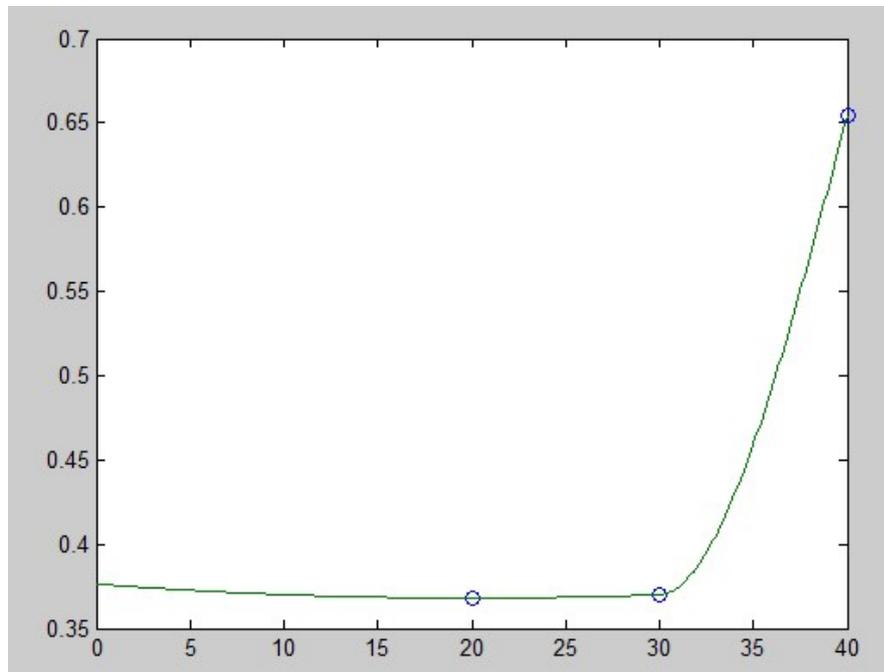


Рис. В.2 – График зависимости доли отделившейся воды от расхода деэмульгатора

```
>> E=[0.426;0.418;0.687];
```

```
>> TE010=pchip(T,E,T05);
```

```
>> E=[0.475;0.452;0.693];
```

```
>> TE015=pchip(T,E,T05);
```

```

>> E=[0.487;0.476;0.705];
>> TE020=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.49;0.482;0.711];
>> TE025=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.49;0.495;0.723];
>> TE030=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.36;0.605;0.756];
>> TE305=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.424;0.713;0.792];
>> TE3010=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.491;0.795;0.816];
>> TE3015=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.584;0.824;0.833];
>> TE3020=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.71;0.835;0.848];
>> TE3025=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.78;0.842;0.861];
>> TE3030=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.786;0.824;0.828];
>> TE5005=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.796;0.843;0.856];
>> TE5010=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.796;0.843;0.821];
>> TE5015=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.796;0.843;0.856];
>> TE5020=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.796;0.847;0.873];
>> TE5025=pchip(T,E,T05);
>> E=[0.814;0.852;0.891];
>> TE5030=pchip(T,E,T05);
>> x5030=[T05 T05 T05]; -
объединение всех значений X из варианта «Фиксирование расхода деэмульгатора и времени
отстаивания»
>> y5030=[TE05 TE010 TE015 TE020 TE025 TE030 TE305 TE3010 TE3015 TE3020 TE3025
TE3030 TE5005 TE5010 TE5015 TE5020 TE5025 TE5030]; - объединение всех значений Y из ва-
рианта «Фиксирование расхода деэмульгатора и времени отстаивания»

```

**Вариант 3. Фиксирование расхода деэмульгатора и температуры. Получение мас-
сивов значений зависимости доли отделившейся воды от времени отстаивания.**

```

X t=[5;10;15;20;25;30];
Y E=[0.368;0.426;0.475;0.487;0.49;0.49];
t200=0:0.1:30;
tE200=pchip(t,E,t200);
plot(t,E,'o',t200,tE200,'-')

```

Таблица В.3

Фиксирование расхода деэмульгатора и температуры

Фиксирование расхода деэмульгатора и температуры	Время отстаивания, t	Доля отделившейся воды, E
	X	Y
Температура T=20°C, Расход деэмульгатора g=0 г/т	5	0,368
	10	0,426
	15	0,475
	20	0,487
	25	0,49
	30	0,49

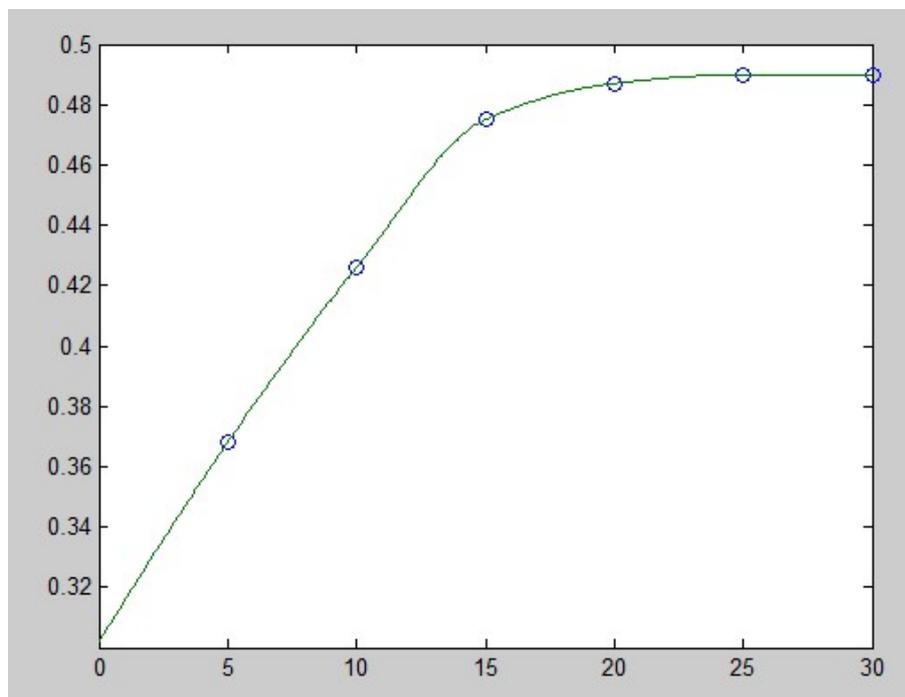


Рис. В.3 – График зависимости доли отделившейся воды от времени пребывания в аппарате

```

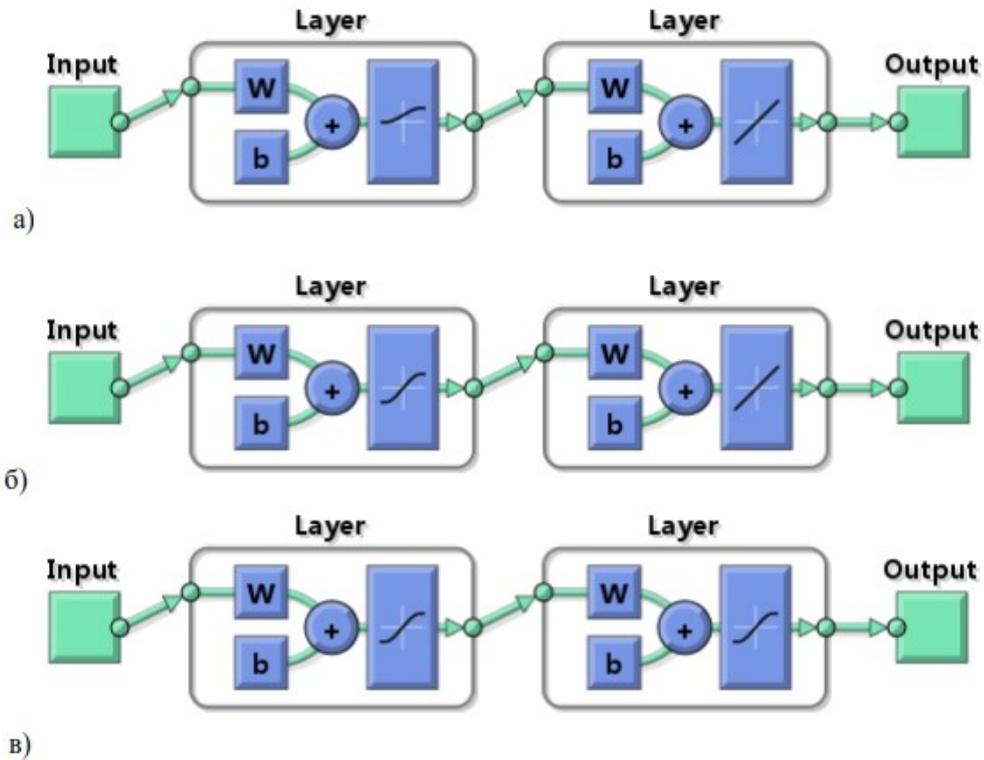
>> E=[0.368;0.424;0.491;0.584;0.71;0.78];
>> tE2030=pchip(t,E,t200);
>> E=[0.786;0.796;0.796;0.796;0.796;0.814];
>> tE2050=pchip(t,E,t200);
>> E=[0.37;0.418;0.452;0.476;0.482;0.495];
>> tE3000=pchip(t,E,t200);
>> E=[0.605;0.713;0.795;0.824;0.835;0.842];
>> tE3030=pchip(t,E,t200);
>> E=[0.824;0.843;0.843;0.843;0.847;0.852];
>> tE3050=pchip(t,E,t200);
>> E=[0.654;0.687;0.693;0.705;0.711;0.723];
>> tE4000=pchip(t,E,t200);
>> E=[0.756;0.792;0.816;0.833;0.848;0.861];

```

```

>> tE4030=pchip(t,E,t200);
>> E=[0.828;0.856;0.821;0.856;0.873;0.891];
>> tE4050=pchip(t,E,t200);
>> x4050=[t200 t200 t200 t200 t200 t200 t200 t200 t200]; - объединение всех значений X из варианта «Фиксирование расхода деэмульгатора и температуры»
>> y4050=[ tE200 tE2030 tE2050 tE3000 tE3030 tE3050 tE4000 tE4030 tE4050]; - объединение всех значений Y из варианта «Фиксирование расхода деэмульгатора и температуры»

```



- а) логистическая и линейная активационные функции `logsig`
 б) тангенциальная и линейная активационные функции
 в) гиперболический тангенс скрытого и выходного слоя `tansig`

Рис. В.4 - Структуры нейронных сетей

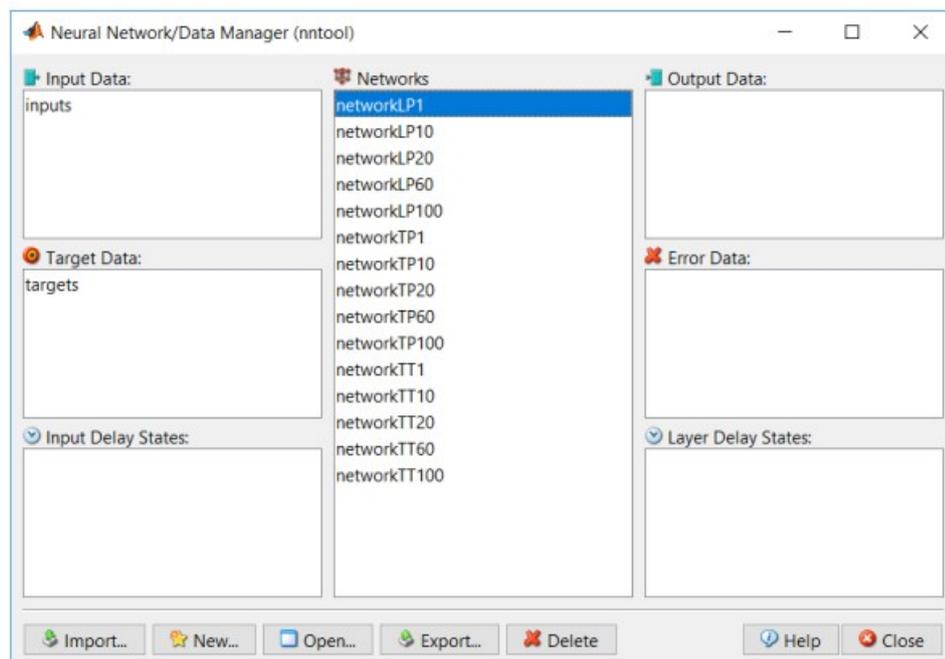


Рис. В.5 - Интерфейс программы Neural Network Toolbox

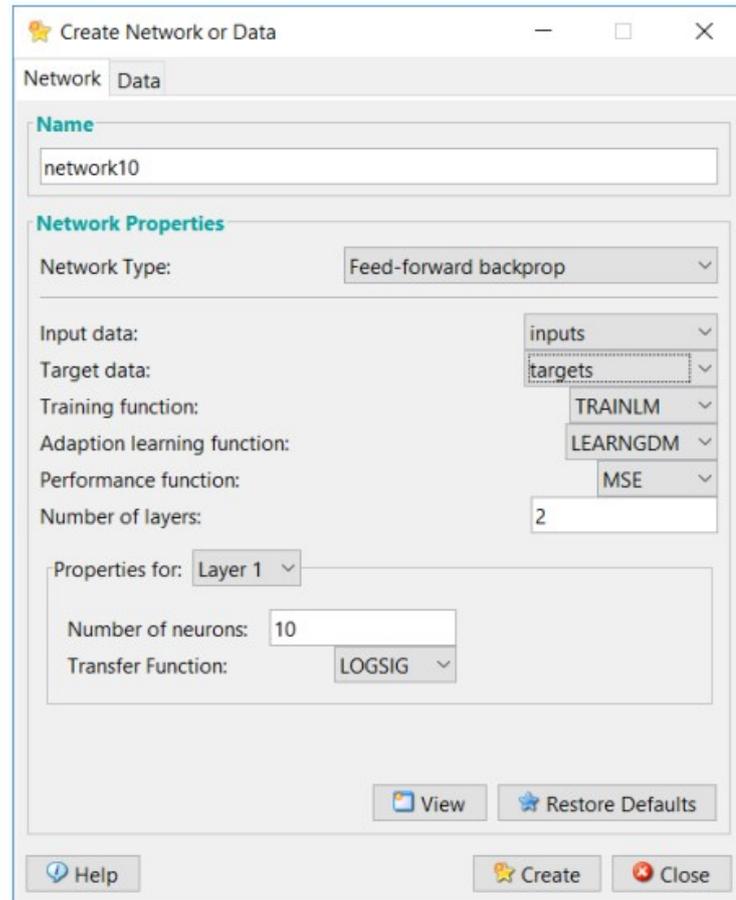


Рис. В.6 - Интерфейс создания структуры нейронной сети: обучение методом градиентного спуска (ГС) и Левенберга – Марквардта (ЛМ)

Приложение Г

Математическая модель процесса сепарации нефти (сепарации первой ступени, конечной ступени сепарации)

Сигнальный граф для анализа процесса сепарации (первой ступени сепарации, конечной ступени сепарации) представлен на рис. Г.1.

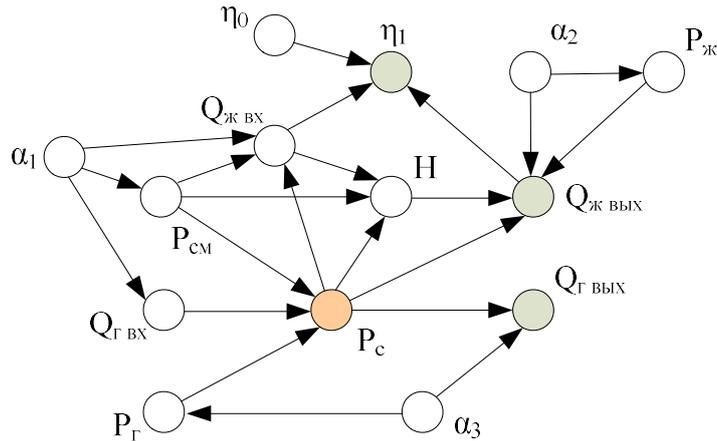


Рис. Г.1 - Сигнальный граф (фрагмент для сепаратора первой ступени):

- управляемые параметры, - выходные параметры
- технологические переменные

Условные обозначения вершин графа:

$P_{см}$ – давление смеси, поступающей на вход сепаратора;

$P_{ж}$ – давление жидкости на выходе сепаратора;

$P_{г}$ – давление газа на выходе сепаратора;

P_c – давление внутри сепаратора;

$Q_{Г Вх}$ – количество газа, поступающего на вход сепаратора;

$Q_{Ж Вх}$ – количество жидкости, поступающей на вход сепаратора;

$Q_{Г Вых}$ – количество газа, отбираемого на выходе сепаратора;

$Q_{Ж Вых}$ – количество жидкости, отбираемой на выходе сепаратора;

H – высота уровня жидкости в сепараторе;

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ – коэффициенты гидравлического сопротивления задвижек;

η_0 – обводненность жидкости, поступающей на вход сепаратора;

η_1 – обводненность жидкости на выходе сепаратора.

Схема сепаратора нефти от газа представлена на рис. Г.2.

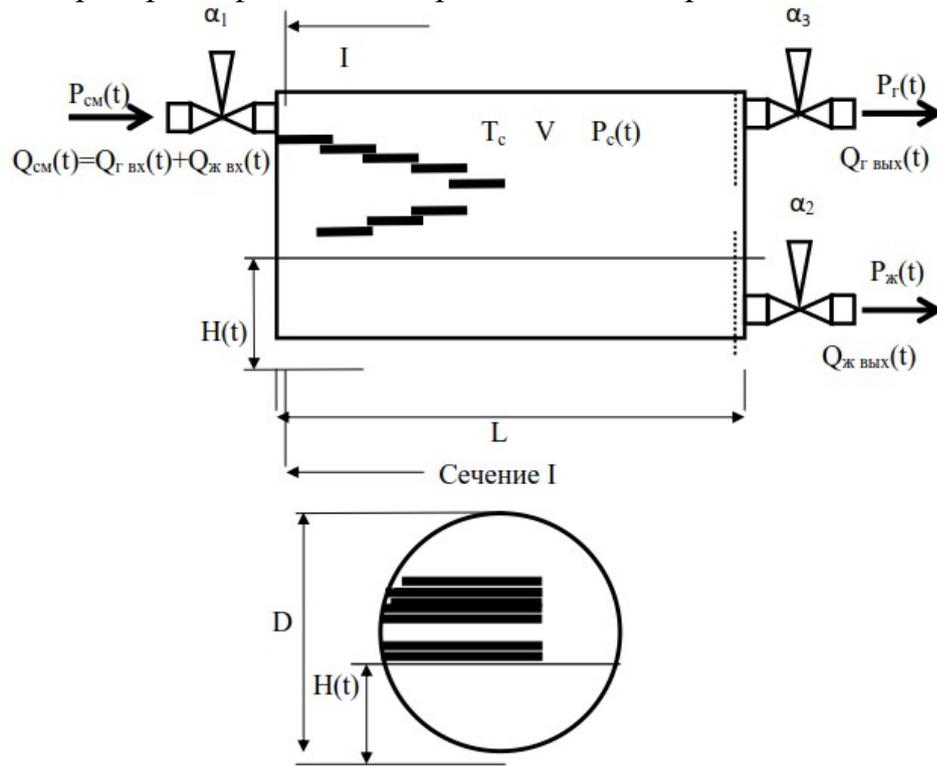


Рис. Г.2 - Упрощенная схема сепаратора

$P_{см}(t)$ – давление смеси, поступающей на вход сепаратора; $P_{ж}(t)$ – давление нефти на выходе сепаратора; $P_{г}(t)$ – давление газа на выходе сепаратора; $P_c(t)$ – давление внутри сепаратора; $Q_{см}(t)$ – количество смеси, поступающей на вход сепаратора; $Q_{г вх}(t)$ – количество газа, поступающего на вход сепаратора; $Q_{ж вх}(t)$ – количество нефти, поступающей на вход сепаратора; $Q_{г вых}(t)$ – количество газа, отбираемого на выходе сепаратора; $Q_{ж вых}(t)$ – количество нефти, отбираемой на выходе сепаратора; T_c – температура сепарации; V – объем сепаратора; D – диаметр сепаратора; $H(t)$ – высота уровня нефти в сепараторе; $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ – коэффициенты гидравлического сопротивления задвижек.

Известны: $P_{см}, P_{г}, P_{ж}, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, P_N, H^G, \rho_{ж}, D, L, A, B$.

Неизвестны: $Q_{г вх}, Q_{ж вх}, Q_{г вых}, Q_{ж вых}, H(t), P_c(t)$.

$T_c = \text{const}$.

При построении динамических моделей конечные балансовые уравнения в системе уравнений математического описания (МО) превращаются в обыкновен-

ные дифференциальные уравнения.

$$\Delta Q_{ж}(t) = Q_{ж\text{ вх}}(t) - Q_{ж\text{ вых}}(t) = A Q_{см}(t) - Q_{ж\text{ вых}}(t), \quad (\text{Г.1})$$

$$\Delta Q_{г}(t) = Q_{г\text{ вх}}(t) - Q_{г\text{ вых}}(t) = B Q_{см}(t) - Q_{г\text{ вых}}(t), \quad (\text{Г.2})$$

где $\Delta Q_{ж}(t)$, $\Delta Q_{г}(t)$ – изменение массы жидкости и газа в сепараторе за промежуток времени;

A , B – весовые доли жидкости и газа в исходной смеси.

Изменение массы жидкости внутри сепаратора за промежуток времени определяется следующим образом (при $\rho_{ж} = \text{const}$):

$$\Delta Q_{ж}(t) = \frac{d[V_{ж}(t) \cdot \rho_{ж}]}{dt} = \rho_{ж} S \frac{dH(t)}{dt}, \quad (\text{Г.3})$$

где $V_{ж}$ – объем сепаратора, занимаемый жидкостью;

S – площадь свободной поверхности жидкости.

Изменение массы газа внутри сепаратора определяется законом Менделеева-Клайперона:

$$P_c V_c = \frac{m}{M} R T_c, \quad (\text{Г.4})$$

где V_c – объем сепаратора, занимаемый газом;

M – молекулярная масса газа;

m – масса газа внутри сепаратора;

R – универсальная газовая постоянная.

Тогда изменение массы газа в сепараторе за промежуток времени определяется следующим образом:

$$\Delta Q_{г}(t) = \frac{d m(t)}{dt} = \frac{M V_c}{R T_c} \frac{d P_c(t)}{dt}. \quad (\text{Г.5})$$

Массовый приток и расход жидкости и газа на сепаратор определяется на основании уравнения Бернулли для идеальной жидкости и газа и горизонтального участка трубы:

$$Q_{ж\text{ вх}}(t) = A \alpha_1 \cdot \sqrt{P_{см}(t) - P_c(t) - \rho g H(t)}, \quad (\text{Г.6})$$

$$Q_{ж\text{ вых}}(t) = \alpha_2 \cdot \sqrt{P_c(t) + \rho g H(t) - P_{ж}(t)}, \quad (\text{Г.7})$$

$$Q_{г\text{ вх}}(t) = B \alpha_1 \cdot \sqrt{P_{см}(t) - P_c(t)}, \quad (\text{Г.8})$$

$$Q_{2 \text{ вых}}(t) = \alpha_3 \cdot \sqrt{P_c(t) - P_2(t)}. \quad (\text{Г.9})$$

Математическая модель сепаратора:

$$\frac{dH(t)}{dt} = \frac{Q_{ж \text{ вх}} - Q_{ж \text{ вых}}}{\rho_{ж} S}, \quad (\text{Г.10})$$

$$\frac{dP_c(t)}{dt} = \frac{RT_c (Q_{г \text{ вх}} - Q_{г \text{ вых}})}{M V_c}. \quad (\text{Г.11})$$

Допущение: Высота слоя жидкости не превышает половины диаметра емкости, т.к. при нормальной эксплуатации используются две сепарационные емкости. В период аварии или при выводе одной из емкостей в ремонт весь объем жидкости принимает вторая сепарационная емкость.

Определение зависимости объема газа V_c в сепараторе от уровня нефти H .

$$V_c(H) = S_z(H) \cdot L = (S_{\text{сеч}} - S_{\text{ж}}(H)) \cdot L, \quad (\text{Г.12})$$

$$S_{\text{сеч}} = \pi \frac{D^2}{4}. \quad (\text{Г.13})$$

Площадь сечения сепаратора, занимаемая нефтью, находится по рис. Г.3.

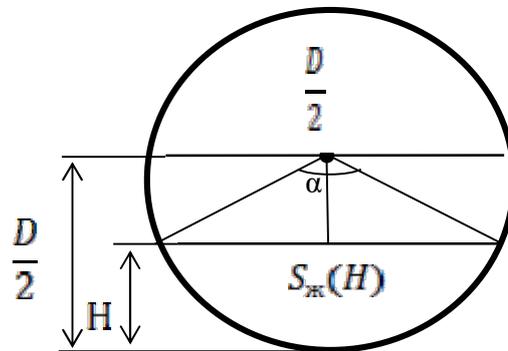


Рис. Г.3 – Площадь сечения сепаратора

Площадь, занимаемую нефтью, можно найти как площадь сегмента, т.е. как разницу между сектором, ограничивающимся углом α , и равнобедренным треугольником высотой $(D/2 - H)$.

$$S_{\text{ж}}(H) = \pi \frac{D^2}{4} \frac{\alpha(H)}{360} - \sqrt{DH - H^2} \left(\frac{D}{2} - H \right), \quad (\text{Г.14})$$

$$\alpha(H) = 2 \arcsin \left(\frac{2}{D} \sqrt{DH - H^2} \right). \quad (\text{Г.15})$$

Подставив (Г.13), (Г.14) и (Г.15) в (Г.12), получим:

$$V_c(H) = L \left[\pi \frac{D^2}{4} - \pi \frac{D^2}{4} \frac{2 \arcsin\left(\frac{2}{D} \sqrt{DH - H^2}\right)}{360} + \sqrt{DH - H^2} \left(\frac{D}{2} - H\right) \right]. \quad (\Gamma.16)$$

Система уравнений математического описания процесса сепарации нефти от газа, представленная в конечно-разностной форме, имеет вид:

1. $Q_{ж\text{ вх}} = A\alpha_1 \cdot \sqrt{P_{см} - P_c - \rho g H}$;
2. $Q_{г\text{ вх}} = B\alpha_1 \cdot \sqrt{P_{см} - P_c}$;
3. $Q_{ж\text{ вых}} = \alpha_2 \cdot \sqrt{P_c + \rho g H - P_{ж}}$;
4. $Q_{г\text{ вых}} = \alpha_3 \cdot \sqrt{P_c - P_g}$;
5. $\frac{H(t^{(k)}) - H(t^{(0)})}{\Delta t} \cong \frac{Q_{ж\text{ вх}} - Q_{ж\text{ вых}}}{\rho_{ж} S} \equiv f_5$;
6. $\frac{P_c(t^{(k)}) - P_c(t^{(0)})}{\Delta t} \cong \frac{RT_c(Q_{г\text{ вх}} - Q_{г\text{ вых}})}{M V_c} \equiv f_6$;
7. $S = \pi \frac{D^2}{4} \frac{2 \arcsin\left(\frac{2}{D} \sqrt{DH - H^2}\right)}{360} - \sqrt{DH - H^2} \left(\frac{D}{2} - H\right)$;
8. $V_c = L \left[\pi \frac{D^2}{4} - \pi \frac{D^2}{4} \frac{2 \arcsin\left(\frac{2}{D} \sqrt{DH - H^2}\right)}{360} + \sqrt{DH - H^2} \left(\frac{D}{2} - H\right) \right]$;
9. $H(t^{(0)}) = H^{(0)}$;
10. $P_c = P_N \frac{H^G}{H^G - H}$,

где P_N – давление газа в емкости, не заполненной жидкостью; расчетное избыточное.

Информационная матрица системы уравнений математического описания, соответствующая системе уравнений (Г.17), приведена в табл. Г.1.

В поле информационной матрицы применяются следующие условные обозначения:

⊕ - определение значения переменной;

⊕ - использование значения переменной, полученное из предыдущих расчетов;

⊕ - задание начального приближения;

◇ - коррекция значения переменной, заданной как приближение для расчетов.

Таблица Г.1

Информационная матрица системы уравнений математического описания процесса сепарации нефти от газа

n \ p	$Q_{ж\text{ ВХ}}$	$Q_{ж\text{ ВЫХ}}$	$Q_{г\text{ ВХ}}$	$Q_{г\text{ ВЫХ}}$	S	V_c	$H(t^{(0)})$	$H(t^{(k)})$	$P_c(t^{(0)})$	$P_c(t^{(k)})$	№
1	◇								⊕		5
2			◇						⊕		6
3		◇							⊕		7
4				◇					⊕		8
5 Диф.ур.	⊕	⊕			⊕		⊕	◇			9
6 Диф.ур.			⊕	⊕		⊕			⊕	◇	10
7					◇		⊕				2
8					⊕	◇					3
9							◇				1
10							⊕		◇		4

Блок-схема алгоритма расчета процесса сепарации нефти от газа изображена на рис. Г.4.

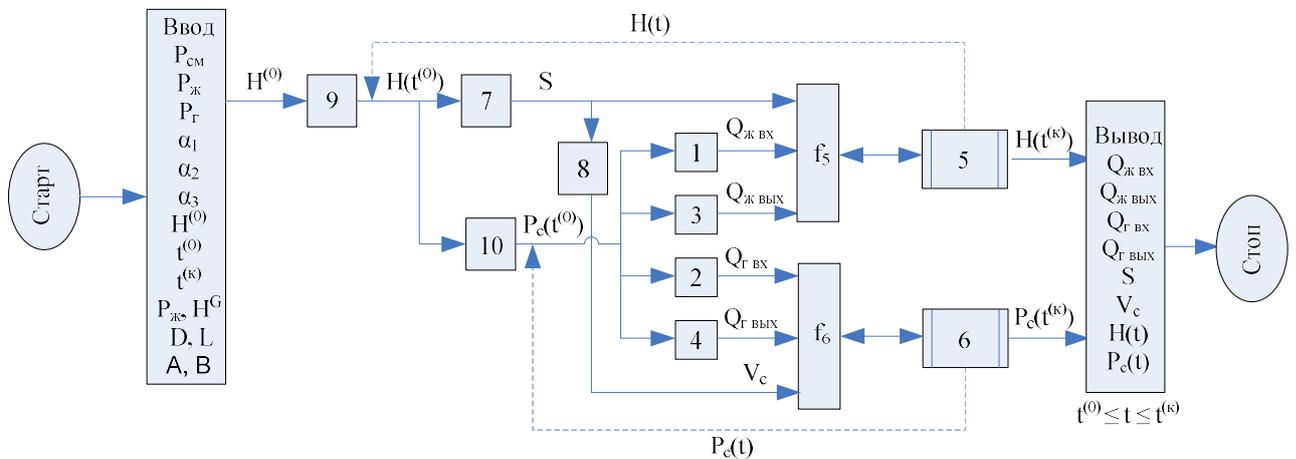


Рис. Г.4 - Блок-схема алгоритма расчета процесса сепарации нефти от газа

Вывод математической модели динамики процесса сепарации:

Для упрощения вычислений $\rho g H(t)$ в уравнениях 1, 3 системы уравнений (Г.17) пренебрегаем, поскольку $\rho g H(t) \ll P_c(t)$.

Подставим уравнения 1-4 системы (Г.17), (Г.3), (Г.5) в выражения (Г.1) и (Г.2) и получим математическую модель сепаратора:

$$\rho_{жс} S \frac{dH(t)}{dt} = A\alpha_1 \cdot \sqrt{P_{см}(t) - P_c(t)} - \alpha_2 \cdot \sqrt{P_c(t) - P_{ж}(t)}; \quad (\text{Г.18})$$

$$\frac{MV_c}{RT_c} \frac{dP_c(t)}{dt} = B\alpha_1 \cdot \sqrt{P_{см}(t) - P_c(t)} - \alpha_3 \cdot \sqrt{P_c(t) - P_{ж}(t)}. \quad (\text{Г.19})$$

$$H(t=0) = H_{ном}; \quad P_c(t=0) = P_{сном}, \quad (\text{Г.20})$$

где $H_{ном}$ - номинальное значение уровня жидкости;

$P_{сном}$ - номинальное значение давления в сепараторе.

Получим дифференциальное уравнение для жидкости.

Разложим (Г.18) в ряд Тейлора:

$$\rho_{жс} S \frac{d(H - H_{ном})}{dt} = A\alpha_1 \left[\sqrt{P_{смон} - P_{сном}} + \frac{P_{см} - P_{смон}}{2\sqrt{P_{см} - P_c}} - \frac{P_c - P_{сном}}{2\sqrt{P_{см} - P_c}} \right] - \alpha_2 \left[\sqrt{P_{сном} - P_{жном}} + \frac{P_c - P_{сном}}{2\sqrt{P_c - P_{ж}}} - \frac{P_{ж} - P_{жном}}{2\sqrt{P_c - P_{ж}}} \right] \quad (\text{Г.21})$$

$$\rho_{жс} S H_{ном} \frac{d \frac{H - H_{ном}}{H_{ном}}}{dt} = A\alpha_1 \sqrt{P_{смон} - P_{сном}} + \frac{P_{см} - P_{смон}}{P_{смон}} \frac{A\alpha_1}{2\sqrt{P_{см} - P_c}} P_{смон} - \frac{P_c - P_{сном}}{P_{сном}} P_{сном} \left(\frac{A\alpha_1}{2\sqrt{P_{см} - P_c}} + \frac{\alpha_2}{2\sqrt{P_c - P_{ж}}} \right) + \frac{P_{ж} - P_{жном}}{P_{жном}} P_{жном} \frac{\alpha_2}{2\sqrt{P_c - P_{ж}}} - \alpha_2 \sqrt{P_{сном} - P_{жном}} \quad (\text{Г.22})$$

Обозначим:

$$x_{вых1} = \frac{H - H_{ном}}{H_{ном}}; \quad x_{вых2} = \frac{P_c - P_{сном}}{P_{сном}}; \quad x_{вх1} = \frac{P_{см} - P_{смон}}{P_{смон}}; \quad x_{вх2} = \frac{P_{ж} - P_{жном}}{P_{жном}}.$$

$$\rho_{жс} S H_{ном} \frac{dx_{вых1}}{dt} = \frac{A\alpha_1 P_{смон}}{2\sqrt{P_{см} - P_c}} x_{вх1} - \left(\frac{A\alpha_1 P_{сном}}{2\sqrt{P_{см} - P_c}} + \frac{\alpha_2 P_{сном}}{2\sqrt{P_c - P_{ж}}} \right) x_{вых2} + \frac{\alpha_2 P_{жном}}{2\sqrt{P_c - P_{ж}}} x_{вх2} + A\alpha_1 \sqrt{P_{смон} - P_{сном}} - \alpha_2 \sqrt{P_{сном} - P_{жном}} \quad (\text{Г.23})$$

$$\text{Разделим на } \left(\frac{A\alpha_1 P_{смон}}{2\sqrt{P_{см} - P_c}} + \frac{\alpha_2 P_{сном}}{2\sqrt{P_c - P_{ж}}} \right)$$

и получим дифференциальное уравнение для жидкости:

$$\tau_{жс} \frac{dx_{вых1}}{dt} = K_{жс1} x_{вх1} - x_{вых2} + K_{жс2} x_{вх2} + K_{жс3}, \quad (\text{Г.24})$$

где

$$\tau_{ж} = \frac{\rho_{ж} SH_{ном}}{A\alpha_1 P_{с ном} + \frac{\alpha_2 P_{с ном}}{2\sqrt{P_{с м} - P_c}} + \frac{\alpha_2 P_{с ном}}{2\sqrt{P_c - P_{ж}}}}; \quad K_{ж1} = \frac{\frac{A\alpha_1 P_{с ном}}{2\sqrt{P_{с м} - P_c}}}{A\alpha_1 P_{с ном} + \frac{\alpha_2 P_{с ном}}{2\sqrt{P_{с м} - P_c}} + \frac{\alpha_2 P_{с ном}}{2\sqrt{P_c - P_{ж}}}};$$

$$K_{ж2} = \frac{\frac{\alpha_2 P_{ж ном}}{2\sqrt{P_c - P_{ж}}}}{A\alpha_1 P_{с ном} + \frac{\alpha_2 P_{с ном}}{2\sqrt{P_{с м} - P_c}} + \frac{\alpha_2 P_{с ном}}{2\sqrt{P_c - P_{ж}}}}; \quad K_{ж3} = \frac{A\alpha_1 \sqrt{P_{с м ном} - P_{с ном}} - \alpha_2 \sqrt{P_{с ном} - P_{ж ном}}}{A\alpha_1 P_{с ном} + \frac{\alpha_2 P_{с ном}}{2\sqrt{P_{с м} - P_c}} + \frac{\alpha_2 P_{с ном}}{2\sqrt{P_c - P_{ж}}}}$$

Получим дифференциальное уравнение для газа.

Разложим (Г.19) в ряд Тейлора:

$$\frac{MV_c}{RT_c} \frac{d(P_c - P_{с ном})}{dt} = B\alpha_1 \left[\sqrt{P_{с м ном} - P_{с ном}} + \frac{P_{с м} - P_{с м ном}}{2\sqrt{P_{с м} - P_c}} - \frac{P_c - P_{с ном}}{2\sqrt{P_{с м} - P_c}} \right] -$$

$$- \alpha_3 \left[\sqrt{P_{с ном} - P_{г ном}} + \frac{P_c - P_{с ном}}{2\sqrt{P_c - P_г}} - \frac{P_г - P_{г ном}}{2\sqrt{P_c - P_г}} \right] \quad (\text{Г.25})$$

$$\frac{MV_c P_{с ном}}{RT_c} \frac{d \frac{P_c - P_{с ном}}{P_{с ном}}}{dt} = B\alpha_1 \sqrt{P_{с м ном} - P_{с ном}} + \frac{B\alpha_1 P_{с ном}}{2\sqrt{P_{с м} - P_c}} \frac{P_{с м} - P_{с м ном}}{P_{с ном}} -$$

$$- \frac{B\alpha_1 P_{с ном}}{2\sqrt{P_{с м} - P_c}} \frac{P_c - P_{с ном}}{P_{с ном}} - \alpha_3 \sqrt{P_{с ном} - P_{г ном}} - \frac{\alpha_3 P_{с ном}}{2\sqrt{P_c - P_г}} \frac{P_c - P_{с ном}}{P_{с ном}} +$$

$$+ \frac{\alpha_3 P_{г ном}}{2\sqrt{P_c - P_г}} \frac{P_г - P_{г ном}}{P_{г ном}} \quad (\text{Г.26})$$

Обозначим: $x_{вх3} = \frac{P_г - P_{г ном}}{P_{г ном}}$.

$$\frac{MV_c P_{с ном}}{RT_c} \frac{dx_{вых2}}{dt} + \left(\frac{B\alpha_1 P_{с ном}}{2\sqrt{P_{с м} - P_c}} + \frac{\alpha_3 P_{с ном}}{2\sqrt{P_c - P_г}} \right) x_{вых2} = \frac{B\alpha_1 P_{с м ном}}{2\sqrt{P_{с м} - P_c}} x_{вх1} +$$

$$+ \frac{\alpha_3 P_{г ном}}{2\sqrt{P_c - P_г}} x_{вх3} + B\alpha_1 \sqrt{P_{с м ном} - P_{с ном}} - \alpha_3 \sqrt{P_{с ном} - P_{г ном}} \quad (\text{Г.27})$$

Разделим на $\left(\frac{B\alpha_1 P_{с ном}}{2\sqrt{P_{с м} - P_c}} + \frac{\alpha_3 P_{с ном}}{2\sqrt{P_c - P_г}} \right)$

и получим дифференциальное уравнение для газа:

$$\tau_г \frac{dx_{вых2}}{dt} + x_{вых2} = K_{г1} x_{вх1} + K_{г2} x_{вх3} + K_{г3}, \quad (\text{Г.28})$$

где

$$\tau_2 = \frac{\frac{MV_c P_{c \text{ ном}}}{RT_c}}{\frac{B\alpha_1 P_{c \text{ ном}}}{2\sqrt{P_{cm} - P_c}} + \frac{\alpha_3 P_{c \text{ ном}}}{2\sqrt{P_c - P_2}}}; \quad K_{z1} = \frac{\frac{B\alpha_1 P_{c \text{ ном}}}{2\sqrt{P_{cm} - P_c}}}{\frac{B\alpha_1 P_{c \text{ ном}}}{2\sqrt{P_{cm} - P_c}} + \frac{\alpha_3 P_{c \text{ ном}}}{2\sqrt{P_c - P_2}}};$$

$$K_{z2} = \frac{\frac{\alpha_3 P_{z \text{ ном}}}{2\sqrt{P_c - P_2}}}{\frac{B\alpha_1 P_{c \text{ ном}}}{2\sqrt{P_{cm} - P_c}} + \frac{\alpha_3 P_{c \text{ ном}}}{2\sqrt{P_c - P_2}}}; \quad K_{z3} = \frac{\frac{B\alpha_1 \sqrt{P_{cm \text{ ном}} - P_{c \text{ ном}}} - \alpha_3 \sqrt{P_{c \text{ ном}} - P_{z \text{ ном}}}}{\frac{B\alpha_1 P_{c \text{ ном}}}{2\sqrt{P_{cm} - P_c}} + \frac{\alpha_3 P_{c \text{ ном}}}{2\sqrt{P_c - P_2}}}}$$

Таким образом, имеем систему дифференциальных уравнений (Г.24), (Г.28), описывающих процесс сепарации жидкости от газа.

Применим прямое преобразование Лапласа и получим передаточные функции по различным каналам сепаратора:

$$W_1(p) = \frac{L\{x_{\text{ВЫХ1}}\}}{L\{x_{\text{ВХ1}}\}} = \frac{K_{ж1}}{\tau_{ж} p}; \quad (\text{Г.29})$$

$$W_2(p) = \frac{L\{x_{\text{ВЫХ1}}\}}{L\{x_{\text{ВХ2}}\}} = \frac{K_{ж2}}{\tau_{ж} p}; \quad (\text{Г.30})$$

$$W_3(p) = \frac{L\{x_{\text{ВЫХ1}}\}}{L\{x_{\text{ВЫХ2}}\}} = \frac{-1}{\tau_{ж} p}; \quad (\text{Г.31})$$

$$W_4(p) = \frac{L\{x_{\text{ВЫХ2}}\}}{L\{x_{\text{ВХ1}}\}} = \frac{K_{z1}}{\tau_2 p + 1}; \quad (\text{Г.32})$$

$$W_5(p) = \frac{L\{x_{\text{ВЫХ2}}\}}{L\{x_{\text{ВХ3}}\}} = \frac{K_{z2}}{\tau_2 p + 1}. \quad (\text{Г.33})$$

Структурная схема процесса сепарации жидкости от газа представлена на рис. Г.5.

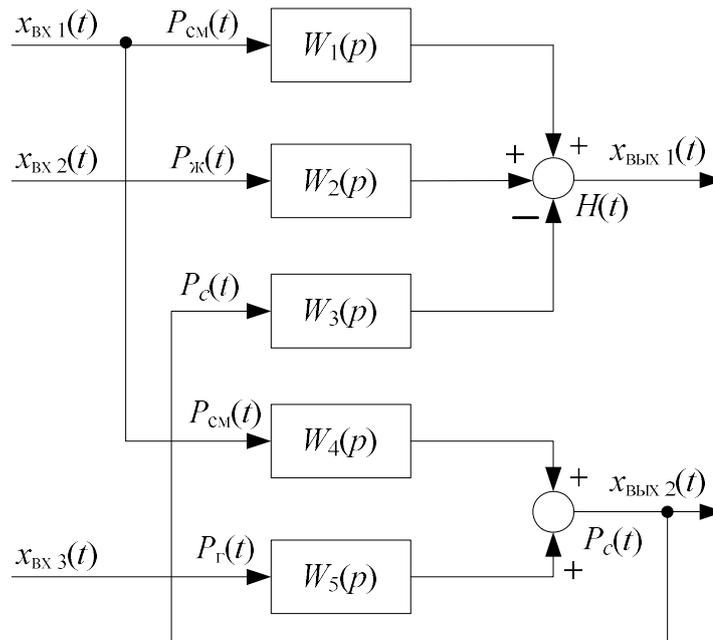


Рис. Г.5 - Структурная схема сепарации жидкости от газа

Математическая модель процесса нагрева нефти (в подогревателе, печи, теплообменнике)

Сигнальный граф для анализа процесса нагрева нефти представлен на рис. Г.6.

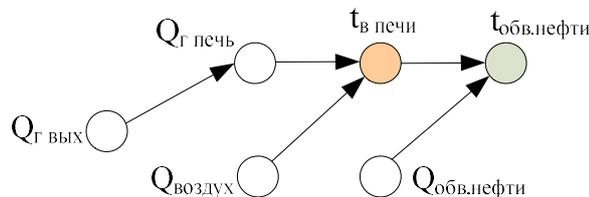


Рис. Г.6 - Сигнальный граф (фрагмент для печи):

● - управляемые параметры, ● - выходные параметры

○ - технологические переменные

Условные обозначения вершин графа:

$Q_{Г\text{ вых}}$ — количество газа, отбираемого на выходе сепаратора;

$Q_{Г\text{ печь}}$ — количество газа, подаваемого в печь;

$Q_{\text{воздух}}$ — количество воздуха, подаваемого в печь;

$t_{\text{в печи}}$ — температура в печи;

$Q_{\text{обв.нефти}}$ — количество нагреваемой обводненной нефти;

$t_{\text{обв.нефти}}$ – температура обводненной нефти.

Для построения математического описания данной модели приняты следующие допущения:

- 1) поток, проходящий через подогреватель, описывается гидродинамической моделью идеального смешения; внутри подогревателя сосредоточенные параметры;
- 2) поток в змеевике описывается гидродинамической моделью идеального вытеснения; внутри змеевика параметры распределенные (температура зависит от координаты, меняется по длине змеевика);
- 3) рассматривается стационарный режим работы подогревателя (за малые промежутки времени параметры не изменяются в широких пределах);
- 4) коэффициент теплопередачи постоянен по площади поверхности змеевика;
- 5) никаких процессов, кроме теплопередачи, не происходит;
- 6) теплоемкости теплоносителей одинаковы и не меняются с изменением температуры;
- 7) давление постоянно.

Схема процесса нагрева нефти представлена на рис. Г.7.

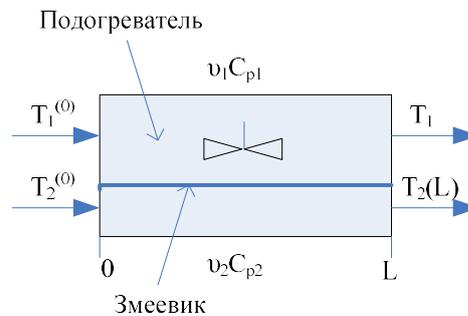


Рис. Г.7 - Упрощенная схема подогревателя нефти

Уравнение теплового баланса для потока теплоносителя в подогревателе:

$$g_1^{(0)} C_{p1}^{(0)} T_1^{(0)} - g_1 C_{p1} T_1 + F^T \Delta q_1^T = 0. \quad (\text{Г.34})$$

Выражение для локальной интенсивности теплопередачи для потока теплоносителя в подогревателе:

$$\Delta q_1^T = K^T (T_2 - T_1). \quad (\text{Г.35})$$

Уравнение теплового баланса для потока нефти в змеевике:

$$\mathcal{G}_2 C_{p2} \frac{dT_2}{dl} = \frac{F^T}{L} \Delta q_2^T. \quad (\text{Г.36})$$

Выражение для локальной интенсивности теплопередачи для потока нефти в змеевике:

$$\Delta q_2^T = K^T (T_1 - T_2). \quad (\text{Г.37})$$

Учитывая, что локальные интенсивности теплопередачи обоих потоков совпадают по величине, но различны по знаку:

$$\Delta q^T = \Delta q_1^T = -\Delta q_2^T \quad (\text{Г.38})$$

уравнение общего теплового баланса:

$$\mathcal{G}_1^{(0)} C_{p1}^{(0)} T_1^{(0)} - \mathcal{G}_1 C_{p1} T_1 + [F^T \Delta q^T]_{cp} = 0, \quad (\text{Г.39})$$

уравнение теплового баланса для потока нефти в змеевике:

$$\mathcal{G}_2 C_{p2} \frac{dT_2}{dl} = \frac{F^T}{L} (-\Delta q^T). \quad (\text{Г.40})$$

Усредненное значение скорости теплопередачи $[F^T \Delta q^T]_{cp}$ находим интегрированием функции $[F^T \Delta q^T]_{cp}$ по длине змеевика и делением на длину змеевика:

$$[F^T \Delta q^T]_{cp} = \frac{1}{L} \int_0^L F^T \Delta q^T dl = -\mathcal{G}_2 C_{p2} \int_0^L \frac{dT_2}{dl} dl = -\mathcal{G}_2 C_{p2} [T_2(L) - T_2(0)]. \quad (\text{Г.41})$$

Подставляя выражение для функции $[F^T \Delta q^T]_{cp}$, уравнение общего теплового баланса для подогревателя нефти:

$$-\mathcal{G}_2 C_{p2} [T_2(L) - T_2(0)] + \mathcal{G}_1^{(0)} C_{p1}^{(0)} T_1^{(0)} - \mathcal{G}_1 C_{p1} T_1 = 0. \quad (\text{Г.42})$$

Система уравнений математического описания процесса нагрева нефти имеет вид:

1. $f_1 \equiv \mathcal{G}_1^{(0)} C_{p1}^{(0)} T_1^{(0)} - \mathcal{G}_1 C_{p1} T_1 - \mathcal{G}_2 C_{p2} [T_2(L) - T_2(0)] = 0;$
2. $\frac{T_2(L) - T_2(0)}{\Delta l} \equiv \frac{F^T}{L \mathcal{G}_2 C_{p2}} (-\Delta q^T) \equiv f_2;$ (Г.43)
3. $\Delta q^T = K^T (T_2 - T_1);$
4. $T_2(0) = T_2^{(0)}.$

Информационная матрица системы уравнений МО, соответствующая системе уравнений (Г.43), приведена в табл. Г.2.

Информационная матрица системы уравнений математического описания процесса нагрева нефти в подогревателе

n \ p	T_1	$T_2(0)$	$T_2(L)$	Δq^T	№
1 Кор.ур.	⊕	⊕	⊕		4
2 Диф.ур.		⊕	⊕	⊕	3
3	⊕	⊕		⊕	2
4		⊕			1

Блок-схема алгоритма расчета процесса нагрева нефти изображена на рис. Г.8.

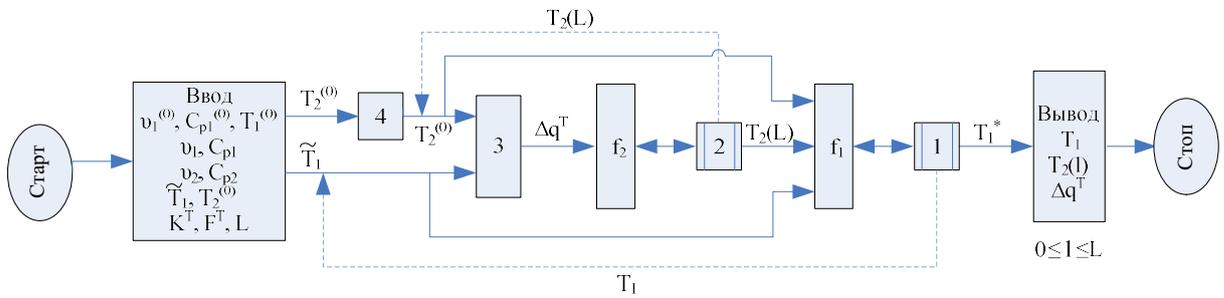


Рис. Г.8 - Блок-схема алгоритма расчета процесса нагрева нефти

Приложение Д

Расчет материального и теплового баланса установки предварительного сброса пластовой воды и подбор состава и типоразмера технологического оборудования при проектировании установки

Таблица Д.1

Исходные данные по сырой нефти и требования к товарной нефти

Характеристика сырой и товарной нефтей	Значение	Ед.измерения
Годовая мощность установки по сырью	10219334	т/год
Годовая продолжительность работы установки	350.00	дней
	24.00	часа
	8 400.00	часов в год
Обводненность сырой нефти	25.00	% масс
Процентное содержание нефти в сырой нефти	75	% масс
Содержание воды в товарной нефти	0.20	% масс
Содержание нефти в подтоварной воде	0.10	% масс
Плотность товарной нефти при 20 °С	832	кг/м ³
Плотность пластовой воды при 20 °С	1064	кг/м ³
Кинематическая вязкость товарной нефти при 20 °С	4.76	мм ² /с
Кинематическая вязкость товарной нефти при 50 °С	2.26	мм ² /с

Таблица Д.2

Химический состав нефти

Компонент	CO2	N2	CH4	C2H6	C3H8	i-C4H10	n-C4H10	n-C5H12	Итого
% мол.	0.28	0.45	36.34	9.87	11.62	2.64	5.63	2.18	100.00
								2.50	28.49

Первая ступень сепарации нефти (технологические параметры):

T, °С	10
P, МПа	0.3
t, мин не менее	9

Таблица Д.3
Материальный баланс сепарации первой ступени

Приход			Расход			
Эмульсия	% масс	т/ч	т/год	% масс	т/ч	т/год
Эмульсия				83.69039831		
нефть	75.00	912.4405357	7 664 500.50	70.12799496	714.02	5 997 767.83
вода	25.00	304.1468452	2 554 833.50	29.87200504	304.15	2 554 833.50
				Всего	1018.17	8 552 601.33
				газ	198.42	1 666 732.67
Итого	100.00	1 216.59	10 219 334.00	100	1 216.59	10 219 334.00

Предварительный сброс пластовой воды и вторая ступень сепарации нефти (технологические параметры):

Т, °С	26
Р, МПа	0.2
t, мин	36

Таблица Д.4
Материальный баланс блока УПСВ

Приход			Расход			
Эмульсия	% масс	т/ч	т/год	% масс	т/ч	т/год
Эмульсия				76.91283907		
нефть	70.13	714.0200	5 997 767.83	85	665.6359	5 591 341.22
вода	29.87	304.1468	2 554 833.50	15	117.4652	986 707.27
				Всего	783.1010	6 578 048.50
				Подт. Вода	18.35	
				нефть	0.1	1 569.70
				вода	99.9	1 568 126.23
Итого	100.00	1018.1668	8 552 601.33	100.00	186.8686	1 569 695.92
				газ	4.73372832	404 856.91
				Итого	1018.1668	8 552 601.33

Стадия глубокого обезвоживания (технологические параметры):

Т, °С	26
Р, МПа	0.12
t, мин	36

Таблица Д.5

Материальный баланс блока глубокого обезвоживания

Эмульсия	Приход			Расход			
	% масс	т/ч	т/год	Тов. нефть	% масс	т/ч	т/год
нефть	85	665.6359	5 591 341.22	нефть	99.8	665.5196	5 590 364.74
вода	15	117.4652	986 707.27	вода	0.2	1.3337	11 203.14
				Всего	100.00	666.8533	5 601 567.88
				Пласт. вода	14.84		
				нефть	0.1	0.1162	976.48
				вода	99.9	116.1314	975 504.14
Итого	100.00	783.1010	6 578 048.4968	Всего	100.00	116.2477	976 480.62
				Итого	100.00	783.1010	6 578 048.4968

Концевая ступень сепарации (технологические параметры):

Т, °С	26
Р, МПа	0.1 (0,005 - 0,04)
t, мин не менее	9

Таблица Д.6

Материальный баланс блока КСУ

Эмульсия	Приход			Расход			
	% масс	т/ч	т/год	Тов. нефть в т.ч.	% масс	т/ч	т/год
нефть	99.8	665.5196	5 590 364.74	нефть	99.79664852	654.5291	5 498 044.13
вода	0.2	1.3337	11 203.14	вода	0.203351478	1.3337	11 203.14

Окончание табл. Д.6

		Всего	100.00	655.8628	5 509 247.26
		Пласт. вода			
		газ	1.648120933	10.9905	92 320.61
Итого	100.00	Итого	100	666.8533	5 601 567.8774

Таблица Д.7

Общий материальный баланс установки

Эмульсия	Приход		Расход			
	% масс	т/ч	т/год	% масс	т/ч	т/год
нефть	75.00	912.4405	7664500.5000	53.91	654.5291	5 498 044.13
вода	25.00	304.1468	2554833.5000	99.79664852	1.3337	11 203.14
				0.203351478	1.3337	11 203.14
				100	655.8628	5 509 247.26
			газ	2.1.17	257.6084	2 163 910.19
			Подтоварная вода в т.ч.	24.92		
			вода	99.9	302.8131	2 543 630.36
			нефть	0.1	0.3031	2 546.18
			Всего	100	303.1163	2546176.5408
Итого	100.00	1216.5874	10 219 334.0000	100.00	216.5874	10 219 334.0000

Подбор основного оборудования

Таблица Д.8

Расчет процесса сепарации концевой ступени и подбор сепаратора КСУ

Время пребывания жидкости в аппарате t	9	мин		
коэф., учитывающий неравномерность поступления жидкости К	1.37			
расход нефти с обводненностью 0,2% Gн	666853.3187	кг/ч		
Количество рабочих аппаратов n	1	Резерв	1	
Общее количество аппаратов (раб, резерв) n	2			

Окончание табл. Д.8

степень заполнения аппарата f	0.5				
плотность нефти с обводненностью 0,2% при 20°C рн	832.464	кг/м ³			
	0.000739148				
плотность нефти с обводненностью 0,2% рн при 35°C	828.0291149	кг/м ³			
объем сепаратора КСУ	330.9988853	м ³	принимаем V	150	м ³ основной резерв
Общее количество аппаратов	6		принимаем V	150	м ³ резерв
объем аппарата	150	м ³			
Производительность по жидкости	805.35	м ³ /ч			
Производительность по газу	3449.611954	м ³ /ч			

Таблица Д.9

Расчет процесса глубокого обезвоживания и подбор аппарата глубокого обезвоживания

Время пребывания жидкости в аппарате t	36	мин			
коэф., учитывающий неравномерность поступления жидкости K	1.37				
Количество рабочих аппаратов n	1		Резерв	1	
Общее количество аппаратов (раб, резерв) n	2				
степень заполнения аппарата f	0.61				
расход нефти с обводненностью 5% Gn	783101.0115	кг/ч		907.7989475	м ³ /ч
плотность нефти с обводненностью 5% при 20°C рн	866.8	кг/м ³			18794.424
	0.000693824				т/сут
плотность нефти с обводненностью 5% при 35°C рн	862.637056	кг/м ³			
	1223.296287	м ³			
Количество рабочих аппаратов	7		принимаем V	200	м ³ основной резерв
Количество резервных аппаратов	7		принимаем V	200	м ³ резерв
Общее количество аппаратов	14				

Таблица Д.10

Расчет процесса нагрева

плотность эмульсии при 20°C рэ	890	кг/м ³
alfa	0.0006632	
температура Т	15	°C
плотность эмульсии при 15°C рэ	893.316	кг/м ³
Энтальпия эмульсии на входе в печь	18565.5468	
Энтальпия эмульсии на выходе из печи	48214.04992	
Полезная тепловая нагрузка печи	8385311.745	Вт
Коэффициент теплопередачи для ПТБ-10, К	20	Вт/м ² *К
Средняя температура дымовых газов	600	°C
Средний температурный напор	582	°C
Необходимая площадь поверхности нагрева	720.3876069	м ²
Площадь поверхности нагрева стандартной печи ПТБ-10	1150	м ²
Количество печей ПТБ-10	1	

Таблица Д.11

Расчет процесса предварительного обезвоживания и подбор аппарата

Время пребывания жидкости в аппарате t	36	мин				
плотность эмульсии при 40°C рэ	886.0208	кг/м ³				
V	1548.520672	м ³				
Количество рабочих аппаратов	8		принимаем V	200	м ³	основной
Количество резервных аппаратов	8		принимаем V	200	м ³	резерв
Общее количество аппаратов	16					
расход эмульсии	1149.145511	м ³ /ч				
Объем аппарата	200	м ³				
Производительность по жидкости	1149.145511	м ³ /ч				
Производительность по воде	175.6283478	м ³ /ч				

Таблица Д.12

Расчет процесса первой ступени сепарации и подбор сепаратора

Время пребывания жидкости в аппарате t	9	мин		
коэф., учитывающий неравномерность поступления жидкости К	1.37			
расход эмульсии с обводненностью 40% Gэ	1216587.381	кг/ч		
Количество рабочих аппаратов n	1	Резерв	1	
Общее количество аппаратов (раб, резерв) n	2			
степень заполнения аппарата f	0.5			
плотность эмульсии с обводненностью 40% при 20°C рэ	890	кг/м ³		
alfa	0.0006632			
плотность эмульсии с обводненностью 40% рн при 5°C	896.632	кг/м ³		
объем сепаратора 1й ступени для суммарного объема эмульсии	557.6617983	м ³		принимаем V 150
общее количество аппаратов	8			принимаем V 150 резерв

Таблица Д.13

Подбор газосепаратора 1 ступени

Температура в газосепараторе	10	°C		
Давление в газосепараторе	0.3	МПа		
Требуемая скорость газа в аппарате	0.38937839	м/с		
Максимальный расход газа	145290.335	м ³ /ч	2421.505583	м ³ /мин
Диаметр газосепаратора	5.81743211	м	принимаем	
Количество газосепараторов ГС	0		2	м ГС
Количество газосепараторов СЦВ	1		1.42	м СЦВ
				определяется по производительности

Таблица Д.14

Подбор резервуара

Объемный расход товарной нефти	788.2965981	м ³ /ч		
Запас нефти в товарном парке	18919.11835	м ³		принимаем V 20000
Необходимое количество резервуаров	1			

Таблица Д.15

Подбор насосного оборудования

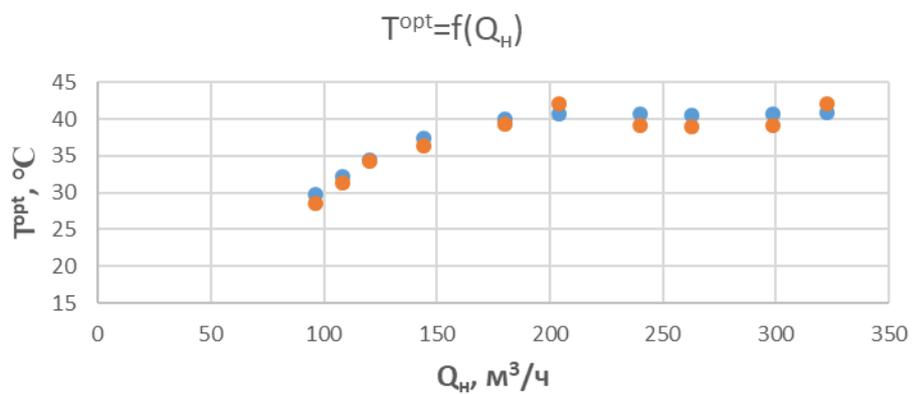
Давление на всасе	0.1	МПа		
Давление на выкиде	1.5	МПа		
Производительность насоса	0.218971277	м ³ /с	условие	п
Производительность насоса	788.2965981	м ³ /ч	300	2.627655327
Полный напор насоса	171.5282679	м		
Полезная мощность насоса	306.5597881	кВт		
Мощность на валу насоса	437.9425545	кВт		
Мощность, потребляемая электродвигателем насоса	486.6028383	кВт	принимаем насос ЦНСн	
Установочная мощность двигателя	535.2631222	кВт	производительностью	300
Количество насосов	3		напором	180

Таблица Д.16

Подбор газосепаратора УПСВ

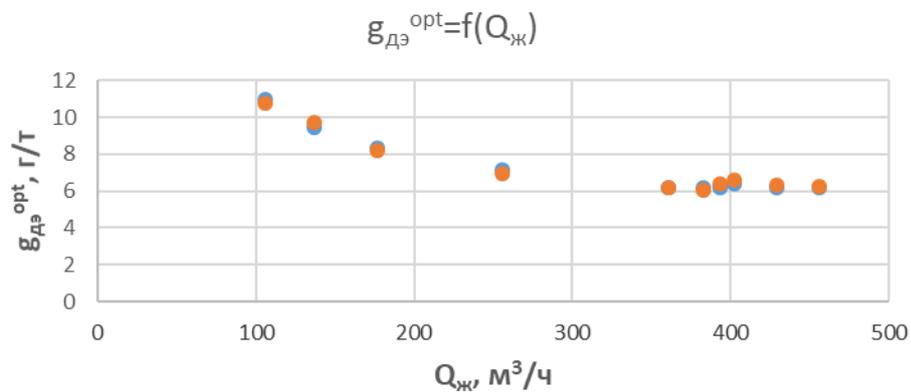
Температура в газосепараторе	10	°С		
Давление в газосепараторе	0.2	МПа		
Требуемая скорость газа в аппарате	0.44937288	м/с		
Максимальный расход газа	23167.87756	м ³ /ч	386.1312926	м ³ /мин
Диаметр газосепаратора	2.495592046	м	принимаем Двн	2.0
Количество газосепараторов ГС	0			ГС
Количество газосепараторов СЦВ	1			0.72
				СЦВ
				определяется по производительности

Приложение Е



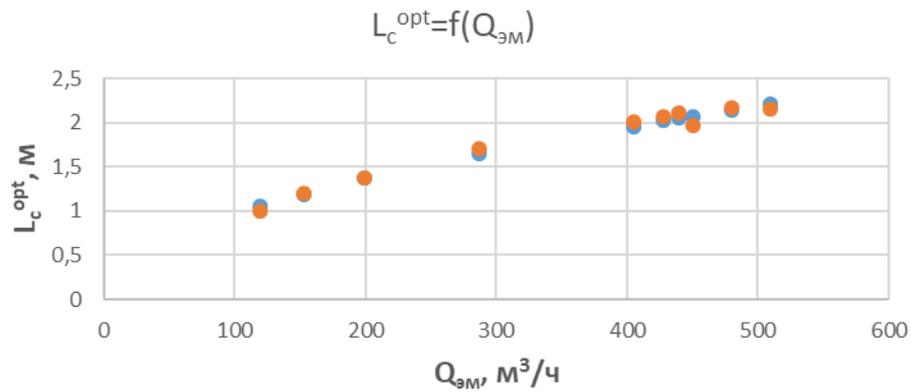
- T^{opt} - в решении задачи оптимизации по НС модели с исх.значениями коэф-тов
- T^{opt} - в решении задачи оптимизации с произвольными допуст.значениями коэф-тов, $n=5$

Рис. Е.1 – Иллюстрация методики определения настроечного коэффициента для аппаратурного оформления стадии нагрева $n_3=5$



- $g_{дэ}^{opt}$ - в решении задачи оптимизации по НС модели с исх.значениями коэф-тов
- $g_{дэ}^{opt}$ - в решении задачи оптимизации с произвольными допуст.значениями коэф-тов, $n=2$

Рис. Е.2 – Иллюстрация методики определения настроечного коэффициента для аппаратурного оформления стадии предварительного обезвоживания $n_2=2$



- L_c^{opt} - в решении задачи оптимизации по НС модели с исх. значениями коэф-тов
- L_c^{opt} - в решении задачи оптимизации с произвольными допуст. значениями коэф-тов, $n=3$

Рис. Е.3 – Иллюстрация методики определения настроечного коэффициента для аппаратного оформления стадии первой ступени сепарации $n_1=3$

Разработка нейросетевых моделей стадий, связывающих значения коэффициентов моделей стадий с их входными, выходными и управляющими переменными:

Name	Value	Size	Min	Max
in	<5x132 double>	5x132	0.0400	319
k	<1x132 double>	1x132	0.8000	0.9500
lg	<1x132 double>	1x132	0.7500	1.7400
network1_outputs	<1x132 double>	1x132	0.8189	0.9321
qn1	<1x132 double>	1x132	63	319
qtn	<1x132 double>	1x132	59.8500	279.1300
wn1	<1x132 double>	1x132	0.0400	0.5200
wtn	<1x132 double>	1x132	0.0500	0.5500

Рис. Е.4 – Формирование массивов входных, выходных и управляющих переменных стадий для обучения НС

Переменные входа сети объединяются в один вектор:

```
>> in=[wtn; qn1; wn1; qtn; lg];
```

Выход сети – коэффициенты модели стадии k.

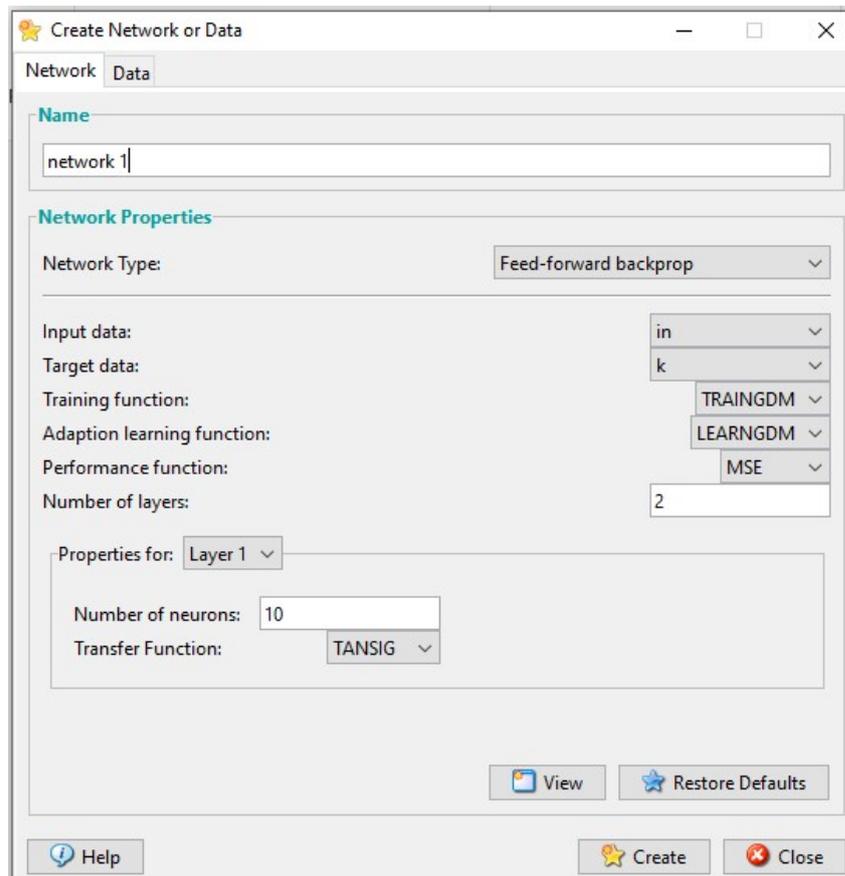


Рис. Е.5 – Окно создания нейронной сети

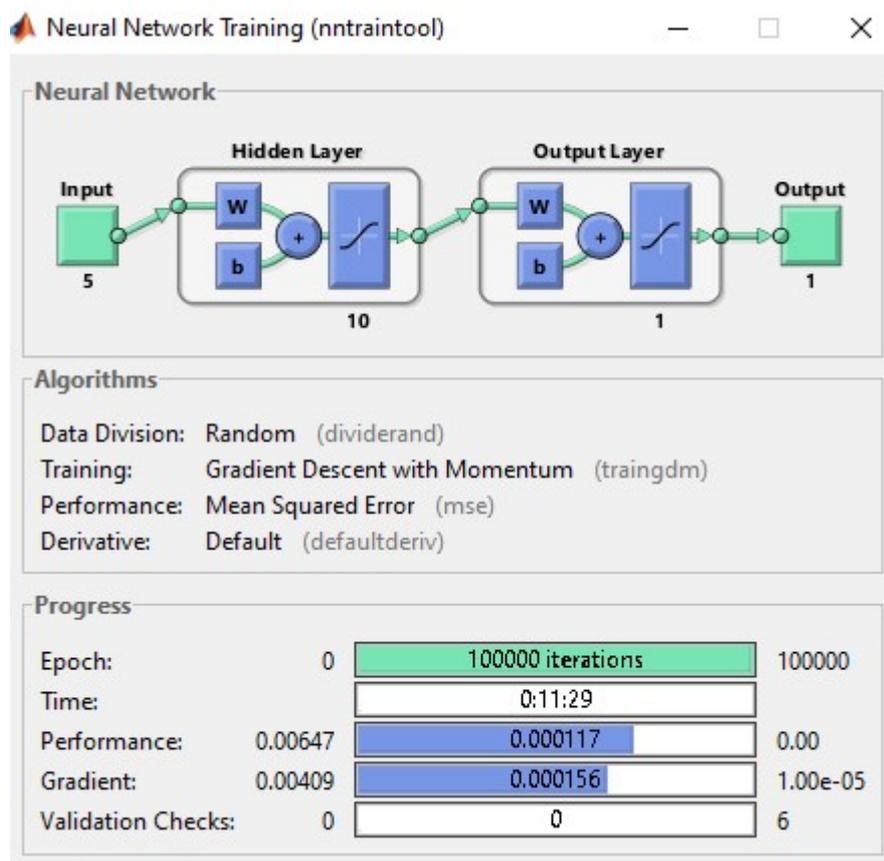


Рис. Е.6 – Окно обучения нейронной сети

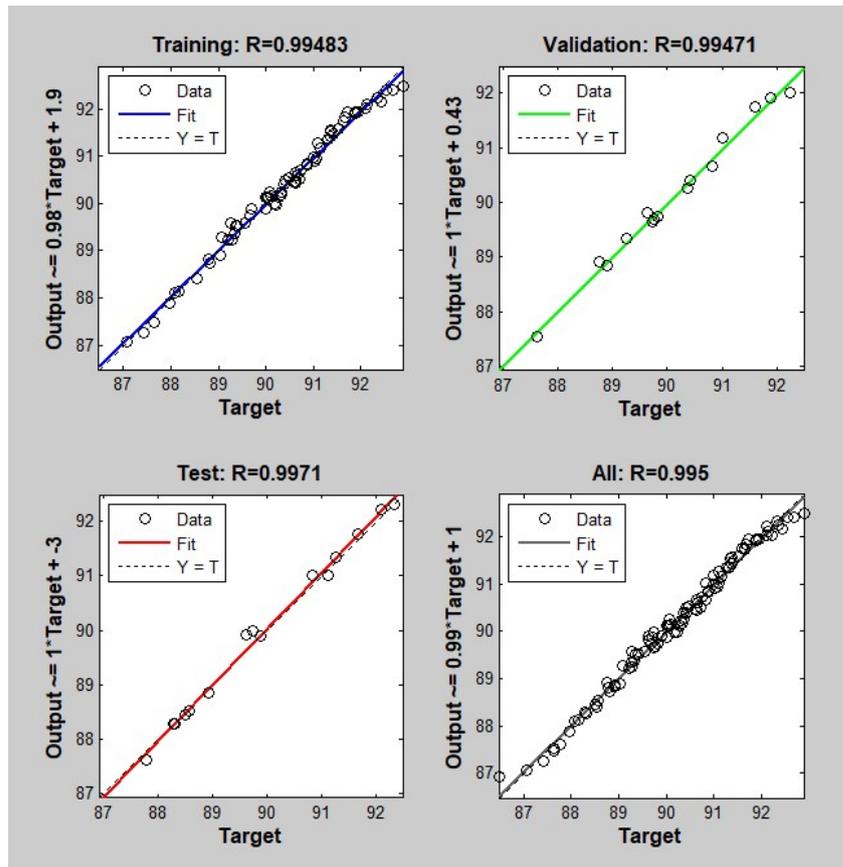


Рис. Е.7 – Обучающая способность сети для нахождения коэффициента модели стадии нагрева

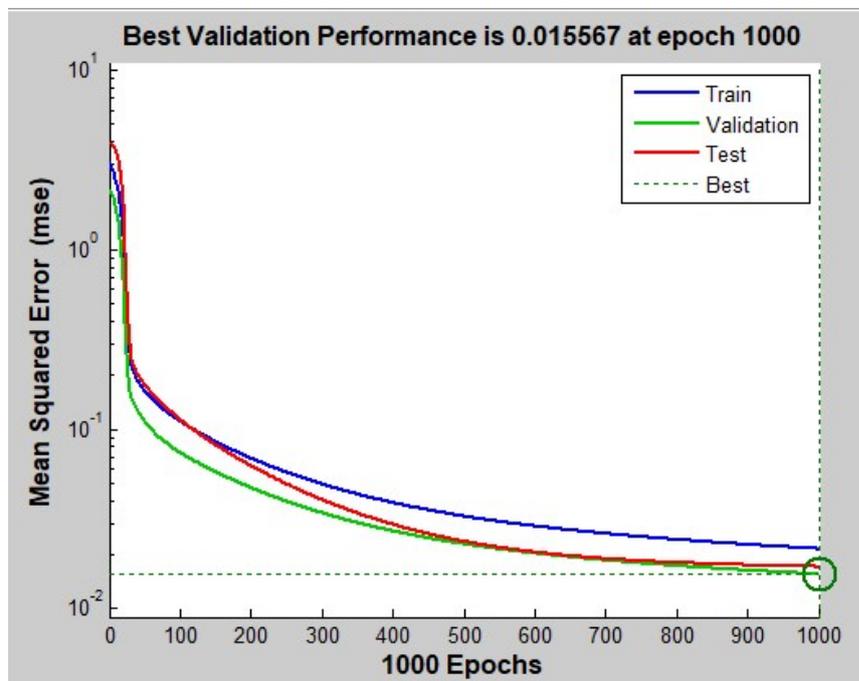


Рис. Е.8 - Среднеквадратичная ошибка сети для нахождения коэффициента модели стадии нагрева

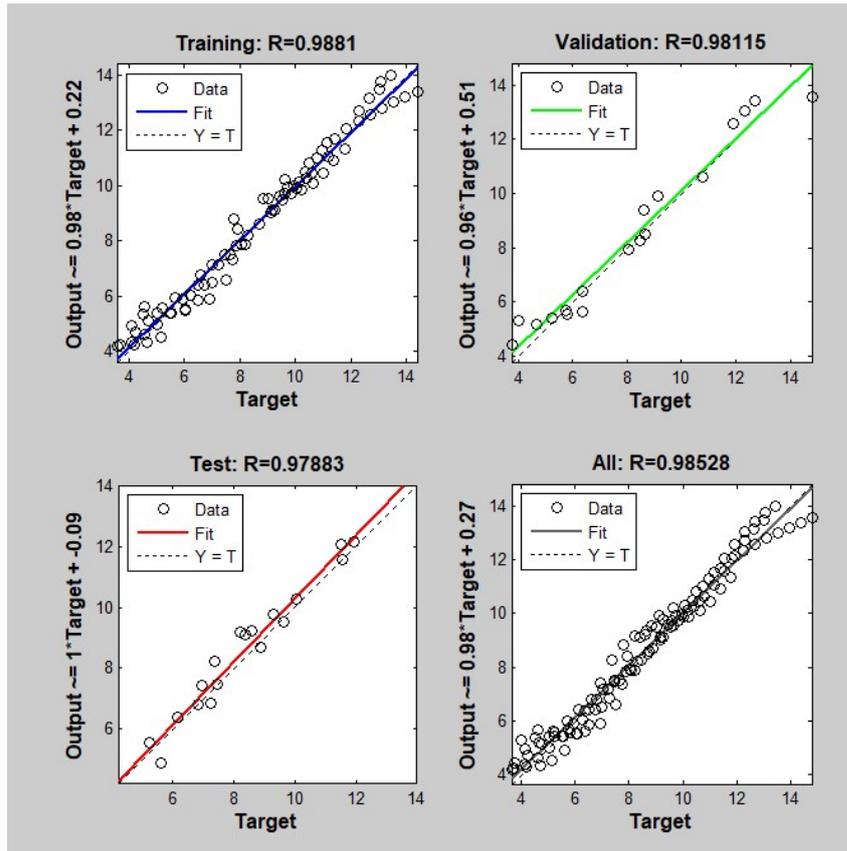


Рис. Е.9 – Обучающая способность сети для нахождения коэффициента модели стадии предварительного обезвоживания

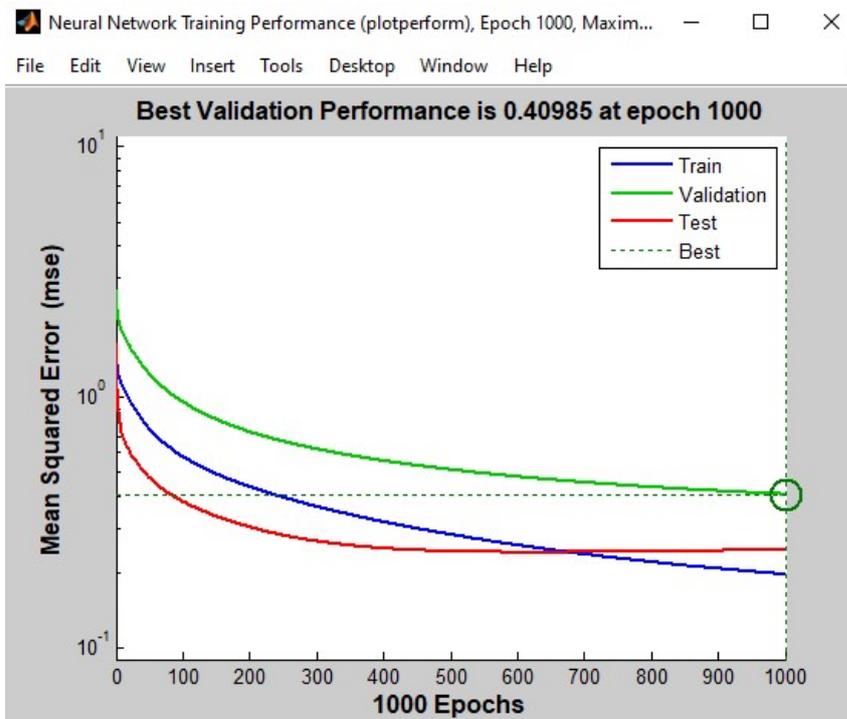


Рис. Е.10 - Среднеквадратичная ошибка сети для нахождения коэффициента модели стадии предварительного обезвоживания

Таблица Е.1

Результаты оценки коррекции управляющих переменных стадии нагрева
по адаптированным моделям

№ п/п	Входные переменные $\vec{X}^{(2)}$		Параметры модели стадии		Управляющие переменные $\vec{U}_{opt}^{(3)}$		Выходные переменные $\vec{X}^{(4)}$		Зн-я относительных отклонений вых. перемен. $\delta^{(4)}, \%$
	$Q_n,$ м ³ /ч	$W_n, \%$	$K^{(3)}$ до идентификации для обучения	$K^{(3)кор}$ = NET $\left(\vec{X}^{(2)}, Q_{n1изм}^{(4)}, T_{opt}^{(3)}\right)$	$T_{opt}^{(3)}, \text{ }^\circ\text{C}$ на исх.моделях	$T_{opt}^{(3)кор}, \text{ }^\circ\text{C}$ по выр-ю (4.1) при $n_3=5$	Расщ. зн-я $Q_{n1расч}^{(4)},$ м ³ /ч	Изм. зн-я $Q_{n1изм}^{(4)},$ м ³ /ч	
1	96	6	0,830	0,824	29,69	28,63	79,38	80	0,78
2	108	7	0,930	0,925	32,23	31,37	90,52	90	0,58
3	120	8	0,850	0,849	34,52	34,32	99,94	100	0,06
4	144	9	0,870	0,865	37,34	36,28	120,67	120	0,56
5	180	10	0,900	0,897	39,99	39,33	149,50	150	0,33
6	204	9	0,910	0,916	40,69	42,05	171,17	170	0,69
7	240	8	0,890	0,883	40,73	39,15	198,50	200	0,75
8	263	7	0,860	0,853	40,60	38,97	224,27	220	1,94
9	299	6	0,840	0,833	40,79	39,12	248,05	250	0,78
10	323	5	0,830	0,835	40,80	42,04	274,86	270	1,80

Таблица Е.2

Результаты оценки коррекции управляющих переменных стадии
предварительного обезвоживания по адаптированным моделям

№ п/п	Входные переменные $\vec{X}^{(1)}$		Параметры модели стадии		Управляющие переменные $\vec{U}_{opt}^{(2)}$		Выходные переменные $\vec{X}^{(2)}$		Зн-я относительных отклонений вых. перемен. $\delta^{(2)}, \%$
	$Q_{жс},$ м ³ /ч	$W_{жс}, \%$	$K^{(2)}$ до идентификации для обучения	$K^{(2)кор}$ = NET $\left(\vec{X}^{(1)}, Q_{nизм}^{(2)}, g_{opt}^{(2)}\right)$	$g_{opt}^{(2)}, \text{ Г/Т}$ на исх.моделях	$g_{opt}^{(2)кор}, \text{ Г/Т}$ по выр-ю (4.1) при $n_2=2$	Расщ. зн-я $Q_{nрасч}^{(2)},$ м ³ /ч	Изм. зн-я $Q_{nизм}^{(2)},$ м ³ /ч	
1	106	20	0,59	0,583	11,00	10,74	95,95	96	0,05
2	137	30	0,55	0,557	9,48	9,72	108,08	108	0,07
3	177	40	0,52	0,517	8,32	8,22	117,79	120	1,84
4	256	50	0,48	0,472	7,16	6,92	144,23	144	0,16
5	402	60	0,44	0,448	6,36	6,59	173,52	180	3,6
6	456	60	0,43	0,433	6,19	6,28	210,94	204	3,4
7	429	50	0,45	0,456	6,18	6,35	239,90	240	0,04
8	393	40	0,47	0,478	6,21	6,42	265,97	263	1,13
9	383	30	0,49	0,486	6,17	6,07	289,25	299	3,26
10	361	20	0,57	0,572	6,16	6,20	332,88	323	3,06

Результаты оценки коррекции управляющих переменных стадии сепарации
первой ступени по адаптированным моделям

№ п/п	Входные переменные $\vec{X}^{(0)}$		Параметры модели стадии		Управляющие переменные $\vec{U}_{opt}^{(1)}$		Выходные переменные $\vec{X}^{(1)}$		Зн-я относительных отклонений вых. перемен. $\delta^{(1)}$, %
	$Q_{эм}$, м ³ /ч	$W_{эм}$, %	$K^{(1)}$ до идентификации для обучения	$K^{(1)кор}$ = NET $(\vec{X}^{(0)},$ $Q_{жизм}^{(1)},$ $L_{opt}^{(1)})$	$L_{opt}^{(1)}$, м на исх. моделях	$L_{opt}^{(1)кор}$, м по выр-ю (4.1) при $n_I=3$	Рассч. зн-я $Q_{ж расч}^{(1)}$, м ³ /ч	Изм. зн-я $Q_{жизм}^{(1)}$, м ³ /ч	
1	119	36	0,925	0,911	1,05	1,00	104,44	106	1,47
2	153	27	0,825	0,828	1,19	1,20	137,03	137	0,02
3	199	36	0,9	0,902	1,37	1,38	175,77	177	0,69
4	287	45	0,85	0,859	1,65	1,70	258,48	256	0,97
5	450	54	0,875	0,860	2,07	1,97	397,38	402	1,15
6	510	54	0,875	0,868	2,21	2,16	459,88	456	0,85
7	480	45	0,85	0,855	2,14	2,18	426,21	429	0,65
8	440	36	0,9	0,909	2,05	2,11	405,34	393	3,14
9	428	27	0,825	0,832	2,02	2,07	379,13	383	1,01
10	405	18	0,925	0,932	1,96	2,00	362,34	361	0,37

Приложение Ж

Разработка нейросетевых моделей, связывающих значения оптимальных управляющих переменных стадий с их входными переменными

Первая ступень сепарации:

вход 1 $Q_{эм}$, м³/ч

$q_{ам}=[89.161,101.921,\dots,496.634,579.463];$

вход 2 $w_{эм}$, %

$w_{ам}=[17.81440983,26.72475422,\dots, 26.81847646,35.78367212];$

выход 1 $P_c(opt)$, МПа

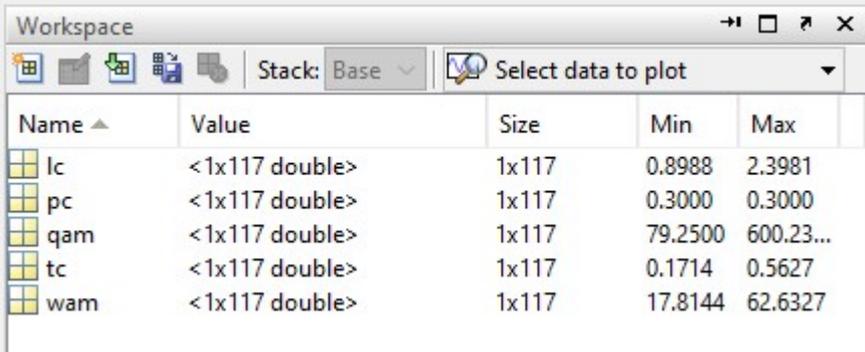
$p_c=[0.3,0.3,\dots,0.3,0.3];$

выход 2 $L_c(opt)$, м

$l_c=[0.898823057,0.964499848,\dots,2.178506733,2.3557246];$

выход 3 $t_c(opt)$, ч

$t_c=[0.171383879,0.188526048,\dots,0.505391573,0.551646856].$



Name	Value	Size	Min	Max
l_c	<1x117 double>	1x117	0.8988	2.3981
p_c	<1x117 double>	1x117	0.3000	0.3000
q_ам	<1x117 double>	1x117	79.2500	600.23...
t_c	<1x117 double>	1x117	0.1714	0.5627
w_ам	<1x117 double>	1x117	17.8144	62.6327

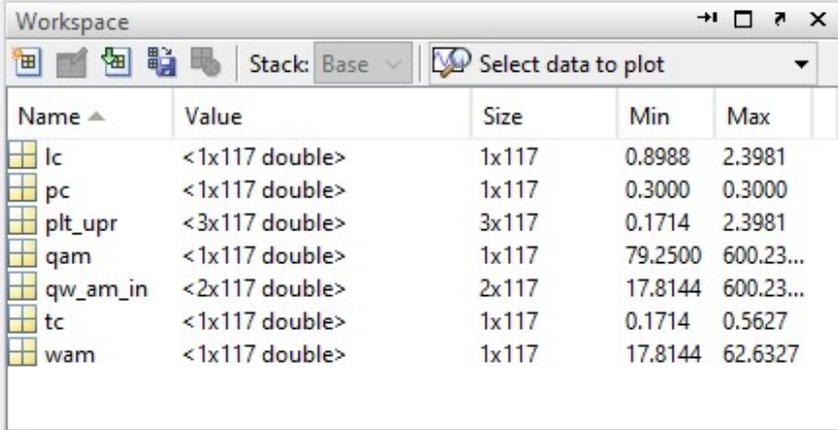
Рис. Ж.1 – Формирование массивов входных и управляющих переменных для обучения НС стадии первой ступени сепарации

Объединяем входы в один вектор:

$qw_am_in=[q_{ам}; w_{ам}].$

Объединяем выходы (управляющие переменные) в один вектор:

$plt_upr=[p_c;l_c;t_c].$



Name	Value	Size	Min	Max
l_c	<1x117 double>	1x117	0.8988	2.3981
p_c	<1x117 double>	1x117	0.3000	0.3000
plt_upr	<3x117 double>	3x117	0.1714	2.3981
q_ам	<1x117 double>	1x117	79.2500	600.23...
qw_am_in	<2x117 double>	2x117	17.8144	600.23...
t_c	<1x117 double>	1x117	0.1714	0.5627
w_ам	<1x117 double>	1x117	17.8144	62.6327

Рис. Ж.2 – Формирование векторов входа и выхода НС стадии первой ступени сепарации

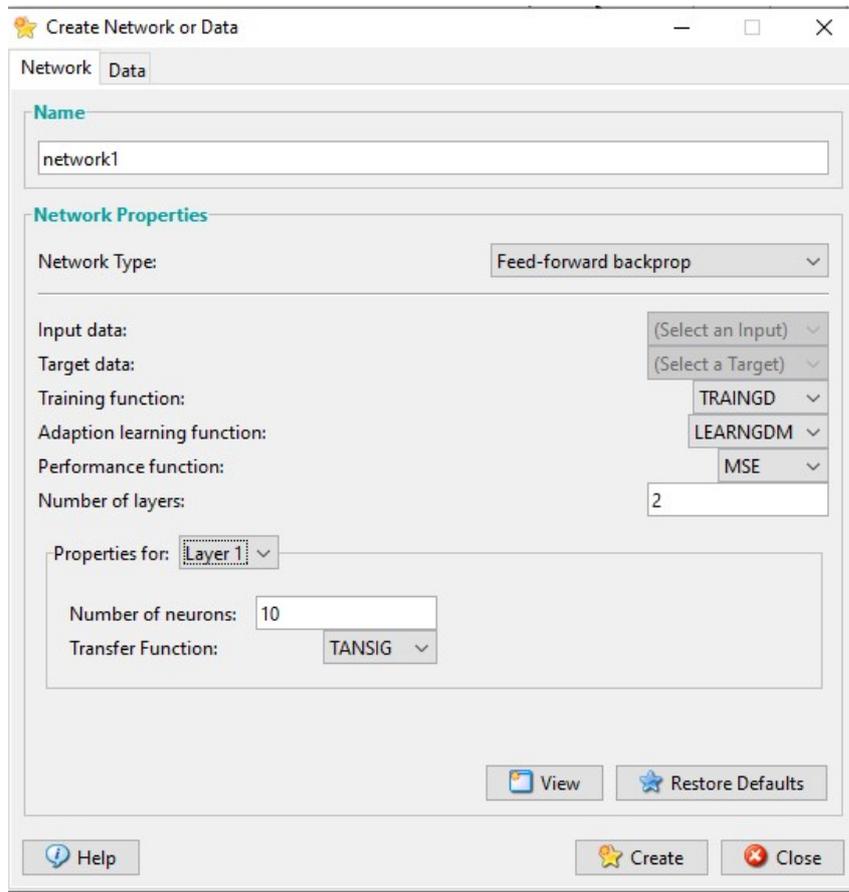


Рис. Ж.3 – Окно создания нейронной сети
(первая ступень сепарации)

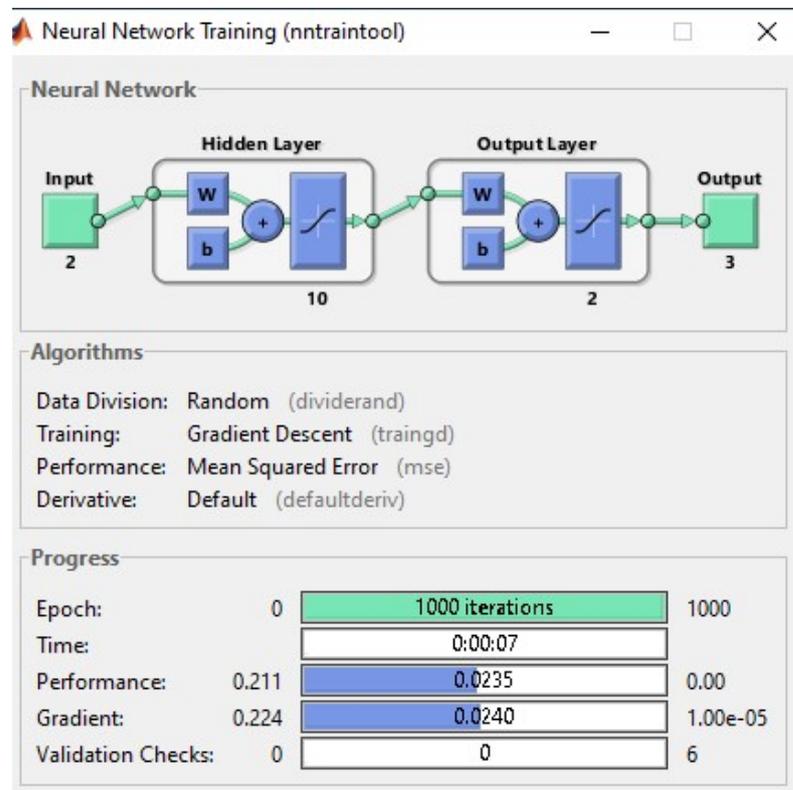


Рис. Ж.4 – Окно обучения нейронной сети
(первая ступень сепарации)

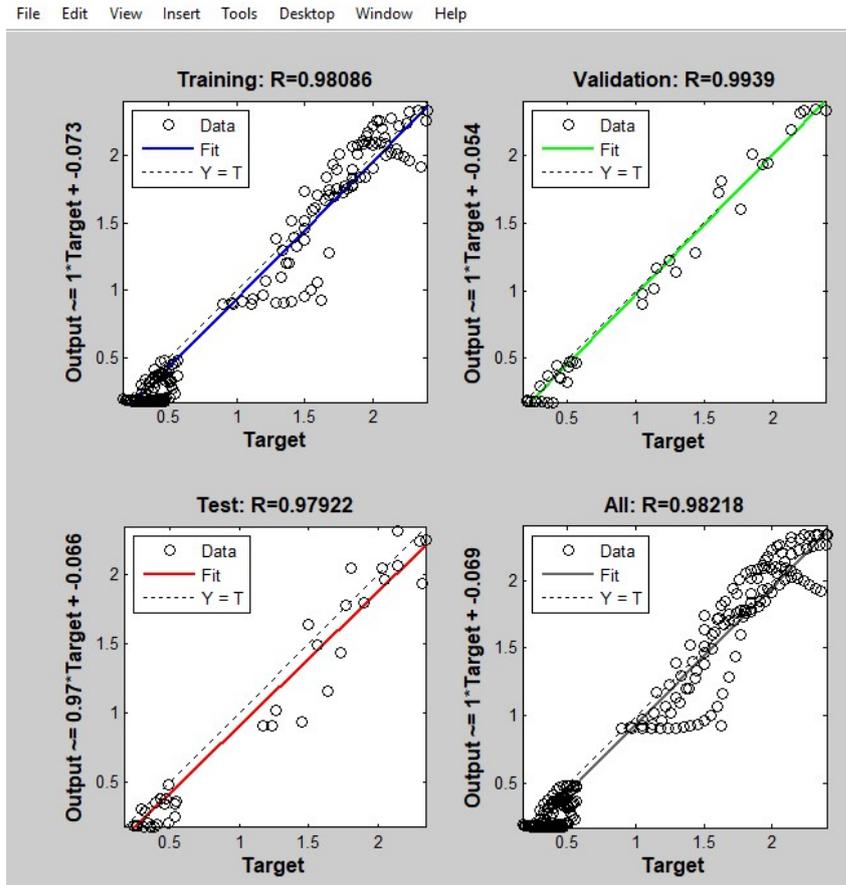


Рис. Ж.5 – Обучающая способность сети для нахождения оптимальных значений управляющих переменных стадии первой степени сепарации

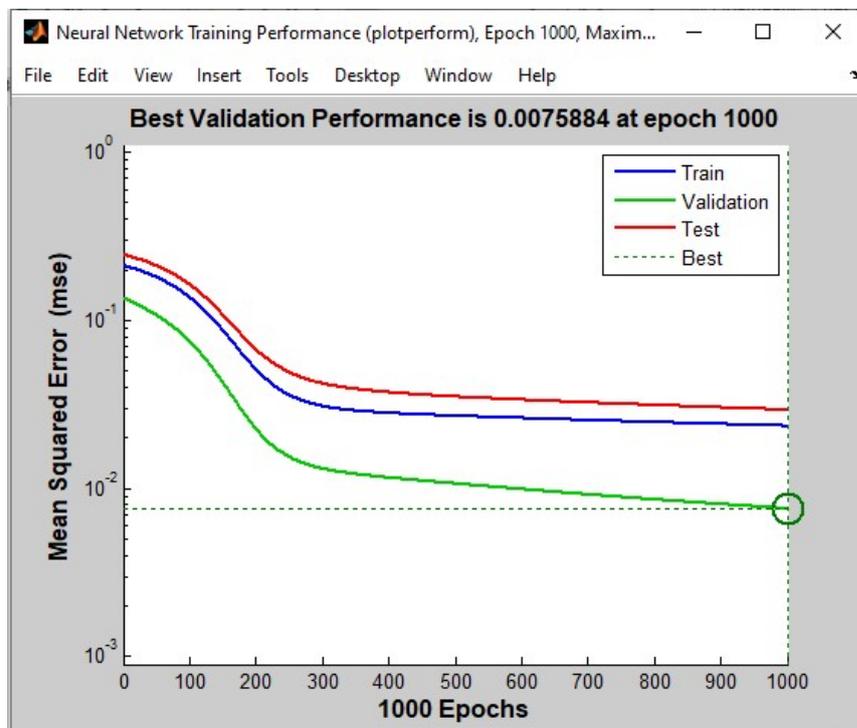


Рис. Ж.6 - Среднеквадратичная ошибка сети для нахождения оптимальных значений управляющих переменных стадии первой степени сепарации

Стадия предварительного обезвоживания:

ВХОД 1 $Q_{ж}$, м³/ч

$q=[79.41752975,90.79378916,\dots,779.1057141,1040.051606];$

ВХОД 2 $w_{ж}$, %

$w=[20,30,\dots,60,70];$

ВЫХОД 1 $Q_{дэ}(opt)$, г/т

$Q_{де3}=[13.93588322,12.92241163,\dots,5.781384134,5.70959593];$

ВЫХОД 2 $T(opt)$, °C

$T4=[25.6607,26.9593,\dots,42.9296,43.49];$

ВЫХОД 3 $t_{по}(opt)$, ч

$t_{по2}=[0.649661932,0.629546099,\dots,0.404222924,0.397057408];$

ВЫХОД 4 $P_{по}(opt)$, МПа

$p_{по1}=[0.2,0.2,\dots,0.2,0.2].$

Объединяем входы в один вектор:

$qw=[q;w].$

Объединяем выходы (управляющие переменные) в один вектор:

$upr=[p_{по1};t_{по2};Q_{де3};T4].$

Name	Value	Size	Min	Max
Qde3	<1x144 double>	1x144	5.7096	13.9359
T4	<1x144 double>	1x144	25.6607	43.4900
pno1	<1x144 double>	1x144	0.2000	0.2000
q	<1x144 double>	1x144	79.4175	1.0401e+03
qw	<2x144 double>	2x144	20	1.0401e+03
tro2	<1x144 double>	1x144	0.3971	0.6497
upr	<4x144 double>	4x144	0.2000	43.4900
w	<1x144 double>	1x144	20	70

Рис. Ж.7 – Формирование векторов входа и выхода НС стадии предварительного обезвоживания

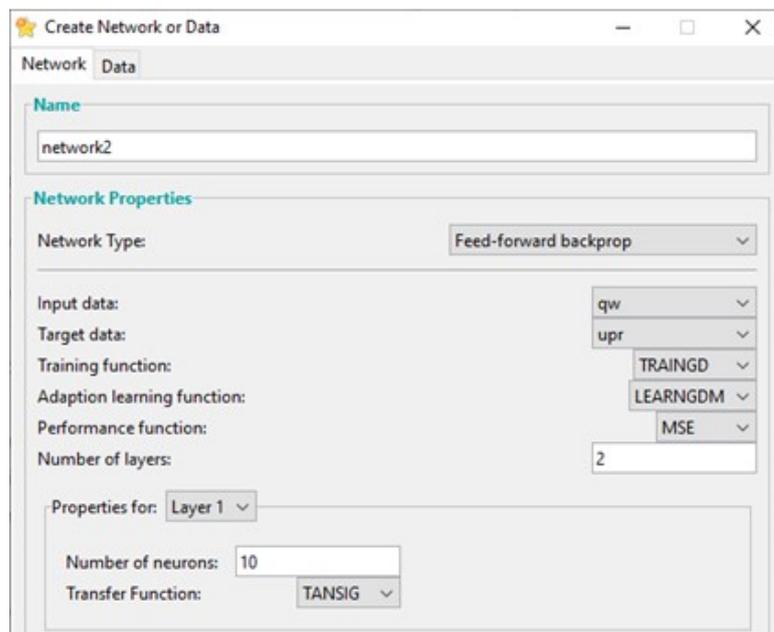


Рис. Ж.8 – Окно создания нейронной сети (стадия предварительного обезвоживания)

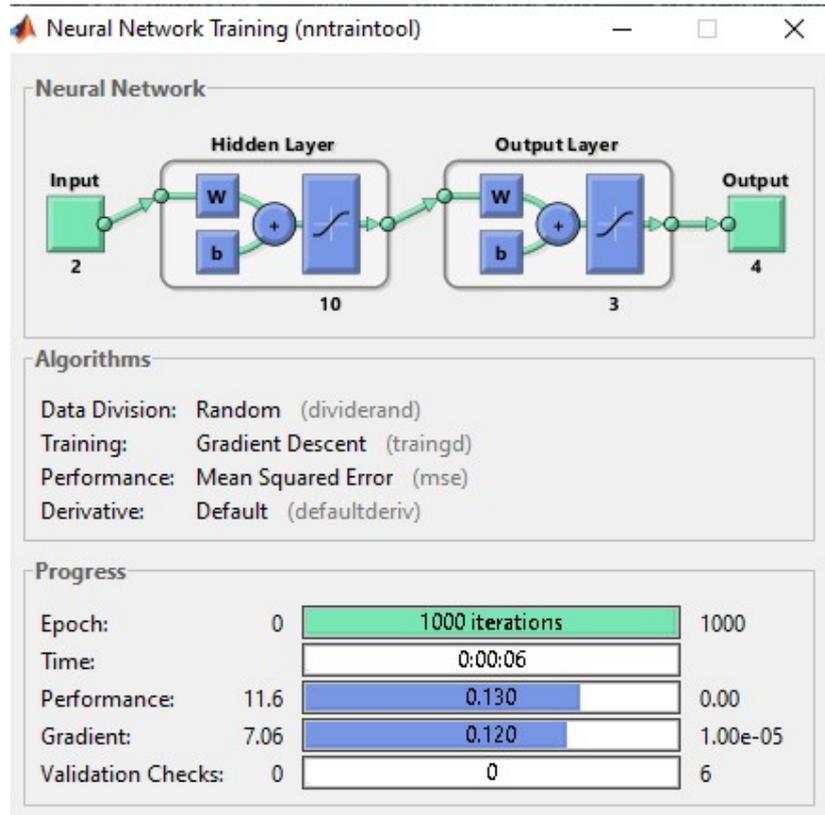


Рис. Ж.9 – Окно обучения нейронной сети (стадия предварительного обезвоживания)

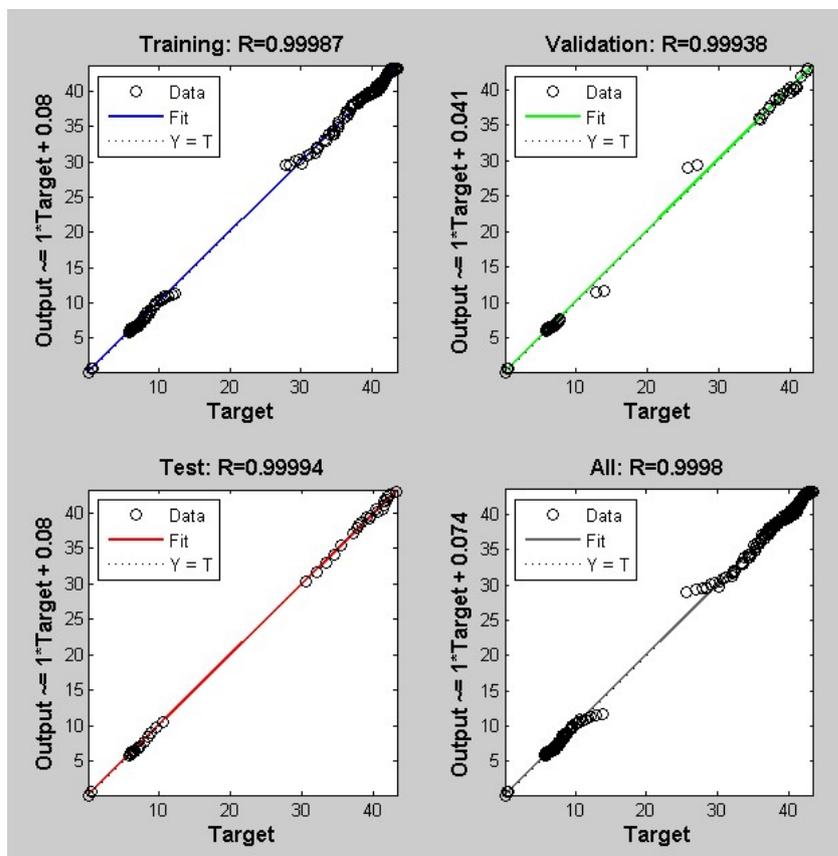


Рис. Ж.10 – Обучающая способность сети для нахождения оптимальных значений управляющих переменных стадии предварительного обезвоживания

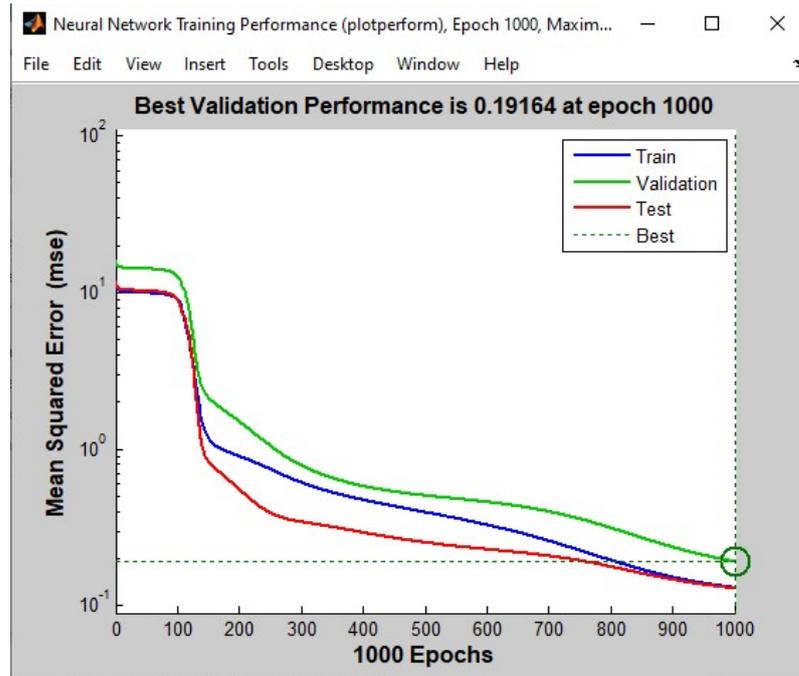


Рис. Ж.11 - Среднеквадратичная ошибка сети для нахождения оптимальных значений управляющих переменных стадии предварительного обезвоживания

Стадия глубокого обезвоживания:

вход 1 $Q_H, \text{ м}^3/\text{ч}$

$qn=[72.101,84.098,\dots,334.791,346.67];$

вход 2 $w_H, \%$

$wn=[11.88191038,11.85191272,\dots,10.10405122,9.9963995];$

выход 1 $Q_{pr}(opt), \%$ масс

$qpr1=[9.001344447,8.541603686,\dots,4.432091594,4.33976556];$

выход 2 $\tau_{ro}(opt), \text{ ч}$

$tro2=[0.649661932,0.629546099,\dots,0.404222924,0.397057408];$

выход 3 $Pro(opt), \text{ МПа}$

$pro3=[0.1,0.1,\dots,0.1,0.1].$

Объединяем входы в один вектор:

$qwn_in=[qn;wn].$

Объединяем выходы (управляющие переменные) в один вектор:

$upr123=[qpr1;tro2;pro3].$

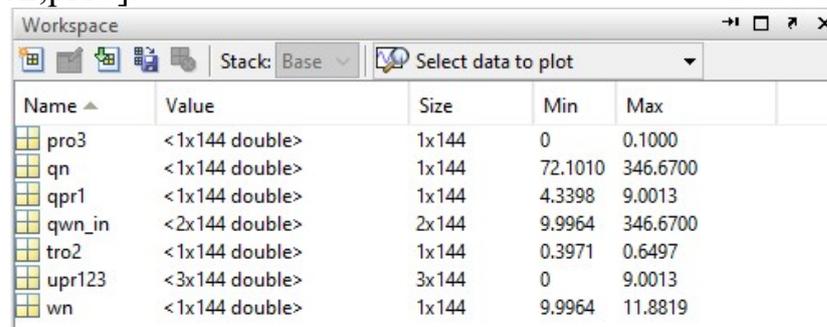


Рис. Ж.12 – Формирование векторов входа и выхода НС стадии глубокого обезвоживания

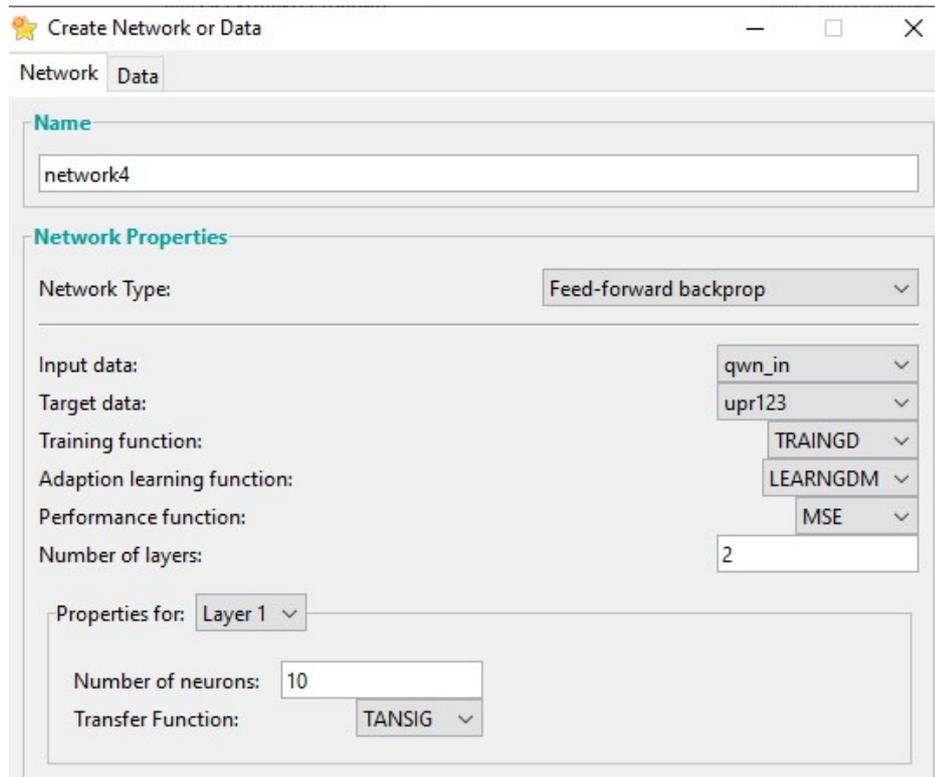


Рис. Ж.13 – Окно создания нейронной сети (стадия глубокого обезвоживания)

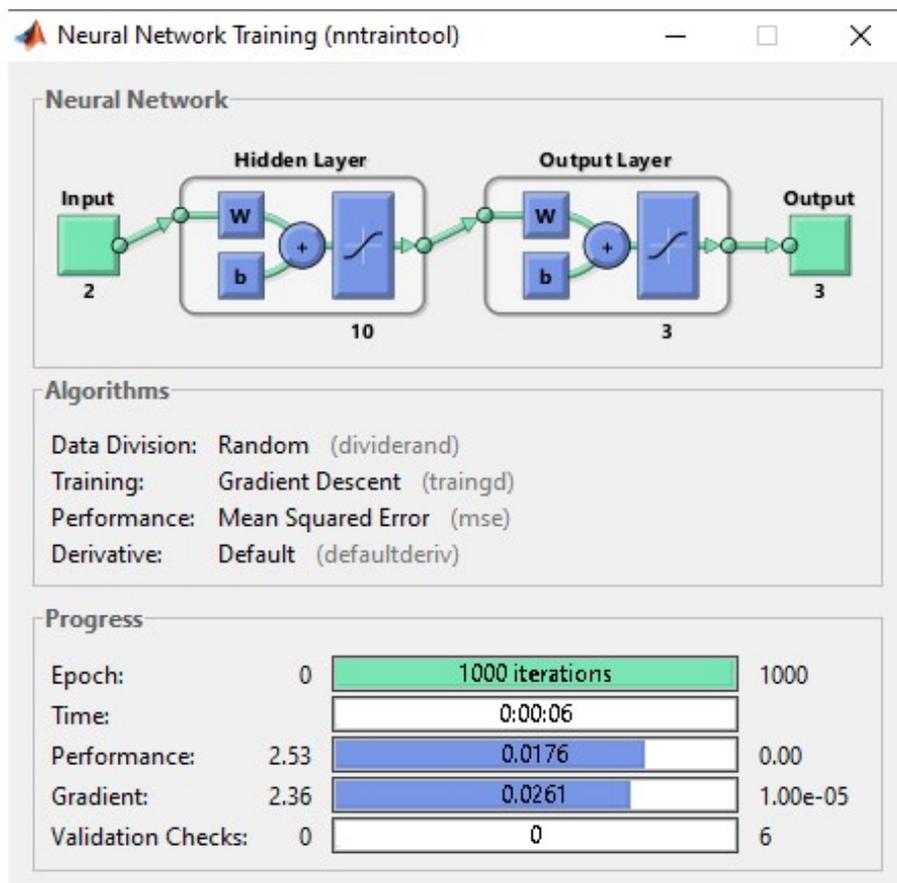


Рис. Ж.14 – Окно обучения нейронной сети (стадия глубокого обезвоживания)

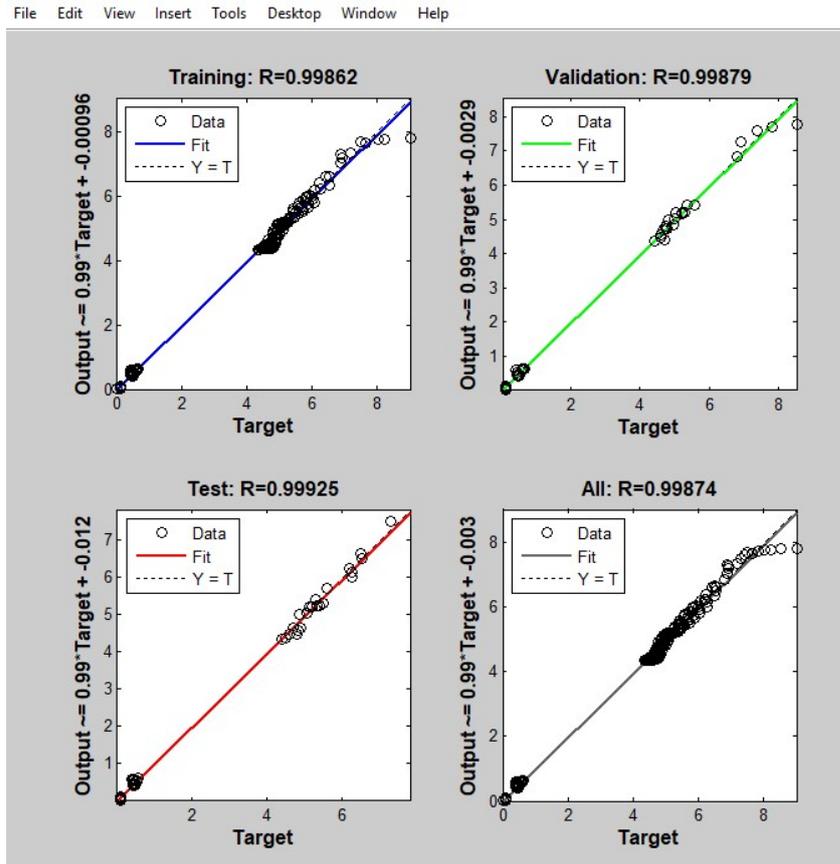


Рис. Ж.15 – Обучающая способность сети для нахождения оптимальных значений управляющих переменных стадии глубокого обезвоживания

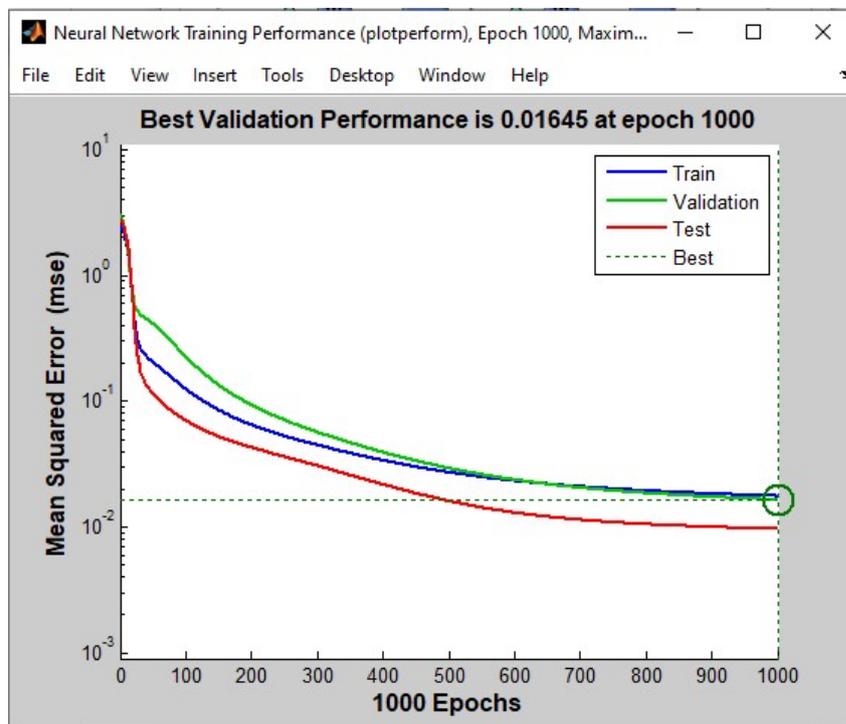


Рис. Ж.16 - Среднеквадратичная ошибка сети для нахождения оптимальных значений управляющих переменных стадии глубокого обезвоживания

Стадия конечной ступени сепарации:

ВХОД 1 $Q_{н1}$, м³/ч

$qn1=[60,62,\dots,292,294]$;

ВХОД 2 $wn1$, %

$wn1=[0.4625,0.4625,\dots,0.4625,0.4625]$;

ВЫХОД 1 $P_{кс(опт)}$, МПа

$pks1=[0.001,0.001,\dots,0.001,0.001]$;

ВЫХОД 2 $t_{кс(опт)}$, ч

$tk2=[0.126620552,0.130014086,\dots,0.370682486,0.372198591]$;

ВЫХОД 3 $L_{кс(опт)}$, м

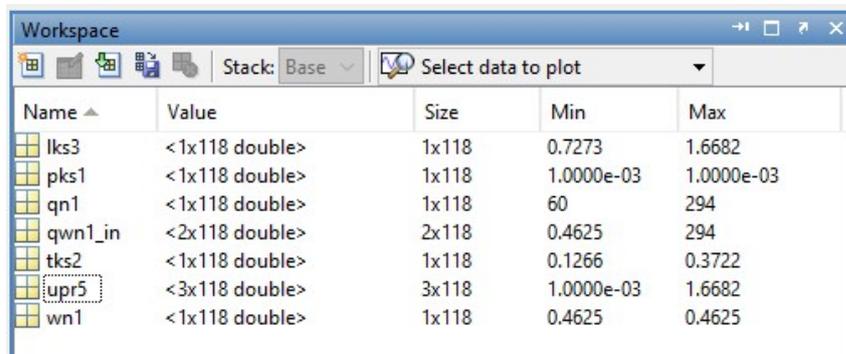
$lks3=[0.727321319,0.740322969,\dots,1.662395808,1.668204461]$.

Объединяем входы в один вектор:

$qwn1_in=[qn1;wn1]$.

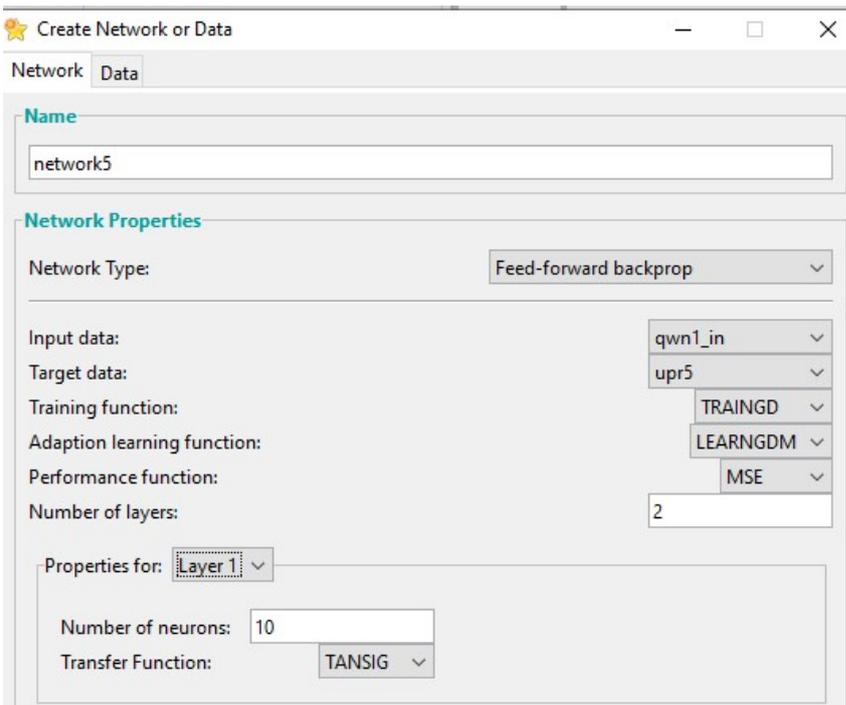
Объединяем выходы (управляющие переменные) в один вектор:

$upr5=[pks1;tk2;lks3]$.



Name	Value	Size	Min	Max
lks3	<1x118 double>	1x118	0.7273	1.6682
pks1	<1x118 double>	1x118	1.0000e-03	1.0000e-03
qn1	<1x118 double>	1x118	60	294
qwn1_in	<2x118 double>	2x118	0.4625	294
tk2	<1x118 double>	1x118	0.1266	0.3722
upr5	<3x118 double>	3x118	1.0000e-03	1.6682
wn1	<1x118 double>	1x118	0.4625	0.4625

Рис. Ж.17 – Формирование векторов входа и выхода НС стадии конечной ступени сепарации



Network: Data

Name: network5

Network Properties

Network Type: Feed-forward backprop

Input data: qwn1_in

Target data: upr5

Training function: TRAINGD

Adaption learning function: LEARNGDM

Performance function: MSE

Number of layers: 2

Properties for: Layer 1

Number of neurons: 10

Transfer Function: TANSIG

Рис. Ж.18 – Окно создания нейронной сети (стадия конечной ступени сепарации)

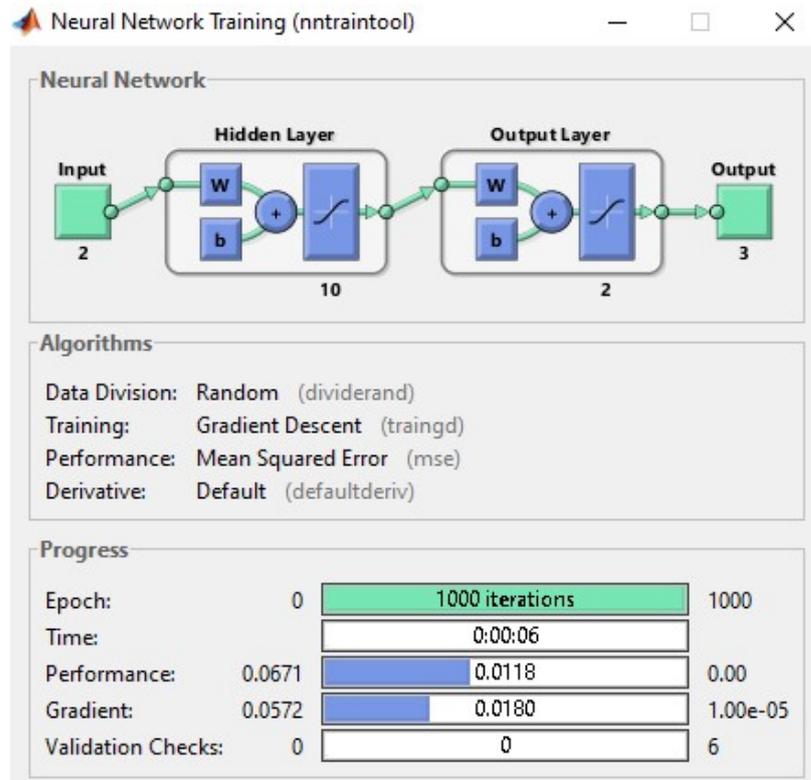


Рис. Ж.19 – Окно обучения нейронной сети (стадия конечной ступени сепарации)

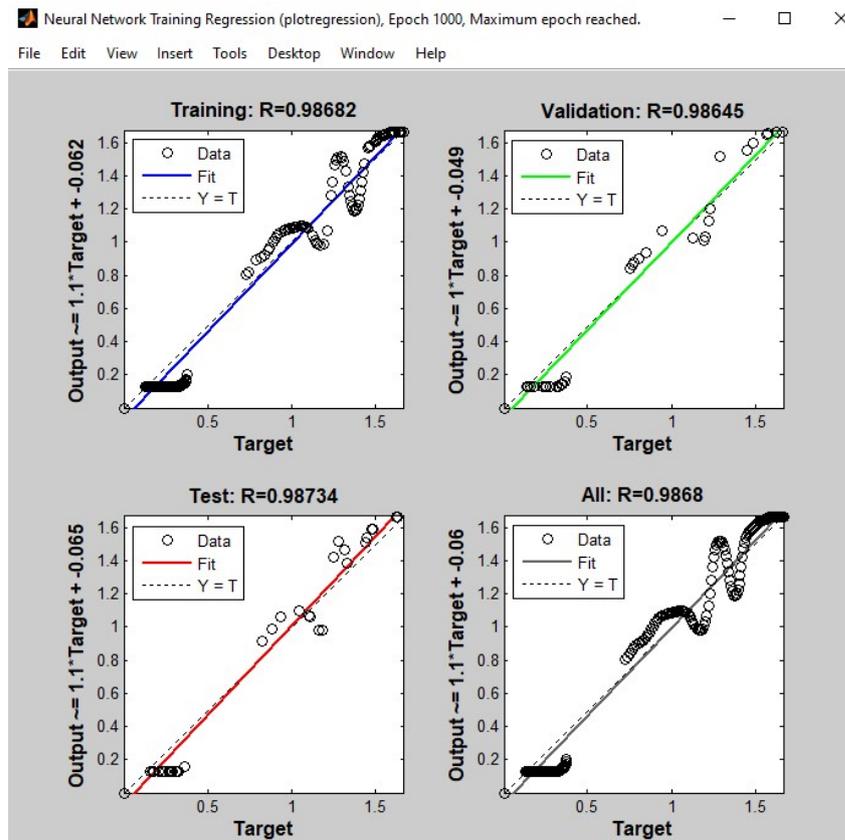


Рис. Ж.20 – Обучающая способность сети для нахождения оптимальных значений управляющих переменных стадии конечной ступени сепарации

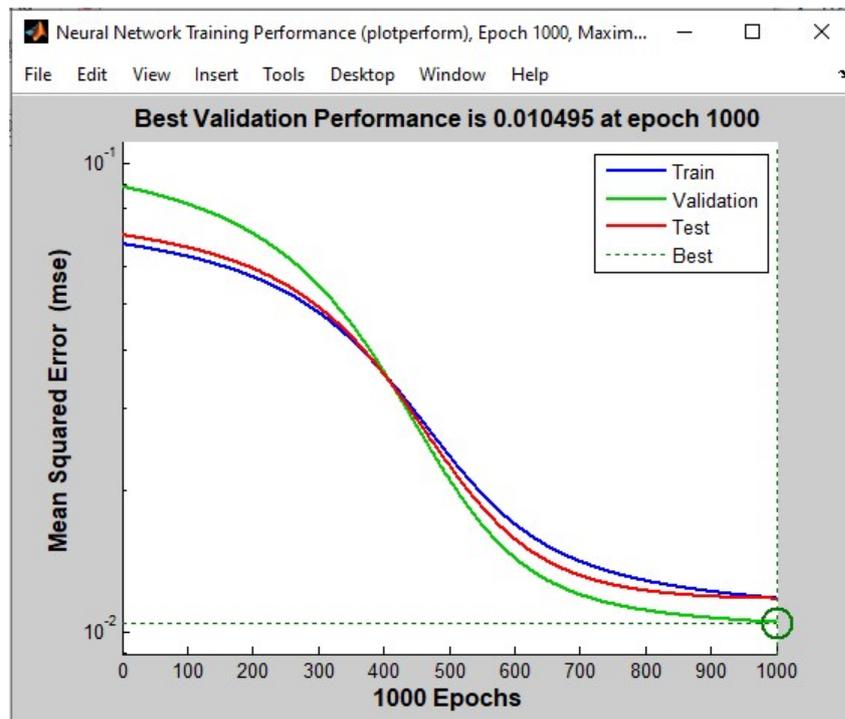


Рис. Ж.21 - Среднеквадратичная ошибка сети для нахождения оптимальных значений управляющих переменных стадии конечной ступени сепарации

Таблица Ж

Результаты обучения нейронной сети

Активационные функции	Кол-во нейронов	Метод обучения	Количество эпох	Средне-квадратичная ошибка	Время обучения
Логистическая	1	ГС	10000	0,0083111	
	1	ЛМ	1000	0,00169	
	10	ГС	1000	0,027656	0:02:50
	10	ЛМ	22	0,000065077	0:00:07
	20	ГС	1000	0,015637	0:03:13
	20	ЛМ	62	6,7042E-06	0:00:23
	30	ГС	1000	0,013907	0:03:34
	30	ЛМ	16	0,000001373	0:00:07
	50	ГС	10000	0,009122	
	50	ЛМ	23	3,196E-07	
	100	ГС	1000	0,047437	
	100	ЛМ	15	5,1283E-09	
	160	ГС	1000	0,086209	
	160	ЛМ	45	6,2289E-10	
	200	ГС	2000	0,059849	
200	ЛМ	26	1,7656E-10		

Гиперболический тангенс	1	ГС	1000	0,0097973	
	1	ЛМ	13	0,0017551	
	10	ГС	1000	0,022653	0:02:50
	10	ЛМ	49	0,000047128	0:00:14
	20	ГС	1000	0,040355	0:03:12
	20	ЛМ	63	4,4445E-06	0:00:23
	30	ГС	1000	0,026101	0:03:35
	30	ЛМ	37	8,1324E-07	0:00:17
	50	ГС	1000	0,041662	
	50	ЛМ	32	2,3457E-08	
	100	ГС	1000	0,062842	
	100	ЛМ	17	4,9855E-09	
	160	ГС	1000	0,082638	
	160	ЛМ	16	1,1089E-09	
	200	ГС	1000	0,098128	
	200	ЛМ	12	5,1189E-10	
Гиперболический тангенс для обоих слоев	1	ГС	1000	0,068219	
	1	ЛМ	12	0,0016564	
	10	ГС	1000	0,0084692	0:02:52
	10	ЛМ	75	0,000022444	0:00:21
	20	ГС	1000	0,022924	0:03:15
	20	ЛМ	27	0,000014306	0:00:10
	30	ГС	1000	0,0073325	0:03:35
	30	ЛМ	271	7,4966E-06	0:02:00
	50	ГС	1000	0,0042967	
	50	ЛМ	176	0,0024359	
	100	ГС	1000	0,0031034	
	100	ЛМ	24	3,8602E-07	
	160	ГС	1000	0,0042184	
	160	ЛМ	22	6,4168E-08	
	200	ГС	1000	0,0031495	
	200	ЛМ	164	0,0059995	

Из табл. Ж, на основании значений времени обучения и среднеквадратичной ошибки, выбрана конфигурация нейронной сети следующего вида: однослойный персептрон с одним скрытым слоем с 10 нейронами и сигмоидной логистической функцией активации, обучаемый по алгоритму обратного распространения ошибки. Такая конфигурация нейронной сети принята для всех стадий подготовки нефти.

Приложение И

Вид графиков сечений поверхностей, построенных по выходам нейросетевых моделей зависимостей оптимальных управляющих переменных от входных переменных стадий (расхода и обводненности).

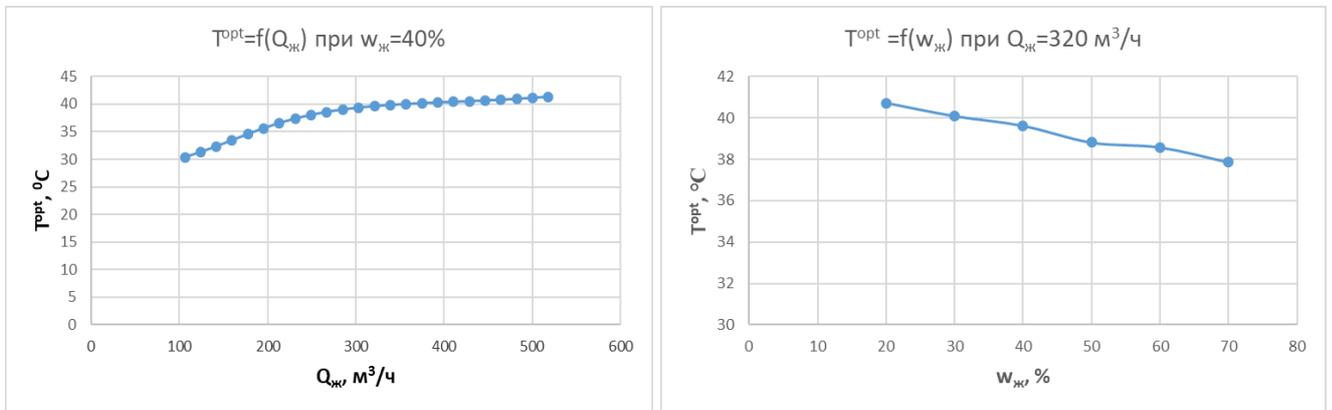


Рис. И.1 – Вид графиков сечений поверхности, изображенной на рис. 4.9, б

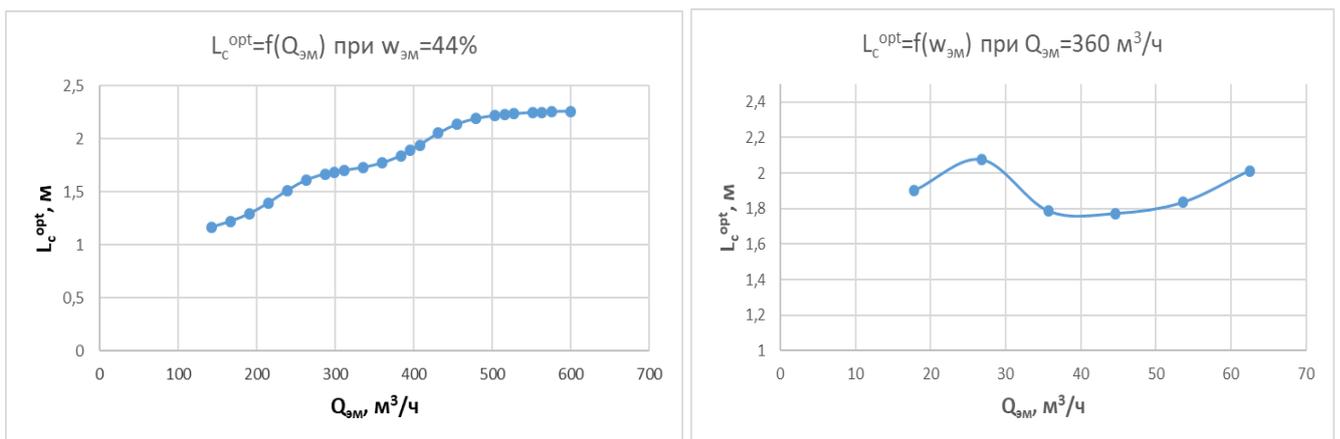


Рис. И.2 – Вид графиков сечений поверхности, изображенной на рис. 4.9, в

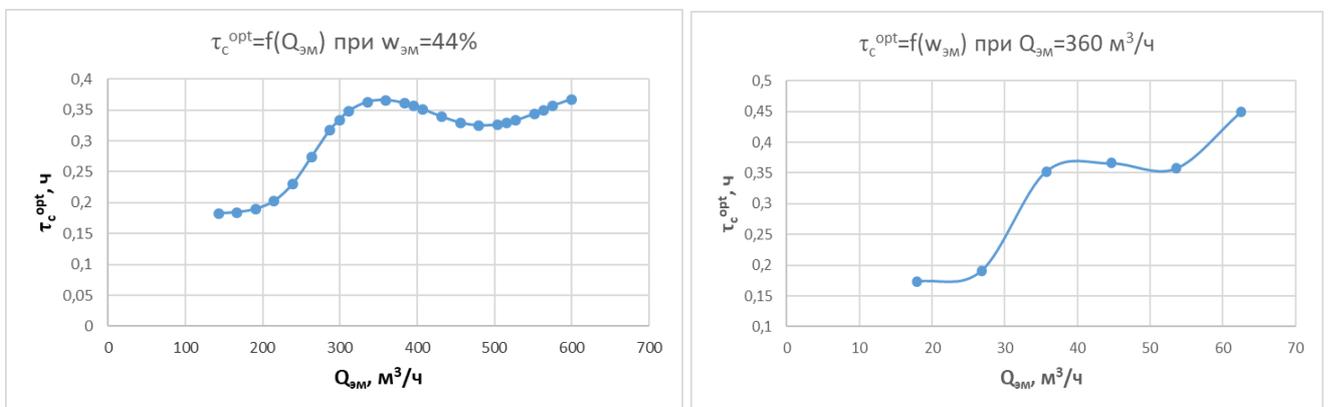


Рис. И.3 – Вид графиков сечений поверхности, изображенной на рис. 4.9, г

Приложение К

Описание программного продукта «Choice equipment»

1. Описание модульной структуры программы.

1.1 Скомпилированный вариант программы.

После компиляции программа представляет собой один исполняемый файл «Choice_equipmnet.exe». Данная программа запускает пользовательский интерфейс в виде окна куда пользователю необходимо ввести параметры «тип среды», «тип емкостного оборудования», «обозначение емкостного оборудования».

Также для работы программы необходимо подключиться к серверу базы данных OracleDB v11g, где хранятся таблицы данных оборудования. Таблицы данных возможно импортировать через программу PL/SQL Developer version 10.0.3.1701.

1.2 Исходный текст программы.

Программа состоит из следующих модулей:

1. Основной исполняемый модуль («Choice_equipmnet.dpr»).
2. Модуль интерфейса («Vibor_oborud.pas»).
3. Файлы таблиц баз данных оборудования («Tables.dmp»).

2. Описание содержания программных модулей.

2.1 Основная программа «Choice_equipmnet.dpr».

Подключаемые модули:

- Forms,
- Vibor_oborud,
- Tables.dmp.

Действия программы:

- размещение приложения в памяти ЭВМ, размещение таблиц баз данных на сервере OracleDB;
- создание формы класса TForm;
- подключение формы к серверу OracleDB;
- запуск на исполнение формы.

2.2 Модуль «Vibor_oborud».

Назначение модуля: содержит программные компоненты, реализующие пользовательский интерфейс, подготовку запросов поиска данных, вывод результатов поиска пользователю.

Подключаемые модули:

1. Стандартные модули пакета Delphi:

Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls, Forms, Dialogs, DB, ADODB, Grids, DBGrids, StdCtrls, Mask, DBCtrls.

2. Используемые классы:

Класс TForm1 – наследует от TForm.

Назначение – реализует основную форму программы.

Поля класса TForm представлены в табл. К.1.

Поля класса TForm1		
Поле	Тип/класс	Назначение
Button («Result»)	TButton (стандартный)	Кнопка запуска поиска
DBGrid1	TDBGrid (стандартный)	Поле вывода результата поиска
DataSource1	TDataSource	Параметры sql-запросов, выбирается ADOQuery1
ADOConnection1	TADOConnection	Параметры подключения к базе данных OracleDB (логин, пароль)
ADOQuery1	TADOQuery	Sql-запросы
DBGrid2	TDBGrid	Поле вывода таблицы данных емкостного оборудования
DataSource2	TDataSource	Параметры sql-запросов, выбирается ADOQuery2
ADOQuery2	TADOQuery	Sql-запросы
OBOZNACHENIE	TLabel	Название поля «Обозначение» (не редактируемое поле)
TYPE_OF_CAPACITY	TLabel	Название поля «Тип емкостного оборудования» (не редактируемое поле)
TYPE_OF_MEDIUM	TLabel	Название поля «Тип среды» (не редактируемое поле)
Label1	TLabel	Название поля «Выборка по заданным параметрам» (не редактируемое поле)
Label2	TLabel	Название поля «База данных» (не редактируемое поле)
Edit1	TEdit	Поле ввода данных «Обозначение» (редактируемое поле)
Edit2	TEdit	Поле ввода данных «Тип емкостного оборудования» (редактируемое поле)
Edit3	TEdit	Поле ввода данных «Тип среды» (редактируемое поле)

Методы класса TForm1 представлены в табл. К.2.

Методы класса TForm1

Методы	Вид	Нахождение	Назначение
ResultClick(Sender: TObject)	Процедура	Библиотека Delphi	Обрабатывает событие нажатие кнопки «Result»
Edit1Change(Sender: TObject)	Процедура	Библиотека Delphi	Вызывается при изменении текста в поле Edit1 «OBOZNACHENIE»
Edit2Change(Sender: TObject)	Процедура	Библиотека Delphi	Вызывается при изменении текста в поле Edit2 «TYPE_OF_CAPACITY»
Edit3Change(Sender: TObject)	Процедура	Библиотека Delphi	Вызывается при изменении текста в поле Edit3 «TYPE_OF_MEDIUM»

Глобальные переменные программы

Поле	Тип/класс	Назначение
Form1	TForm1	Объект класса TForm1

Описание методов

Описание метода *TForm1.ResultClick*

Назначение: выполнение запросов введенных параметров и вывод результата поиска в таблице на форме программы, по нажатию кнопки «Result».

Листинг:

```
procedure TForm1.ResultClick(Sender: TObject);
begin
    ADOQuery1.Close;
    ADOQuery1.Parameters.ParamByName('oboznachenie').Value:=Edit1.Text;
    ADOQuery1.Parameters.ParamByName('TYPE_OF_CAPACITY').Value:=Edit2.Text;
    ADOQuery1.Parameters.ParamByName('TYPE_OF_MEDIUM').Value:=Edit3.Text;
    ADOQuery1.Open;
end;
```

Описание метода *TForm1.Edit1Change*

Назначение: формирование запроса фильтрации по заданному параметру в поле Edit1 «Oboznachenie», при вводе текста в поле.

Листинг:

```
procedure TForm1.Edit1Change(Sender: TObject);
var
    oboznachenie: string;
begin
    oboznachenie:=Edit1.Text;
    ADOQuery1.Open;
end;
```

Описание метода *TForm1.Edit2Change*

Назначение: формирование запроса фильтрации по заданному параметру в поле Edit2 «TYPE_OF_CAPACITY», при вводе текста в поле.

Листинг:

```
procedure TForm1.Edit2Change(Sender: TObject);
var
    TYPE_OF_CAPACITY: string;
begin
    TYPE_OF_CAPACITY:=Edit2.Text;
    ADOQuery1.Open;
end;
```

Описание метода *TForm1.Edit3Change*

Назначение: формирование запроса фильтрации по заданному параметру в поле Edit3 «TYPE_OF_MEDIUM», при вводе текста в поле.

Листинг:

```
procedure TForm1.Edit3Change(Sender: TObject);
var
    TYPE_OF_MEDIUM: string;
begin
    TYPE_OF_MEDIUM:=Edit3.Text;
```

```
ADOQuery1.Open;
end;
```

Интерфейс использует типовые элементы управления, применяемые в среде ОС Windows. Элементы интерфейса:

1. Элементы управления – Кнопка «Result». Нажатие на кнопку осуществляет выполнение запроса по заданным параметрам в Базу данных и вывод результата.

2. Элементы ввода информации

Поля ввода

«Oboznachenie»

Ввод наименования обозначения емкостного оборудования. Пример (формат текста) ввода обозначения введен в само поле. Не обязательный для ввода в случае ввода одного из других полей («TYPE_OF_CAPACITY» или «TYPE_OF_MEDIUM»).

«TYPE_OF_CAPACITY»

Ввод наименования типа емкостного оборудования. Пример (формат текста) ввода обозначения введен в само поле. Не обязательный для ввода в случае ввода одного из других полей («Oboznachenie» или «TYPE_OF_MEDIUM»).

«TYPE_OF_MEDIUM»

Ввод наименования типа среды. Пример (формат текста) ввода обозначения введен в само поле. Не обязательный для ввода в случае ввода одного из других полей («Oboznachenie» или «TYPE_OF_CAPACITY»).

3. Элементы вывода информации

Таблицы вывода

«Viborka po zadanim parametram»

Поле вывода перечня оборудования из базы данных Oracle согласно заданных параметров поиска.

«Baza danih»

Поле вывода всей базы данных Oracle емкостного оборудования.

Порядок работы с программой

Для работы программы необходимо заранее установить на компьютер программы PL/SQL Developer и иметь доступ к базам данных Oracle DB посредством установки программы Oracle DB v11g или подключиться по сети к базам данных. Импортировать таблицы баз данных из файл «Tables.dmp».

Необходимо выполнить следующие действия:

1. Установить Oracle DB v11g. Создать сервер в окне Oracle DB, указать наименование и пароль (в разработанной программе наименование system, пароль 12345).
2. Запустить сервер базы данных Oracle DB. Подключиться к нему.
3. Установить PL/SQL Developer, запустить PL/SQL Developer и подключиться к базе данных Oracle (сервер с наименованием system, пароль 12345), загрузить в базу данных таблицы из файла «Tables.dmp» через команду Import.
4. Запустить файл «Choice Equipment.exe» (пользовательский интерфейс создан в Delphi).
5. После успешного подключения к базам данных Oracle подгрузится таблица данных емкостного (насосного, теплообменного) оборудования в окне формы «Baza danih».

6. Ввести параметры поиска в поля «Oboznachenie», «TYPE_OF_CAPACITY», «TYPE_OF_MEDIUM» (поиск возможен сразу по трем параметрам, по любым двум параметрам, а также по каждому параметру отдельно).
7. Нажать кнопку «Result».
8. Результат поиска появится в поле формы «Viborka po zadannim parametram» в табличном виде.
9. При изменении параметров поиска необходимо повторно нажать кнопку «Result».
10. Поиск возможен по всем трем таблицам баз данных (емкостного, теплообменного, насосного оборудования).
11. Выход из программы закрытием окна – нажать крестик (в верхнем правом углу, стандартный функционал ОС Windows).

Приложение Л

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021618882

**«Программа выбора состава технологического
оборудования по заданным параметрам (Choice
Equipment)»**

Правообладатель: *федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет» (RU)*

Автор(ы): *Караневская Татьяна Николаевна (RU)*

Заявка № 2021617354

Дата поступления 18 мая 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 01 июня 2021 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев

Приложение М

Методика определения состава оборудования и параметров технологического режима при оптимизации и управлении в задачах проектирования и эксплуатации автоматизированных установок промысловой подготовки нефти

Методика определения состава оборудования и параметров технологического режима при оптимизации и управлении в задачах проектирования и эксплуатации автоматизированных установок промышленной подготовки нефти

Введение.....	3
1. Теоретические основы и математические модели технологических процессов стадий подготовки нефти.....	4
2. Определение оптимального состава оборудования и оптимизация технологического режима при проектировании установок промышленной подготовки нефти.....	12
2.1. Критерий оптимальности и модель оптимизации при проектировании установки подготовки нефти.....	13
2.2. Подбор основного оборудования при проектировании установки подготовки нефти.....	14
2.3. Решение проектной задачи оптимизации технологического режима при выборе варианта аппаратного оформления процессов.....	20
2.4. Подбор типовых систем и средств автоматизации при проектировании.....	22
3. Алгоритм решения задачи оптимизации при эксплуатации установки.....	24
3.1. Критерий оптимальности и модель оптимизации при эксплуатации установки подготовки нефти.....	26
3.2. Определение оптимальных технологических режимов работы оборудования при эксплуатации установки промышленной подготовки нефти.....	26
3.3. Концепция адаптации моделей процессов подготовки нефти и коррекции оптимальных значений управляющих переменных стадий.....	28
3.4. Методика оптимизации и управления технологическим режимом установки подготовки нефти.....	29
3.5. Концепция интеграции полученных разработок в существующую АСУ ТП установки подготовки нефти.....	30
4. Пример решения задачи оптимизации при проектировании и эксплуатации.....	33
4.1. Пример определения оптимальных параметров технологического режима установки промышленной подготовки нефти	
4.2. Пример определения оптимального состава сооружений при проектировании установки подготовки нефти	
Список литературы.....	

Приложения Н

Акты внедрения результатов диссертационной работы



Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Пермь

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора –
директор Филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Пермь

С.С. Черепанов

« 07 » февраля 2023 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы
Караневской Татьяны Николаевны,
представленной на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Комиссия в составе:

Председатель: А.А. Югов – Руководитель по сопровождению проектов Пермского
и Поволжского регионов и Республики Коми;

Члены комиссии: Т.Н. Рябова – Начальник отдела технологического проектирования
(г. Пермь);

Л.Т. Федорова – Начальник отдела энергоинжиниринга (г. Пермь).

составила настоящий акт о том, что научно-технические результаты диссертационной работы Караневской Т.Н., выполненной в Пермском национальном исследовательском политехническом университете при научном руководстве А.Г. Шумихина, д-ра техн. наук, профессора, по разработке методов, моделей, алгоритмов оптимизации и управления с целью сокращения сроков проектирования и внедрения автоматизированных установок промышленной подготовки нефти, повышения эффективности технологических процессов в условиях эксплуатации установок, нашедшие отражение в методике определения состава оборудования и параметров технологического режима при оптимизации и управлении в задачах проектирования и эксплуатации автоматизированных установок промышленной подготовки нефти, включающей:

- математические модели процессов стадий подготовки нефти, представленные экспериментально-аналитическими выражениями зависимостей для переменных;
- программу для автоматизации расчетов при проектировании аппаратурно-технологического оформления процессов стадий подготовки нефти;
- методы, модели и алгоритмы оптимизации аппаратурно-технологического оформления стадий подготовки нефти по критерию «показатель приведенных затрат на производство» с определением оптимальных состава оборудования и значений

Россия
614015, г. Пермь
ул. Пермская, 3а

Тел.: (342) 233-67-08, 233-67-01
Канцелярия: (342) 233-67-25,
233-67-26, 233-67-27
Факс: (342) 233-67-28
E-mail: permnipineft@pnn.lukoil.com

входных и управляющих переменных стадий в базовом проекте строительства установки;

- методы, модели и алгоритмы оптимизации по критерию «прибыль» (затраты на производство) с целью определения оптимальных значений параметров технологического режима при эксплуатации действующих установок промышленной подготовки нефти

внедрены и используются в проектной деятельности Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Значения основных показателей эффективности внедрения разработок следующие:

- при использовании программы выбора оптимального состава технологического оборудования сокращение времени, затрачиваемого на поиск информации по характеристикам оборудования, выбор оборудования и средств автоматизации при проектировании установок, без увеличения численности персонала на 42%;

- повышение точности в определении состава и стоимости оборудования, параметров технологического режима в базовом проекте строительства объекта по отношению к технико-экономическому показателю проекта после его реализации в 3 раза;

- при внедрении предложенных методов, моделей и алгоритмов в алгоритмическое обеспечение автоматизированной системы управления и оптимизации технологических режимов работы оборудования установки подготовки нефти сокращение времени, затрачиваемого на определение параметров ведения технологического процесса центральной инженерно-технологической службой (ЦИТС), на 35-40%;

- экономия до 15% суммарных затрат на подготовку нефти при эксплуатации установки с применением внедренных научно-технических разработок, являющихся результатом диссертационной работы.

Председатель:

Руководитель по сопровождению проектов Пермского и Поволжского регионов и Республики Коми

 / А.А. Югов /

Члены комиссии:

Начальник отдела технологического проектирования (г. Пермь)

 / Т.Н. Рябова /

Начальник отдела энергоинжиниринга (г. Пермь)

 / Л.Т. Федорова /

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по образовательной
деятельности
Пермского национального
исследовательского
политехнического университета,



_____/Петроченков А.Б./

«17» _____ 2023 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы
Караневской Татьяны Николаевны,
представленной на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Комиссия в составе:

Председатель: Коротаяев В.Н. – доктор технических наук, профессор, декан факультета химических технологий, промышленной экологии и биотехнологии;

Члены комиссии: Мошев Е.Р. – доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой «Оборудование и автоматизация химических производств»;
Сокольчик П.Ю. – кандидат технических наук, доцент кафедры «Оборудование и автоматизация химических производств»

составила настоящий акт о том, что теоретические положения и практические результаты диссертационного исследования Караневской Татьяны Николаевны, выполненного в Пермском национальном исследовательском политехническом университете при научном руководстве Шумихина А.Г., д-ра техн. наук, профессора, посвященного моделированию, оптимизации и управлению при проектировании и эксплуатации автоматизированных установок промышленной подготовки нефти, используются в образовательном процессе и реализуются при подготовке магистров по направлению 15.04.04 – «Автоматизация технологических процессов и производств».

Предложенные в диссертации математические модели основных технологических процессов подготовки нефти применяются при проведении практических занятий в рамках дисциплин «Математические модели и анализ процессов тепло- массопереноса и химических реакторов как объектов управления» и «Производственная практика, научно-исследовательский семинар».

Разработанное программное обеспечение выбора состава технологического оборудования по заданным параметрам «Choice Equipment» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2021618882, дата регистрации 01.06.2021 г., правообладатель – ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», автор – Караневская Т.Н.) используется в курсе «Базы и банки данных».

Предложенные в диссертационной работе Караневской Т.Н. экспериментально-аналитические модели, связывающие показатели качества товарной нефти с показателями обводненности сырой нефти и параметрами технологического режима, метод и алгоритм их адаптации, а также методы и алгоритмы оптимизации многостадийных процессов подготовки нефти нашли отражение в методике определения состава оборудования и параметров технологического режима при оптимизации и управлении в задачах проектирования и эксплуатации автоматизированных установок промышленной подготовки нефти. Методика внедрена в производственную деятельность Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (акт о внедрении результатов диссертационной работы от 07.02.2023 г.).

Эффект от внедрения результатов диссертационной работы заключается в повышении уровня освоения профессиональных компетенций (знаний, умений, владений) при подготовке магистров по направлению 15.04.04 – «Автоматизация технологических процессов и производств».

Председатель комиссии:
декан факультета химических технологий,
промышленной экологии и биотехнологии,
доктор технических наук, профессор



/Коротаев В.Н./

Члены комиссии:
заведующий кафедрой «Оборудование и
автоматизация химических производств»,
доктор технических наук, доцент



/Мошев Е.Р./

доцент кафедры «Оборудование и
автоматизация химических производств»,
кандидат технических наук



/Сокольчик П.Ю./